



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH
PADA PT. SURYA PAMENANG KEDIRI**

Gita Rizka Anandya
NRP. 07111745000035

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Vita Lystianingrum B. P., ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE 184801

**STUDY OF OVERCURRENT RELAY PROTECTION
COORDINATION ON PT. SURYA PAMENANG KEDIRI**

Gita Rizka Anandya
NRP. 07111745000035

Supervisors
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Vita Lystianingrum B. P., ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih pada PT. Surya Pamenang Kediri**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2019



Gita Rizka Anandya
NRP. 07111745000035

Halaman ini sengaja dikosongkan

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH PADA
PT. SURYA PAMENANG KEDIRI**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**


Pada

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



4/7/19

Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT NIP. 196603181990101001

Vita L. B. P., ST., M.Sc., Ph.D. NIP. 198208292006042001



Halaman ini sengaja dikosongkan

STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH PADA PT. SURYA PAMENANG KEDIRI

Nama Mahasiswa : Gita Rizka Anandya
NRP : 07111745000035
Dosen Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
NIP : 19660318 199010 1 001
Dosen Pembimbing II : Vita Lystianingrum B. P., ST., M.Sc., Ph.D.
NIP : 19820829 200604 2 001

ABSTRAK

Sistem proteksi tenaga listrik adalah hal yang sangat penting dalam proses penyaluran daya. Karena, dengan adanya gangguan akan mempengaruhi kontinuitas *supply* daya listrik yang dapat menimbulkan penurunan produktivitas suatu plant industri. Gangguan yang terjadi juga dapat menyebabkan kerusakan pada peralatan listrik yang dimiliki industri tersebut. PT. Surya Pamenang Kediri pernah mengalami *trip* yang diakibatkan oleh *starting* motor. Permasalahan tersebut menghambat proses produksi dalam pabrik yang akhirnya menyebabkan kerugian dan penurunan kualitas produksi. Hal itu dapat terjadi karena sejak pengoperasian plan PT. Surya Pamenang Kediri belum pernah dilakukan studi kelayakannya.

Pada Tugas Akhir ini dilakukan studi koordinasi proteksi *overcurrent relay* dan *groundfault relay* pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Untuk melakukan studi koordinasi proteksi ini perlu dilakukan pemodelan sistem kelistrikan dengan menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah analisis *loadflow* dan *short circuit*, menentukan nilai arus *pickup*, *time dial* dan mengatur *grading time* antar rele dengan menggunakan *standart* IEEE-242 yaitu 0,2 s/d 0,4 detik.

Hasil dari studi koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri yaitu didapatkan *setting* rele pengaman dan hasil dari plot kurva arus yang menunjukkan koordinasi proteksi sudah benar dan sesuai *standard* IEEE-242.

Kata Kunci : Koordinasi Proteksi, *Overcurrent Relay*, *Groundfault Relay*

Halaman ini sengaja dikosongkan

STUDY OF OVERCURRENT RELAY PROTECTION COORDINATION ON PT. SURYA PAMENANG KEDIRI

Name : Gita Rizka Anandya
ID Number : 07111745000035
Supervisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Supervisor II : Vita Lystianingrum B. P., ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

Electric power protection system is very important in the process of power distribution. Because, with the existence of interference will affect the continuity of electricity supply which can cause a decrease in the productivity of an industrial plant. Disturbances that occur can also cause a damage to the electrical equipment owned by the industry. PT. Surya Pamenang Kediri has experienced a trip due to motor starting. These problems inhibit the production process in the factory which ultimately causes losses and decreases the quality of production. This can happen because since the operation of the plan of PT. Surya Pamenang Kediri has never done a feasibility study.

In this Thesis, was conducted coordination studies of overcurrent relay protection and groundfault relay on the electrical system of PT. Surya Pamenang Kediri. To carry out this coordination study, it is necessary to do electrical system modeling using ETAP 12.6.0 software. The next step taken is loadflow and short circuit analysis, determining the pickup current value, time dial and set the inter-relay grading time using the IEEE-242 standard, which is 0.2 to 0.4 seconds.

The results of the protection coordination study on the electrical system of PT. Surya Pamenang Kediri, which is obtained by the protection relay settings and the results of a plot of current curves that indicate protection coordination is correct and suitable to the IEEE-242 standard.

Keyword : Protection Coordination, Overcurrent Relay, Groundfault Relay

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Sarjana pada Program Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH PADA PT. SURYA PAMENANG KEDIRI

Dengan terselesaikannya Tugas Akhir ini, Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar - besarnya kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan ridho, kesehatan, dan kelancaran dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T dan Ibu Vita Lystianingrum B.P.,ST.M.Sc.,Ph.D selaku dosen pembimbing yang selalu membimbing penulis hingga terselesaikannya tugas akhir ini. Dan juga seluruh dosen yang membantu dalam memberikan bekal untuk masa depan saya selepas dari kuliah sejak saya mahasiswa baru hingga lulus.
3. Kedua Orang tua penulis yang senantiasa mendo'akan yang terbaik tanpa henti, menyemangati dan menemani di kala melewati masa-masa penting dan sulit.
4. Bapak Brian, *Engineer* di PT. Surya Pamenang Kediri yang membantu penulis dalam proses pengumpulan data – data kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.
5. Aldiawan Dwi Cahyo teman seperjuangan dari D3 hingga LJ sebagai tempat bercerita, mengeluh, mencari inspirasi dan selalu mendampingi penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir Ini.
6. Farida Herning Tyastuti dan Nabella Setya Yuliani teman seperjuangan Lintas Jalur S1 Elektro yang selalu menemani, selalu mendukung, memberi motivasi, semangat, dan nasihat.

7. Diajeng Retno dan Basari Iqbal, sahabat yang selalu berdoa tanpa henti, menyemangati dan menemani di kala melewati masa-masa penting dan sulit.
8. Teman – teman setopik Tugas Akhir Proteksi, yang senantiasa memberi dukungan dan semangat serta membantu penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
9. Teman – teman seperjuangan, Lintas Jalur Teknik Elektro ITS angkatan 2017 yang selalu saling menguatkan satu sama lain.
10. Semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam proses penyelesaian Tugas Akhir ini yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari dan memohon maaf atas segala kekurangan pada Tugas Akhir ini. Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat dalam pengembangan keilmuan di kemudian hari.

Surabaya, 11 Juli 2019

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL.....	xxi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Tugas Akhir	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metodologi Penelitian	3
1.6 Sistematika Laporan.....	6
1.7 Relevansi.....	7
BAB II GANGGUAN DAN PERALATAN PROTEKSI SISTEM TENAGA LISTRIK	9
2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik	9
2.1.1 Gangguan Beban Lebih	11
2.1.2 Gangguan Tegangan Lebih	11
2.1.3 Gangguan Hubung Singkat	11
2.2 Sistem Proteksi Tenaga Listrik	16
2.2.1 CB (<i>Circuit Breaker</i>).....	17
2.2.2 <i>Current Transformer</i> (CT)	18
2.2.3 Rele Proteksi	19
2.3 Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>)	21
2.3.1 Over Current Relay Instantaneous Time	22
2.3.2 Over Current Relay Definite Time	23
2.3.3 Over Current Relay Inverse Time	24
2.4 <i>Setting</i> Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>)	24
2.4.1 <i>Setting Over Current Relay Instantaneous Time</i>	25
2.4.2 <i>Setting Over Current Relay Inverse Time</i>	25

2.5 Rele Gangguan ke Tanah (<i>Ground Fault</i>)	27
BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT. SURYA PAMENANG	
KEDIRI	29
3.1 Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri	29
3.2 Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik PT. Surya Pamenang Kediri	30
3.3 Sistem Distribusi PT. Surya Pamenang Kediri	31
3.4 Data Beban PT. Surya Pamenang Kediri	33
BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISA	35
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri	35
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri	35
4.3 Analisa Arus Hubung Singkat Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri	38
4.3.1 Arus Hubung Singkat Maksimum (<i>4 cycle</i>)	38
4.3.2 Arus Hubung Singkat Minimum (<i>30 cycle</i>)	39
4.4 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa	40
4.5 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1	41
4.5.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1A	42
4.5.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1B	50
4.6 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2	57
4.6.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2A	58
4.6.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2B	66
4.7 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3	73
4.7.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3A	74
4.7.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3B	81
4.8 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4	92
4.8.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4A	92
4.8.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4B	100
4.9 Sistem Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah	104
4.9.1 <i>Setting Relay Groundfault</i> Tipikal 1 Sumber <i>Grid</i>	105
4.9.2 <i>Setting Relay Groundfault</i> Tipikal 2 Sumber Generator	112
BAB V PENUTUP	119
5.1 Kesimpulan	119
5.2 Saran	119
DAFTAR PUSTAKA	121

LAMPIRAN A	123
DAFTAR RIWAYAT HIDUP	125

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 1.1 Flowchart Metodologi	5
Gambar 2.1 Hubung Singkat Tiga Fasa	12
Gambar 2.2 Hubung Singkat Tiga Fasa ke Tanah.....	12
Gambar 2.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah.....	13
Gambar 2.4 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa.....	14
Gambar 2.5 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah	15
Gambar 2.6 Zona Proteksi Sistem Tenaga Listrik	16
Gambar 2.7 <i>Air Circuit Breaker</i> PT. Surya Pamenang Kediri	18
Gambar 2.8 Blok Diagram Sistem Kerja Rele Proteksi	19
Gambar 2.9 Blok Diagram Rele Arus Lebih	22
Gambar 2.10 Karakteristik <i>Instantaneous Relay</i>	23
Gambar 2.11 Karakteristik <i>Definite Relay</i>	23
Gambar 2.12 Karakteristik <i>Inverse Relay</i>	24
Gambar 2.13 Skema Rangkaian Rele <i>Groundfault</i>	27
Gambar 3.1 Single Line Diagram PT. Surya Pamenang Kediri	29
Gambar 4.1 Tipikal Koordinasi PT. Surya Pamenang Kediri	37
Gambar 4.2 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 1A	42
Gambar 4.3 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 1A	47
Gambar 4.4 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 1B	50
Gambar 4.5 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 1B	55
Gambar 4.6 Single Line Diagram Tipikal 2A	58
Gambar 4.7 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 2A	64
Gambar 4.8 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 2B	67
Gambar 4.9 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 2B	71
Gambar 4.10 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 3A	74
Gambar 4.11 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 3A	78
Gambar 4.12 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 3B	82
Gambar 4.13 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 3B	90
Gambar 4.14 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 4A	93
Gambar 4.15 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 4A	97
Gambar 4.16 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 4B	100
Gambar 4.17 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 4B	103
Gambar 4.18 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 1 <i>Groundfault</i>	106
Gambar 4.19 <i>Time Current Curve Groundfault Relay</i> Tipikal 1	110
Gambar 4.20 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 2 <i>Groundfault</i>	112

Gambar 4.21 *Time Current Curve Groundfault Relay* Tipikal 2117

DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2.1 Konstanta <i>Setting Time Dial</i> Rele ABB SPAJ 140 C [8]..	26
Tabel 3.1 Data <i>Grid</i> PT. Surya Pamenang Kediri	30
Tabel 3.2 Data Spesifikasi Generator <i>Emergency</i>	30
Tabel 3.3 Data Bus PT. Surya Pamenang Kediri	31
Tabel 3.4 Data Transformer PT. Surya Pamenang Kediri.....	32
Tabel 3.5 Data Kabel PT. Surya Pamenang Kediri	32
Tabel 3.6 Data Beban Lump Load PT. Surya Pamenang Kediri.....	33
Tabel 4.1 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum dengan Sumber <i>Grid</i>	38
Tabel 4.2 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum dengan Sumber Generator <i>Emergency</i>	39
Tabel 4.3 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Minimum dengan Sumber <i>Grid</i>	39
Tabel 4.4 Data Arus Hubung Singkat Minimum Menggunakan Sumber Generator <i>Emergency</i>	40
Tabel 4.5 Data <i>Setting</i> LVCB-7	43
Tabel 4.6 Data <i>Setting</i> Relay 6	44
Tabel 4.7 Data <i>Setting</i> Relay 5	45
Tabel 4.8 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus MCC-1	48
Tabel 4.9 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus 3	49
Tabel 4.10 Data <i>Setting</i> Relay 4	51
Tabel 4.11 Data <i>Setting</i> Relay 3	52
Tabel 4.12 Data <i>Setting</i> Relay 2	53
Tabel 4.13 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus B-1	56
Tabel 4.14 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus H-1	57
Tabel 4.15 Data <i>Setting</i> LVCB-14	59
Tabel 4.16 Data <i>Setting</i> Relay 11	60
Tabel 4.17 Data <i>Setting</i> Relay 10	61
Tabel 4.18 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus LC-3	65
Tabel 4.19 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus 7	66
Tabel 4.20 Data <i>Setting</i> Relay 9	67
Tabel 4.21 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus A	72
Tabel 4.22 <i>Seuence Viewer</i> Gangguan pada Bus H-2	73
Tabel 4.23 Data <i>Setting</i> LVCB- 9	75
Tabel 4.24 Data <i>Setting</i> Relay 7	76

Tabel 4.25 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan Pada Bus MCC-3	79
Tabel 4.26 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan Pada Bus 5.....	80
Tabel 4.27 Data <i>Setting Relay</i> 15.....	83
Tabel 4.28 Data <i>Setting Relay</i> 16.....	84
Tabel 4.29 Data <i>Setting Relay</i> 17.....	86
Tabel 4.30 Data <i>Setting Relay</i> 18.....	87
Tabel 4.31 Data <i>Setting Relay</i> 22 dan 23.....	88
Tabel 4.32 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus B-1	91
Tabel 4.33 Data <i>Setting Relay</i> 14.....	95
Tabel 4.34 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus LC-3.....	98
Tabel 4.35 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus 7	99
Tabel 4.36 Tabel Data <i>Setting Relay</i> 21.....	101
Tabel 4.37 <i>Sequence Viewer</i> pada Bus D	104
Tabel 4.38 Sistem Pentanahan PT. Surya Pamenang Kediri	105
Tabel 4.39 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 6.....	107
Tabel 4.40 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 5.....	107
Tabel 4.41 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 4.....	108
Tabel 4.42 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 3.....	108
Tabel 4.43 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 2.....	109
Tabel 4.44 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan ke Tanah pada Bus 3.....	111
Tabel 4.45 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 11	113
Tabel 4.46 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 13.....	113
Tabel 4.47 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 14.....	114
Tabel 4.48 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 17.....	115
Tabel 4.49 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 18.....	115
Tabel 4.50 Data <i>Setting Groundfault Relay</i> 19.....	116
Tabel 4.51 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan ke Tanah pada Bus 7	118

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem proteksi merupakan suatu sistem yang terdiri dari beberapa perangkat proteksi utama dan perangkat-perangkat lain yang digunakan untuk melakukan fungsi proteksi terhadap peralatan listrik [1]. Dalam dunia industri, sistem proteksi tenaga listrik sangat penting untuk proses penyaluran daya. PT. Surya Pamenang Kediri adalah salah satu perusahaan yang bergerak di bidang industri kertas dan merupakan anak perusahaan dari PT. Gudang Garam yang bergerak dalam produksi rokok. Untuk menunjang produksi rokok tersebut, didirikan PT. Surya Pamenang Kediri yang memproduksi kertas kemasan luar produksi. PT. Surya Paamenang memproduksi jenis kertas karton invory dan karton duplex dengan kapasitas produksi 150.000 ton per tahunnya. Dengan tingkat produksi yang tinggi, keandalan sistem kelistrikan perlu diperhatikan. Akan tetapi, pada saat ini peralatan proteksi yang dimiliki belum terkoordinasi dengan baik, sehingga saat terjadi gangguan menyebabkan terganggunya kontinuitas pasokan daya listrik yang mengakibatkan kerugian karena proses produksi tidak maksimal.

Pada PT. Surya Pamenang Kediri, pernah terjadi *trip* yang diakibatkan arus *starting* motor. Gangguan tersebut menyebabkan peralatan pengaman sistem kelistrikan mendeteksi adanya gangguan berupa arus yang sangat besar sehingga *circuit breaker trip*. Hal itu dapat terjadi karena sejak pengoperasian plan PT. Surya Pamenang kediri, belum pernah dilakukan studi koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan sehingga kelayakan sistem proteksinya belum tentu terjamin atau sesuai *standard* yang berlaku. Sistem proteksi kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri dikerjakan oleh pihak ketiga, dan PT Surya Pamenang Kediri tidak memiliki data sistem proteksi tersebut.

Oleh karena itu dibutuhkan studi koordinasi proteksi guna merancang sistem proteksi yang memenuhi standar pengamanan. Sistem proteksi harus bekerja secara cepat dan selektif dalam mengamankan peralatan-peralatan listrik yang sedang mengalami gangguan dengan cara memasang rele proteksi. Untuk mendapatkan keandalan sistem proteksi yang baik dibutuhkan rele proteksi yang dapat mengisolir gangguan seminimal mungkin secara cepat dan tepat. Dalam kasus gangguan hubung singkat antar fasa dapat diatasi dengan pemasangan rele arus lebih

fasa (*Over Current Relay*) sedangkan untuk gangguan fasa ke tanah dapat diatasi dengan rele arus lebih gangguan ke tanah (*ground fault relay*).

Pada laporan Tugas Akhir ini, penulis akan membuat simulasi koordinasi rele arus lebih (*Over Current Relay*) dan rele *ground fault* pada PT. Surya Pamenang Kediri dengan menggunakan program simulator. Simulator yang digunakan ialah *software* ETAP 12.6.0. Langkah awal yang harus dilakukan sebelum melakukan simulasi yaitu melakukan perhitungan manual untuk menganalisa *setting* nilai arus dan waktu terhadap rele yang digunakan pada masing-masing *feeder*, setelah itu nilai hasil perhitungan manual dapat dimasukkan ke *input* data rele pada simulator sehingga didapatkan hasil simulasi. Dari hasil simulasi, dilakukan analisa yang bertujuan untuk mendapatkan koordinasi rele proteksi yang cepat, tepat dan sesuai standar yang berlaku. Setelah itu, hasil analisa hubung singkat dan koordinasi proteksi dapat dibentuk ke dalam kurva TCC (*time current characteristic*) untuk mengetahui *setting* dan koordinasi rele proteksi yang tepat dan sesuai standard koordinasi sehingga mampu melindungi peralatan dalam sistem kelistrikan pabrik PT. Surya Pamenang Kediri.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah:

1. Sejak pengoperasian sistem proteksi kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri hingga saat ini belum pernah dilakukan studi kelayakannya.
2. Sebelum melakukan koordinasi proteksi sistem kelistrikan harus mengetahui arus hubung singkat yang terjadi pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.
3. Mengoordinasi rele arus lebih dan rele *ground fault* pada sistem kelistrikan dengan menggunakan nilai *setting* yang didapatkan dari hasil perhitungan.

1.3 Tujuan Tugas Akhir

Tujuan yang ingin dicapai dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Dapat memodelkan, menyimulasikan dan menganalisa sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.
2. Menentukan arus hubung singkat yang terjadi pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.

3. Mendapatkan hasil *setting* dari koordinasi rele arus lebih (*Over Current Relay*) dan rele gangguan ke tanah (*ground fault relay*) yang tepat pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Simulasi Proteksi dan analisa pada tugas akhir ini dilakukan menggunakan *software* ETAP 12.6.0.
2. Data yang digunakan diperoleh dari PT. Surya Pamenang Kediri.
3. Analisa hubung singkat yang dilakukan adalah 3 *phase fault* 4 *cycle* dan *line to line* 30 *cycle*.
4. Rele yang dibahas adalah rele arus lebih (*Over Current Relay*) dan rele gangguan ke tanah (*ground fault relay*).
5. Studi koordinasi proteksi dilakukan pada sistem distribusi radial tegangan menengah 20 kV, dan tegangan rendah 0.4 kV.

1.5 Metodologi Penelitian

Alur metodologi Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Tahap pertama yang dilakukan adalah pengkajian *textbook*, jurnal dan artikel ilmiah serta informasi yang dapat membantu dalam tugas akhir ini yaitu yang berhubungan dengan hubung singkat dan koordinasi proteksi.

2. Pengumpulan Data

Pada tahap kedua dilakukan pengmpulan data yang terdiri dari *single line diagram*, data spesifikasi generator, data trafo, dan peralatan lainnya dengan sumber data yang digunakan berasal dari PT. Surya Pamenang Kediri.

3. Pemodelan Sistem

Setelah mendapatkan data dari PT. Surya Pamenang Kediri, langkah selanjutnya yaitu melakukan pemodelan sistem kelistrikan dan *input* data peralatan dengan menggunakan *software* ETAP 12.6.0.

4. Analisa Load Flow & Short Circuit

Pada tahap ini akan diketahui besarnya aliran daya dan besarnya arus gangguan pada sistem PT. Surya Pamenang Kediri dengan analisa *load flow* dan *short circuit* menggunakan *software* ETAP 12.6.0.

5. Setting Rele Proteksi

Pada tahap ini dilakukan koordinasi rele proteksi dengan perhitungan *setting* rele menggunakan metode konvensional. Dalam perhitungan *setting* rele arus lebih akan dihitung *time overcurrent pick-up*, *time dial*, *instantaneous pick-up* dan *time delay* berdasarkan standar IEC 255-3 dan BS-142.

6. Analisa Simulasi dan Plot Kurva TCC

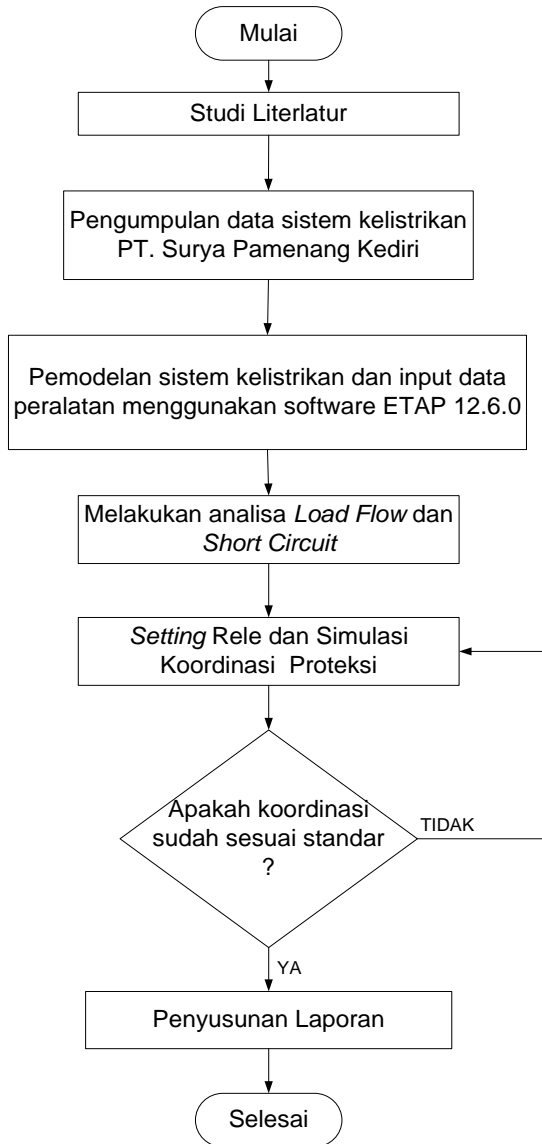
Pada tahap ini dilakukan simulasi dan plot kurva TCC koordinasi rele proteksi untuk mengetahui apakah *setting* rele sudah sesuai dengan standar. Apabila urutan dan lama kerja rele tidak sesuai standar IEEE 242 maka perlu dilakukan evaluasi dan *resetting* rele.

7. Penarikan Kesimpulan

Pada tahap ini memberikan kesimpulan mengenai koordinasi proteksi sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri berdasarkan kondisi yang ada. Alur metodologi Tugas Akhir ini dapat digambarkan dalam flowchart Gambar 1.1.

8. Penyusunan Laporan

Dalam tahap penyusunan laporan, akan dibuat laporan dalam sebuah buku yang berisi tentang permasalahan, landasan teori, metode yang diterapkan pada penelitian ini dan juga hasil dari koordinasi proteksi yang dilakukan di PT. Surya Pamenang Kediri. Dengan adanya laporan ini juga, diharapkan dapat berguna sebagai referensi untuk pengembangan penelitian topik tersebut selanjutnya.



Gambar 1.1 Flowchart Metodologi

1.6 Sistematika Laporan

Sistematika yang ditetapkan pada penyusunan laporan tugas ini adalah sebagai berikut:

Bab I : PENDAHULUAN

Pada bab ini membahas tentang latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, maksud dan tujuan, sistematika laporan, serta relevansi Tugas Akhir yang dibuat.

Bab II : TEORI DASAR

Pada bab ini menjelaskan tentang teori-teori penunjang yang dijadikan landasan prinsip dasar dan mendukung dalam menyelesaikan permasalahan yang ada pada Tugas Akhir ini serta tinjauan pustaka yang terdiri dari uraian singkat penelitian-penelitian yang terkait dengan Tugas Akhir yang dikerjakan.

Bab III : SISTEM KELISTRIKAN PABRIK PT. SURYA PAMENANG KEDIRI

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai sistem kelistrikan pada Pabrik PT. Surya Pamenang Kediri. Sistem kelistrikan yang dimaksud mengenai cara beroperasi sistem, jumlah keseluruhan beban serta data peralatan – peralatan listrik yang terpasang pada Pabrik PT. Surya Pamenang Kediri.

Bab IV : SIMULASI DAN IMPLEMENTASI

Pada tahap ini dilakukan perhitungan dan simulasi sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Kemudian hasil simulasi tersebut digunakan sebagai dasar analisa untuk melakukan *setting* koordinasi proteksi pada pabrik.

Bab V : PENUTUP

Pada tahap akhir ini berisi penutup yang menjelaskan tentang kesimpulan yang didapat dari penelitian Tugas Akhir ini dan saran-saran yang dapat membantu penelitian selanjutnya.

1.7 Relevansi

Penelitian Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat, yaitu:

1. Diperoleh hasil yang maksimal dalam koordinasi proteksi sehingga sistem terlindungi dari gangguan.
2. Meningkatkan dalam pengaplikasian Ilmu Pengetahuan dan Teknologi (IPTEK) secara nyata dalam bidang Teknik Sistem Tenaga Listrik.
3. Dapat dipergunakan sebagai referensi dan juga rekomendasi bagi PT. Surya Pamenang Kediri berkaitan dengan koordinasi proteksi sistem kelistrikannya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

GANGGUAN DAN PERALATAN PROTEKSI SISTEM TENAGA LISTRIK

Suatu sistem kelistrikan yang baik harus disertai kontinuitas dan keandalan listrik yang baik pula. Untuk menjamin terlaksananya proses produksi di suatu industri dengan maksimal, diperlukan kontinuitas pasokan daya yang baik. Kerugian yang cukup besar dapat terjadi jika proses produksi pada industri tersebut terhenti karena terjadi gangguan pada sistem kelistrikan. Selain itu, kerusakan pada peralatan pendukung proses produksi maupun peralatan dari sistem kelistrikan juga merupakan dampak dari terjadinya gangguan. Oleh karena itu, diperlukan peralatan proteksi sistem tenaga listrik guna meminimalisir terjadinya gangguan dengan mengatasi gangguan secara cepat dan tepat.

2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Gangguan pada sistem tenaga listrik adalah suatu keadaan tidak normal (*interferes*) dalam sistem tenaga listrik yang mengakibatkan mengalirnya arus yang tidak seimbang dalam sistem tiga fasa. Arus akan mengalir menuju titik gangguan saat terjadi gangguan pada sistem tenaga listrik. Arus gangguan tersebut memiliki nilai yang lebih besar dari rating arus, sehingga terjadi kenaikan temperatur pada peralatan bahkan dapat merusak peralatan-peralatan yang ada di dalam sistem [2].

Faktor penyebab terjadinya gangguan pada sistem tenaga listrik dapat diklasifikasikan berdasarkan asal dan gangguan dan sifat dari gangguan tersebut. Berdasarkan asal gangguan, gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dibedakan menjadi dua jenis yaitu:

1. Gangguan internal

Gangguan internal merupakan gangguan yang terjadi dari dalam sistem akibat kesalahan mekanis.

Adapun penyebab gangguan internal yaitu:

- a. Instalasi peralatan yang tidak benar sehingga peralatan tidak dapat bekerja dengan baik
- b. Beban lebih (*overload*)
- c. Tegangan dan arus abnormal
- d. Kerusakan material seperti kabel isolasi cacat / isolator pecah.
- e. Peralatan sudah tidak berfungsi sebagaimana mestinya yang disebabkan usia peralatan (penuaan).

2. Gangguan Eksternal

Gangguan Eksternal merupakan gangguan yang disebabkan oleh pengaruh dari luar sistem. Untuk penyebab gangguan dari luar sistem ialah sebagai berikut:

- a. Pengaruh cuaca seperti angin, hujan maupun surja petir yang dapat mengakibatkan tembusnya isolasi peralatan (*breakdown*).
- b. Pengaruh lingkungan seperti pohon, binatang, serta benda-benda asing yang dapat mengganggu sistem kelistrikan.
- c. Gangguan mekasis yang disebabkan oleh *human error* saat maintenance berlangsung.

Ada dua jenis gangguan menurut lama terjadinya, yaitu gangguan sementara (*temporary*) dan gangguan permanen (*stationary*).

1. Gangguan sementara (*temporary*)

Gangguan sementara merupakan gangguan yang dapat hilang sendirinya ketika CB (*circuit breaker*) terbuka selama beberapa saat kemudian sistem dapat dihubungkan kembali. Gangguan sementara dapat berubah menjadi gangguan permanen apabila gangguan sementara tidak dapat ditanggulangi dengan sendirinya, dan berlangsung dalam waktu yang cukup lama.

2. Gangguan permanen (*stationary*)

Gangguan permanen merupakan gangguan yang tidak akan hilang hanya dengan membuka CB (*circuit breaker*) dalam beberapa saat saja, yang artinya terjadi kerusakan permanen pada sistem seperti kerusakan pada peralatan, penghantar, maupun terjadinya kegagalan pada isolator. Untuk membebaskan sistem dari gangguan permanen, perlu menghilangkan penyebab gangguan tersebut dengan melakukan perbaikan.

Berdasarkan kesimetrisannya, gangguan juga dapat dibedakan menjadi dua yaitu:

1. Gangguan Simetris

Gangguan simetris adalah gangguan yang terjadi pada tiap-tiap fasanya sehingga arus dan tegangan setiap fasanya tetap seimbang setelah gangguan terjadi. Gangguan hubung singkat tiga fasa dan gangguan hubung singkat tiga fasa ke tanah termasuk dalam kelompok gangguan simetris.

2. Gangguan Asimetris

Gangguan asimetris adalah gangguan yang mengakibatkan tegangan dan arus yang mengalir pada setiap fasanya menjadi tidak seimbang. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, gangguan hubung singkat dua fasa, serta gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah termasuk dalam kelompok gangguan asimetris.

2.1.1 Gangguan Beban Lebih

Gangguan beban lebih atau sering disebut *overload* adalah gangguan yang disebabkan konsumsi daya listrik melebihi daya yang dihasilkan pembangkit. Akibat adanya gangguan beban lebih pada peralatan-peralatan listrik dapat merusak peralatan yang dialiri oleh arus gangguan tersebut [3].

2.1.2 Gangguan Tegangan Lebih

Gangguan tegangan lebih terjadi ketika besarnya tegangan pada jaringan listrik melebihi besar tegangan nominal. Beberapa penyebab terjadinya gangguan tegangan lebih yaitu:

1. Terjadi kerusakan pada jaringan listrik dan trafo sehingga terjadi *losses* daya yang menyebabkan trafo dan jaringannya tidak dapat bekerja pada beban penuh.
2. Terjadinya surja petir (*lightning surge*) atau surja hubung pada sistem.
3. Jumlah pelanggan yang semakin banyak sehingga jaringan listrik yang terbatas tidak dapat mengimbangi.

2.1.3 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat terjadi karena hubungan antar konduktor baik yang bertegangan maupun tidak bertegangan secara langsung sehingga timbul arus yang besar. Dengan terjadinya gangguan hubung singkat, *supply* daya dapat terhenti akibat terputusnya CB (*circuit breaker*) serta dapat merusak peralatan listrik yang beroperasi. Oleh karena itu analisa hubung singkat penting dalam mengkoordinasi proteksi suatu sistem. Tujuan analisa hubung singkat, yaitu [4]:

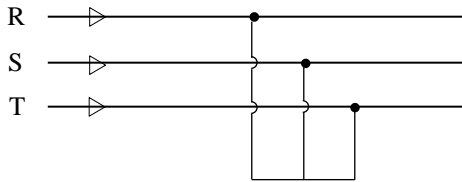
1. Menentukan tegangan dan arus maksimum dan minimum pada bagian atau titik tertentu dalam suatu sistem tenaga listrik pada setiap jenis gangguan yang mungkin terjadi.
2. Menentukan kapasitas CB (*circuit breaker*) dengan mencari nilai *short circuit capacity* pada tiap bus.

3. Menentukan *setting* rele dan koordinasi proteksi pada suatu sistem untuk mengamankan perangkat dari gangguan dengan waktu secepat mungkin.

Gangguan hubung singkat ini dapat digolongkan menjadi dua golongan yaitu gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat asimetris.

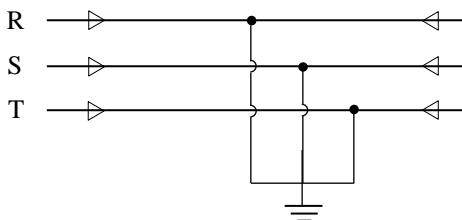
2.1.3.1 Gangguan Hubung Singkat Simetri

Gangguan hubung singkat simetris yaitu hubung singkat yang terjadi saat ketiga saluran fasa saling terhubung. Gangguan hubung singkat simetris sering disebut gangguan hubung singkat seimbang karena ketika gangguan telah berakhir, arus dan tegangan tiap fasanya tetap memiliki nilai yang sama. Hubung singkat tiga fasa dan hubung singkat tiga fasa ke tanah termasuk dalam kelompok gangguan hubung singkat simetris. Hanya 5% dari total kejadian gangguan hubung singkat, merupakan gangguan hubung singkat tiga fasa. Rangkaian hubung singkat tiga fasa dan tiga fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.1 dan 2.2.



Gambar 2.1 Hubung Singkat Tiga Fasa

Rangkaian hubung singkat tiga fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Hubung Singkat Tiga Fasa ke Tanah

Besarnya arus hubung singkat tiga fasa dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$I_{sc} 3\phi = \frac{V_{LN}}{X_1} \dots\dots\dots(2.1)$$

Keterangan:

$I_{sc} 3\phi$: Arus hubung singkat tiga fasa

V_{LN} : Tegangan *line to neutral*

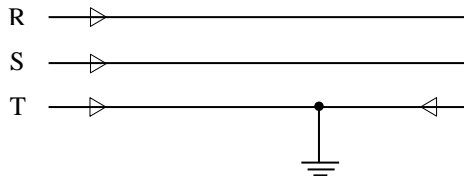
X_1 : Reaktansi urutan positif

2.1.3.2 Gangguan Hubung Singkat Asimetri

Gangguan hubung singkat asimetri atau sering disebut gangguan hubung singkat tak seimbang adalah hubung singkat yang berada pada salah satu atau dua fasa yang mengakibatkan besar nilai dan sudut antar fasanya berbeda. Hampir semua gangguan yang terjadi pada sistem kelistrikan merupakan gangguan asimetri. Hubung singkat satu fasa ke tanah, hubung singkat dua fasa, dan hubung singkat dua fasa ke tanah termasuk dalam kelompok gangguan hubung singkat asimetri.

a. Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah gangguan yang terjadi pada salah satu fasa yang terhubung ke tanah. 70% dari total kejadian hubung singkat merupakan hubung singkat satu fasa ke tanah. Rangkaian hubung singkat satu fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Besarnya arus hubung singkat satu fasa ke tanah dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$I_{sc} 1\emptyset \text{ ke tanah} = \frac{3V_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0} \dots\dots\dots(2.2)$$

Keterangan:

$I_{sc} 1\emptyset$: Arus hubung singkat satu fasa

V_{LN} : Tegangan *line to neutral*

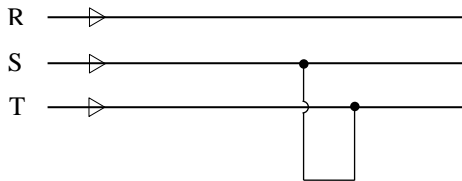
X_0 : Reaktansi urutan nol

X_1 : Reaktansi urutan positif

X_2 : Reaktansi urutan negatif

b. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Gangguan hubung singkat dua fasa adalah gangguan yang disebabkan oleh fasa dan fasa antar dua fasa terhubung singkat dan tidak terhubung ke tanah. 15% dari total kejadian hubung singkat merupakan hubung singkat dua fasa. Rangkaian hubung singkat dua fasa dapat dilihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Besarnya arus hubung singkat dua fasa dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

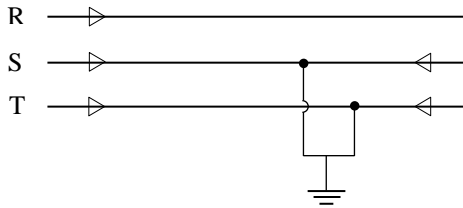
$$I_{sc} 2\emptyset = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} V_{LN}}{2 \times X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{sc} 3\emptyset \approx 0.866 \times I_{sc} 3\emptyset \dots(2.3)$$

Keterangan:

- $I_{sc} 2\emptyset$: Arus hubung singkat dua fasa
- $I_{sc} 3\emptyset$: Arus hubung singkat tiga fasa
- V_{LN} : Tegangan *line to neutral*
- V_{LL} : Tegangan *line to line*
- X_0 : Reaktansi urutan nol
- X_1 : Reaktansi urutan positif
- X_2 : Reaktansi urutan negatif

c. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah adalah gangguan yang terjadi ketika dua buah fasa dari sistem tenaga listrik terhubung singkat ke tanah. Prosentase terjadinya gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah hanya 10% dari total kejadian hubung singkat, yang berarti sangat jarang terjadi. Rangkaian hubung singkat dua fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah

Besarnya arus hubung singkat dua fasa ke tanah dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$I_{sc} 2\emptyset \text{ ke tanah} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2 \cdot X_0 / X_2 + X_0} \dots \dots \dots (2.4)$$

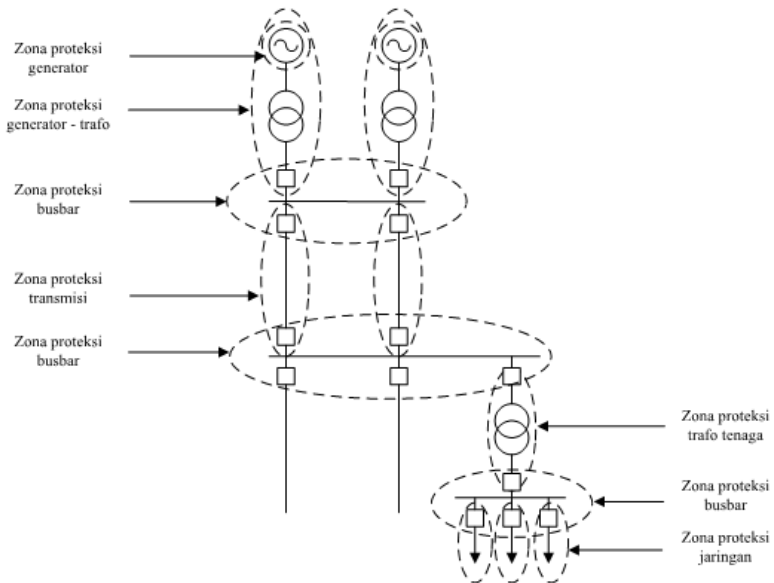
Keterangan:

- $I_{sc} 2\emptyset$: Arus hubung singkat dua fasa
- V_{LL} : Tegangan *line to line*
- X_0 : Reaktansi urutan nol
- X_1 : Reaktansi urutan positif
- X_2 : Reaktansi urutan negatif

2.2 Sistem Proteksi Tenaga Listrik

Dengan berbagai macam faktor dan berbagai macam jenis gangguan, suatu sistem industri dapat mengalami kegagalan operasi dan terjadi kerusakan pada peralatan sistem kelistrikan. Maka dari itu, diperlukan adanya suatu sistem proteksi untuk menjaga stabilitas dan kontinuitas sistem tenaga listrik.

Konsep dari sistem proteksi adalah menyeting generator, trafo dan struktur bus lainnya agar dapat terlindungi di zona aman [5]. Suatu sistem pengamanan tenaga listrik dituntut untuk mengamankan seluruh peralatan dengan tetap menekankan selektivitas rele pengamanan. Oleh karena itu, sistem tenaga listrik dibagi menjadi beberapa zona pengamanan dengan pemutusan.



Gambar 2.6 Zona Proteksi Sistem Tenaga Listrik

Dalam suatu sistem proteksi masih diperlukan adanya proteksi cadangan selain proteksi utama. Proteksi cadangan didesain hanya bekerja saat proteksi utama gagal bekerja. Pembagian zona proteksi juga dapat digunakan untuk membedakan rele utama dan rele *back up*. Rele proteksi utama tidak dapat bekerja bersamaan dengan rele *back up*. Terdapat selisih kerja waktu pada kedua rele tersebut yang dinamakan *time delay* (Δt). Rele proteksi utama dan rele *back up* memiliki Δt 0.2 – 0.35 detik. Berdasarkan IEEE 242 waktu terbuka *circuit breaker* adalah 0.04-0.1 detik (2-5 Cycle) dengan *overtravel time* dari rele 0.1 detik dan faktor keamanan 0.12-0.22 detik. Sehingga total waktu dari rele merasakan sinyal hingga *circuit breaker* bekerja yaitu 0.2-0.4 detik.

2.2.1 CB (*Circuit Breaker*)

Circuit Breaker merupakan peralatan pemutus tenaga listrik yang berfungsi untuk menghubungkan dan melepas arus beban di jaringan listrik pada saat kondisi normal sesuai ratingnya maupun abnormal untuk mengamankan atau melindungi peralatan yang terhubung di rangkaian beban bila terjadi gangguan pada sistem. Syarat-syarat *circuit breaker* dapat dikatakan bekerja dengan baik yaitu:

1. Dapat menyalurkan arus maksimum secara berkelanjutan.
2. Dapat memutuskan dan menutup jaringan sistem dalam kondisi berbeban maupun saat terjadi gangguan hubung singkat tanpa menimbulkan kerusakan pada *circuit breaker* itu sendiri.
3. Dapat mengamankan sistem dari gangguan hubung singkat dengan kecepatan tinggi sehingga tidak merusak peralatan sistem ataupun membuat sistem kehilangan kestabilannya.

Untuk menentukan *circuit breaker* yang dipakai dalam sebuah sistem, spesifikasi *circuit breaker* perlu disesuaikan dengan kebutuhan sistem itu sendiri. Hal-hal yang harus diperhatikan dalam menentukan penggunaan sebuah *circuit breaker* yaitu:

1. Nilai arus maksimum kontinyu yang akan dialirkan melalui *circuit breaker*. Nilai arus ini tergantung pada arus maksimum sumber daya atau arus nominal beban dimana pemutus daya tersebut terpasang
2. Tegangan tertinggi dan frekuensi sistem pada level tegangan *circuit breaker* akan dipasang. Nilainya tergantung pada jenis pentanahan titik netral sistem.

3. Arus hubung singkat maksimum yang akan melewati *circuit breaker*.
4. Lama arus hubung singkat berlangsung untuk mengetahui waktu pembukaan kontak yang dibutuhkan.
5. Iklim dan ketinggian lokasi penempatan *circuit breaker*.
6. Kekuatan dielektrik media isolator sela kontak.
7. Jarak rambat arus bocor pada isolator.
8. Jarak bebas antara bagian yang bertegangan tinggi dengan objek lain disekitarnya.

Berikut ini merupakan bentuk fisik dari *air circuit breaker* yang digunakan oleh PT. Surya Pamenang Kediri untuk memutus arus gangguan pada level tegangan 0,4 kV.



Gambar 2.7 Air Circuit Breaker PT. Surya Pamenang Kediri

2.2.2 *Current Transformer (CT)*

Current transformer adalah peralatan sistem tenaga listrik yang digunakan untuk mengukur besarnya arus pada sistem tenaga listrik di sisi primer. Selain itu *current transformer* juga digunakan untuk mengubah besaran arus yang melewatinya dari level tinggi ke level rendah. *Current*

Transformer (CT) dapat memiliki lebih dari satu gulungan pada sisi sekunder, sehingga sebuah *current transformer* mempunyai satu atau lebih output yang masing-masingnya bisa digunakan sekaligus seperti halnya digunakan untuk metering dan untuk proteksi arus lebih. Peralatan metering dan proteksi tersebut hanya dapat menerima nilai arus dengan dua nilai nominal yaitu 0-1A (untuk kelas peralatan 1A) dan 0-5A (untuk kelas peralatan 5A). Oleh karena itu, CT diperlukan untuk mengkonversi arus tersebut sehingga dapat terbaca oleh peralatan proteksi ataupun pengukuran (*metering*).

Prinsip kerja *current transformer* yaitu dengan menghubungkan kumparan trafo primer kemudian diseri dengan kumparan sekunder yang terhubung dengan meter ataupun peralatan proteksi seperti rele proteksi.

2.2.3 Rele Proteksi

Rele proteksi merupakan peralatan listrik yang dirancang untuk mulai pemisahan bagian sistem tenaga listrik atau untuk mengoperasikan sinyal bila terjadi gangguan di sistem [6]. Rele pengaman beroperasi saat muncul arus gangguan dan menggerakkan pemutus tenaga (PMT) sehingga aliran daya pada saluran tersebut terputus. *Setting* dari rele pengaman yang tidak tepat dapat mengakibatkan PMT memutus rangkaian secara tidak tepat, sehingga kontinuitas dan keandalan sistem kelistrikan terganggu, salah satunya terjadi padam listrik total. Sistem kerja rele proteksi dapat dilihat pada Gambar 2.8.



Gambar 2.8 Blok Diagram Sistem Kerja Rele Proteksi

Dalam mengamankan sistem kelistrikan dari gangguan, diperlukan peralatan pengaman agar peralatan penunjang proses produksi tidak rusak. Rele pengaman digunakan untuk melokalisir gangguan agar arus gangguan tidak meluas sehingga mengganggu proses produksi. Dalam pengoperasiannya, rele pengaman perlu di-*setting* dan dikoordinasikan dengan rele pengaman lainnya agar lebih handal dan selektif dalam mengamankan sistem kelistrikan. Rele proteksi tenaga listrik mempunyai tolak ukur untuk dapat dikatakan baik, dengan syarat sebagai berikut:

1. Kepekaan (*sensitivity*)

Kepekaan atau sensitivitas yang dimaksud ialah sistem proteksi dapat mengatasi segala macam gangguan yang terjadi di daerah dengan tepat. Rele proteksi yang dimiliki sistem harus cukup sensitif dalam mendeteksi gangguan yang terjadi pada zona proteksi rele tersebut. Karena apabila rele terlambat dalam mengatasi gangguan, kestabilan sistem akan terganggu dan juga merusak peralatan listrik. Untuk mengukur kepekaan operasi rele dapat menggunakan rumus berikut [7]:

$$Ks = \frac{I_{hs\ min}}{I_{pp}} \dots \dots \dots (2.5)$$

Keterangan :

Ks : Kepekaan Operasi

$I_{hs\ min}$: Arus hubung singkat minimum

I_{pp} : Arus *pick up* pada trafo arus sisi primer

2. Keandalan (*Reliability*)

Untuk dapat dikatakan andal, sistem proteksi harus selalu bekerja sebagaimana mestinya. Selama waktu sistem dalam keadaan normal, rele proteksi tidak bekerja. Tetapi saat diperlukan rele proteksi harus dan pasti dapat bekerja. Keandalan rele dikatakan baik apabila mencapai 90-99 %. Untuk tetap menjaga keandalannya, maka harus dilakukan pengujian secara periodik terhadap rele proteksi.

3. Kecepatan (*Speed*)

Sistem proteksi harus memiliki kecepatan sesuai dengan yang ditentukan untuk mempertahankan kestabilan sistem dan memperkecil kemungkinan meluasnya gangguan. Hal itu dikarenakan semakin lama arus gangguan mengalir, semakin besar kerusakan yang terjadi pada peralatan. Untuk menghitung waktu kecepatan rele bekerja dai merasakan gangguan hingga CB (*circuit breaker*) terbuka dapat menggunakan rumus sebagai berikut [7]:

$$t_{op} = t_p + t_{cb} \dots \dots \dots (2.6)$$

Keterangan :

t_{op} : Waktu total

t_p : Waktu rele bekerja

t_{cb} : Waktu CB terbuka

4. Selektifitas dan Diskriminatif

Selektifitas adalah kecermatan pemilihan sistem proteksi dalam menentukan bagian sistem yang harus diisolir apabila terjadi gangguan pada sistem. Dalam hal ini sistem proteksi mengisolir bagian yang mengalami gangguan saja. Sedangkan diskriminatif berarti suatu sistem proteksi harus mampu membedakan antara kondisi normal dan kondisi abnormal ataupun mengetahui letak kondisi abnormal tersebut terjadi di dalam atau di luar daerah proteksinya.

5. Ekonomis

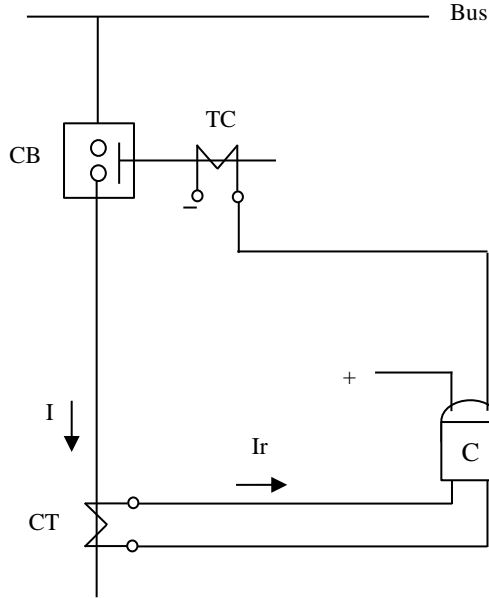
Aspek ekonomis erat kaitannya dengan aspek teknis. Dalam sistem pengaman tenaga listrik, aspek teknislah yang sangat penting. Tetapi kita dapat memiliki sistem proteksi yang baik dengan tetap mempertimbangkan aspek ekonomis tanpa mengesampingkan kinerja peralatan pengaman yang digunakan. Proteksi memang relatif mahal, namun demikian pula sistem atau peralatan yang dilindungi.

2.3 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Rele arus lebih atau yang lebih dikenal dengan *Over Current Relay* (OCR) adalah suatu rele yang bekerjanya berdasarkan adanya kenaikan arus yang melebihi suatu nilai pengaman tertentu dalam jangka waktu tertentu, sehingga rele ini dapat dipakai sebagai pola pengaman arus lebih. [1]. Rele arus lebih digunakan untuk mengamankan gangguan hubung singkat dan gangguan beban lebih. Untuk gangguan hubung singkat, rele arus lebih hanya mengamankan gangguan hubung singkat antar fasa, tiga fasa dan tiga fasa ke tanah.

Prinsip kerja dari rele arus lebih yaitu apabila ada arus yang lebih dari batas arus yang telah diatur (*Iset*), rele akan merasakan dan memerintah CB (*Circuit Breaker*) untuk bekerja sesuai dengan karakteristik waktunya. *Iset* dinyatakan menurut sisi sekunder CT (*current transformer*). Begitu juga dengan arus gangguan (I_f) yang juga dinyatakan menurut sisi sekunder CT (*current transformer*) apabila gangguan terjadi di daerah proteksi. Jika arus gangguan semakin besar

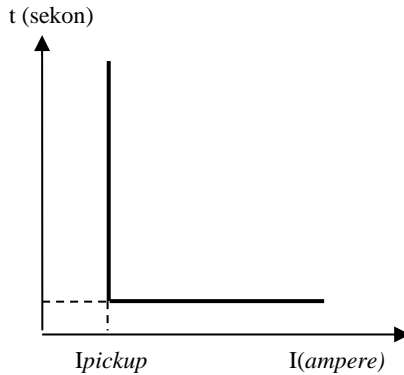
maka rele akan bekerja dalam waktu yang lebih cepat. Blok diagram cara kerja rele arus lebih dapat dilihat pada Gambar 2.9. Berdasarkan karakteristik waktu, rele arus lebih terdiri dari 3 jenis yaitu *instantaneous relay*, *definite relay* dan *inverse relay*.



Gambar 2.9 Blok Diagram Rele Arus Lebih

2.3.1 Over Current Relay Instantaneous Time

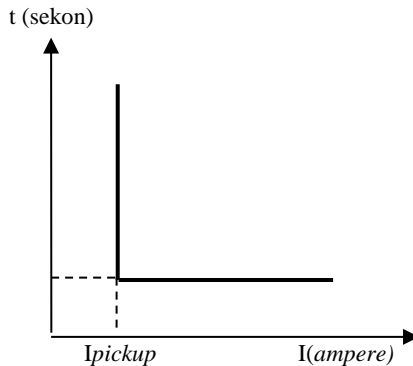
Instantaneous relay atau sering disebut dengan rele arus lebih waktu seketika merupakan rele yang bekerja seketika (tanpa waktu tunda) saat ada gangguan arus yang melebihi arus *setting* tertentu (*I pick-up*). Rele ini jarang bekerja sendiri, melainkan dikombinasikan dengan rele arus lebih lainnya. Agar *instantaneous relay* dapat bekerja secara selektif, maka tidak boleh menjangkau keadaan arus gangguan maksimum. Gambar 2.10 menunjukkan karakteristik *instantaneous relay*.



Gambar 2.10 Karakteristik *Instantaneous Relay*

2.3.2 *Over Current Relay Definite Time*

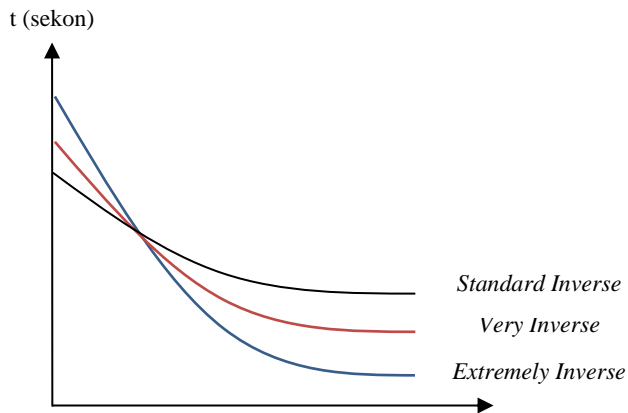
Over Current Relay Definite Time atau sering disebut juga rele arus lebih waktu tertentu adalah rele yang waktu kerjanya tidak tergantung pada besarnya arus gangguan. Cara kerja dari rele ini yaitu saat ada arus gangguan yang melebihi besarnya arus *setting* (I_{set}) rele akan memberikan perintah *circuit breaker* (CB) untuk memutus gangguan pada waktu yang sama. Dalam kata lain lama selang waktu rele bekerja untuk memberi CB perintah sama dengan T_s (waktu *setting*) yang diinginkan.



Gambar 2.11 Karakteristik *Definite Relay*

2.3.3 Over Current Relay Inverse Time

Rele arus lebih *inverse* adalah rele yang memiliki waktu kerja berbanding terbalik dengan arus gangguan. Apabila besar gangguan melampaui arus *setting* (I_{set}), rele ini akan memberikan perintah kepada CB untuk memutuskan arus gangguan dengan lama waktu rele bekerja memerintah CB untuk *tripping* adalah paling lambat sesuai dengan waktu *setting* (T_s) yang dipilih. Waktu bekerja (T_{tripp}) *inverse relay* ini sangat tergantung dengan besarnya arus. Semakin besar arus, semakin cepat waktu bekerja (T_{trip}) dari rele tersebut.



Gambar 2.12 Karakteristik Inverse Relay

2.4 Setting Rele Arus Lebih (Over Current Relay)

Dalam hal *setting* rele arus lebih sebagai pengamanan, rele harus *disetting* sesuai dengan kebutuhan sistem tenaga listrik. Hal terpenting dalam melakukan *setting* rele adalah arus dan waktu, sehingga arus dan waktu adalah penentu koordinasi rele arus lebih. Oleh karena itu sebelum melakukan *setting* rele arus lebih harus dilakukan simulasi hubung singkat. Sehingga dapat ditentukan arus hubung singkat minimum (*line to line 30 cycle*) dan arus hubung singkat maksimum (*3 fasa 4 cycle*) yang akan menjadi acuan *setting* rele arus lebih tersebut.

2.4.1 *Setting Over Current Relay Instantaneous Time*

Seperti yang sudah dijelaskan pada sub bab 2.3.1 bahwa *Istatntaneous relay* bekerja secara seketika apabila terdapat arus lebih yang mengalir melebihi arus *setting* yang telah ditetapkan. Untuk men-*setting* rele arus lebih ini, harus menentukan nilai arus *pickup instant* menggunakan arus hubung singkat minimum yaitu arus hubung singkat dua fasa 30 cycle. Sehingga ditetapkan nilai *setting* arus pickup instan seperti persamaan dibawah ini:

$$1.6 \times FLA < Iset < 0.8 \times Isc_{min} \dots \dots \dots (2.7)$$

Keterangan:

Iset : Nilai *setting* arus rele (*ampere*)

Isc_{min} : Nilai arus hubung singkat minimum (*ampere*)

Isc_{min} merupakan arus gangguan dua fasa pada 30 cycle yang melewati rele. Sedangkan parameter 0.8 adalah nilai faktor keamanan apabila ada gangguan yang memiliki arus hubung singkat lebih kecil dari arus hubung singkat minimum.

2.4.2 *Setting Over Current Relay Inverse Time*

Dalam *setting* rele arus lebih waktu terbalik, terdapat batas minimal untuk *setting*. Variabel yang di-*setting* adalah *I pickup* dan *time dial*. Untuk *setting I pickup*, nilai arus *pickup* harus lebih besar dari nilai arus beban maksimum (*Full Load Ampere*) peralatan yang diamankan. Hal ini bertujuan agar rele tidak bekerja saat kondisi beban maksimum sehingga dapat mengamankan peralatan tersebut. Menurut standard british BS 142, *setting over current relay inverse time* menggunakan aturan faktor pengali dengan batas:

$$1.05 \times FLA < Iset < 1.3 \times FLA \dots \dots \dots (2.8)$$

Keterangan:

Iset : Nilai *setting* arus rele (*ampere*)

FLA : Arus beban penuh peralatan yang diamankan (*ampere*)

Untuk menentukan nilai *pickup*, harus menentukan *setting* tap terlebih dahulu. Adapun cara mencari nilai *setting* tap dapat menggunakan persamaan 2.9

$$Tap = \frac{I_{set}}{I_{primer CT}} \dots \dots \dots (2.9)$$

Keterangan:

Iset : Nilai *setting* arus rele (*ampere*)

FLA : Arus beban penuh peralatan yang diamankan (*ampere*)

Langkah selanjutnya setelah menentukan *I pickup* yaitu men-*setting time dial*. *Setting time dial* ini berfungsi untuk menentukan waktu bekerja rele arus lebih ketika terjadi gangguan beban lebih. Dalam menentukan *time dial*, konstanta *time dial* pada setiap manufaktur rele berbeda-beda. Pada Tugas Akhir ini, PT. Surya Pamenang Kediri menggunakan rele dari manufaktur ABB dengan tipe SPAJ 140 C yang menggunakan persamaan untuk menentukan *time dial* sebagai berikut :

$$t[s] = \frac{k \times \beta}{\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^\alpha - 1} \dots \dots \dots (2.10)$$

Keterangan:

t[s] : Waktu operasi (detik)

k : *Time dial*

I : Arus hubung singkat (*ampere*)

Iset : Nilai *setting* arus rele (*ampere*)

α : Koefisien Inverse

β : Koefisien Inverse

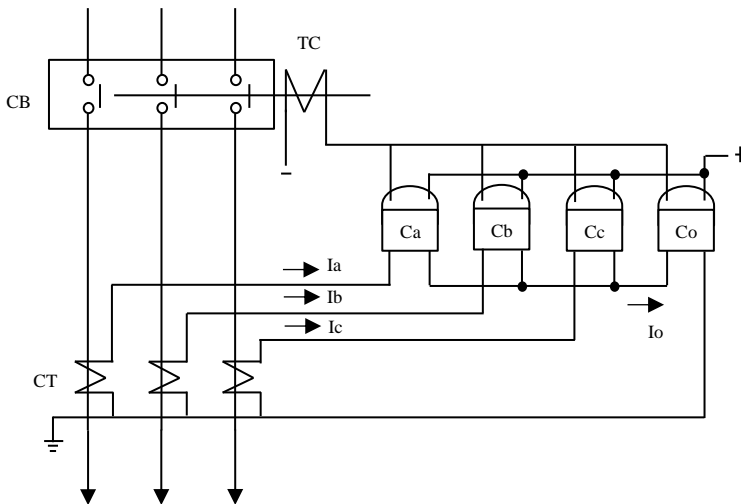
Terdapat beberapa perbedaan koefisien di setiap kurva karakteristik inverse rele arus lebih pada setiap tipe rele. Berikut ini adalah konstanta *setting time dial* rele ABB SPAJ 140 C, dapat dilihat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Konstanta *Setting Time Dial* Rele ABB SPAJ 140 C [8]

Tipe Kurva Inverse	Konstanta	
	α	β
<i>Normal inverse</i>	0.02	0.14
<i>Very inverse</i>	1.0	13.5
<i>Extremely inverse</i>	2.0	80.0
<i>Long-time inverse</i>	1.0	120.0

2.5 Rele Gangguan ke Tanah (*Ground Fault*)

Gangguan *groundfault* yang paling sering terjadi adalah gangguan satu fasa ke tanah. Arus gangguan satu fasa ke tanah menjadi semakin kecil karena bukan merupakan hubung singkat melalui tahanan gangguan, sehingga tidak bisa terdeteksi oleh Rele arus lebih (*Over Current Relay*). Oleh karena itu, diperlukan rele *groundfault* sebagai proteksi utama gangguan ke tanah. Rele *groundfault* bekerja ketika rele dilewati arus urutan nol. Saat terjadi gangguan, rele *groundfault* akan mendeteksi dan memberi sinyal ke circuit breaker untuk mengisolir daerah yang mengalami gangguan ke tanah. Skema rangkaian rele *groundful*t dapat dilihat pada gambar 2.13.



Gambar 2.13 Skema Rangkaian Rele *Groundfault*

Keterangan:

CB : *Circuit Breaker*

TC : *Trip coil CB*

CT : *Trafo Arus*

Ca,Cb,Cc : *Rele arus lebih fasa*

Io : *Arus urutan nol*

Ia,Ib,Ic : *Arus mengalir pada rele fas*

Dapat dilihat pada gambar 2.13, rele *groundfault* dan arus lebih fasa digunakan secara bersamaan. Rele *groundfault* tidak akan bekerja apabila tidak terjadi gangguan fasa yang melibatkan *ground*.

Untuk *setting* rele *groundfault* terdapat dua hal yang harus di-*setting* yaitu arus dan waktu. Pada *setting* arus, nilai arus harus lebih tinggi dari nilai arus *grounding system*. Untuk menentukan *setting* rele *groundfault* dapat menggunakan persamaan 2.11.

$$10\% \times I_{sc\ L-G} < I_{set} < 50\% \times I_{sc\ L-G} \dots \dots \dots (2.11)$$

Keterangan:

I_{set} : Nilai *setting* arus rele (*ampere*)

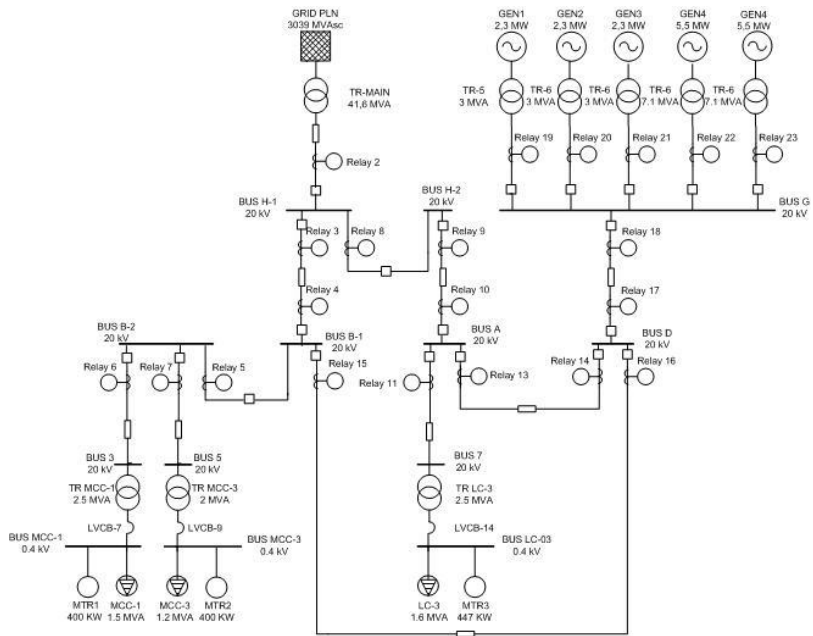
$I_{sc\ L - G}$: Arus hubung singkat fasa ke tanah

BAB III

SISTEM KELISTRIKAN PT. SURYA PAMENANG KEDIRI

3.1 Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri

PT. Surya Pamenang Kediri adalah salah satu perusahaan yang bergerak di bidang industri kertas dan merupakan anak perusahaan dari PT. Gudang Garam yang memproduksi jenis kertas karton invory dan karton duplex dengan kapasitas produksi 150.000 ton per tahunnya. Sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri disuplai oleh PLN sebesar 150 kV dan memiliki lima *unit* generator *emergency* dengan tiga generator yang digunakan satu diantaranya berkapasitas sebesar 2,3 MW dan dua lainnya berkapasitas 5,6 MW. Sistem distribusi yang digunakan yaitu sistem radial dengan dua level tegangan yaitu 20 kV dan 0,4 kV. Gambar single line diagram sederhana dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Single Line Diagram PT. Surya Pamenang Kediri

3.2 Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik PT. Surya Pamenang Kediri

PT. Surya Pamenang Kediri memiliki satu unit *utility* atau *grid* dari PLN untuk sumber tenaga listrik dan lima generator *emergency*. Dalam pengoperasian sehari-hari, PT. Surya Pamenang Kediri mendapatkan suplai daya dari PLN sebesar 3,695 MW. Untuk menentukan kapasitas *grid*, menggunakan nilai arus hubung singkat 3 fasa dan 1 fasa pada PLN. Dari data yang didapat, menunjukkan nilai arus hubung singkat 3 fasa sebesar 11,698 kA. Sehingga, MVAsc grid 3 fasa tersebut sebesar:

$$MVAsc = \sqrt{3} \times 150 \text{ kV} \times 11,698 \text{ kA} \dots \dots \dots (3.1)$$

$$MVAsc = 3039 \text{ MVAsc}$$

Sedangkan nilai untuk arus hubung singkat 1 fasa pada data sebesar 9,71 kA. Sehingga, MVAsc grid 1 fasa tersebut sebesar:

$$MVAsc = \sqrt{3} \times 150 \text{ kV} \times 9,71 \text{ kA} \dots \dots \dots (3.2)$$

$$MVAsc = 2523 \text{ MVAsc}$$

Apabila sumber dari PLN mengalami pemadaman, PT. Surya Pamenang Kediri mendapatkan suplai daya dari tiga generator *emergency* dengan total daya 13,5 MW. Pada tabel 3.2 adalah data generator *emergency*:

Tabel 3.1 Data Grid PT. Surya Pamenang Kediri

No.	ID Grid	Kapasitas Daya	Rating Tegangan
1.	PLN	3,695 MW	150 kV

Tabel 3.2 Data Spesifikasi Generator *Emergency*

Data Spesifikasi Gen 1, Gen 2, Gen 3	
Tipe Generator	Diessel
Rating	2,292 MW
MVA	2,865 MVA
Tegangan	6,3 kV
Power Factor (%)	80%
Efisiensi (%)	95%
Jumlah Kutub	10
Tipe Rotor	<i>Salient-pole</i>
RPM	600

Tabel 3.2 Data Spesifikasi Generator *Emergency* (lanjutan)

Data Spesifikasi Gen 4 dan Gen 5	
Tipe Generator	Diessel
Rating	5,6 MW
MVA	7,1 MVA
Tegangan	6,3 kV
Power Factor (%)	80%
Efisiensi (%)	95%
Jumlah Kutub	10
Tipe Rotor	<i>Salient-pole</i>
RPM	600

3.3 Sistem Distribusi PT. Surya Pamenang Kediri

Sistem distribusi yang dimiliki PT. Surya Pamenang Kediri merupakan sistem distribusi radial dengan tegangan menengah 20 kV dan tegangan rendah 0.4 kV. Tabel 3.3 adalah data bus pada PT. Surya Pamenang Kediri.

Tabel 3.3 Data Bus PT. Surya Pamenang Kediri

No.	ID Bus	Rating Tegangan
1.	Bus H-1	20 kV
2.	Bus H-2	20 kV
3.	Bus B-1	20 kV
4.	Bus B-2	20 kV
5.	Bus 3	20 kV
6.	Bus 5	20 kV
7.	Bus A	20 kV
8.	Bus 7	20 kV
9.	Bus D	20 kV
10.	Bus G	20 kV
11.	Bus 9	20 kV
12.	Bus 10	20 kV
13.	Bus 11	20 kV
14.	Bus 12	20 kV
15.	Bus 13	20 kV
16.	Bus MCC-1	0.4 kV
17.	Bus MCC-3	0.4 kV
18.	Bus LC-3	0.4 kV

Dalam mengubah level tegangan pada sistem distribusi diperlukan peralatan yaitu sebuah transformator. Pada PT. Surya Pamenang Kediri memiliki sembilan transformator dengan rating yang dijelaskan dalam Tabel 3.4 dibawah ini.

Tabel 3.4 Data Transformer PT. Surya Pamenang Kediri

No.	ID Transformator	Tegangan (kV)		Rating MVA	X/R	%Z
		Primer	Sekunder			
1.	Main Trafo	150	20	25	45	12,5
2.	TR – MCC1	20	0,4	2,5	6	6
3.	TR – MCC3	20	0,4	2	6	6
4.	TR – LC3	20	0,4	2	6	5,9
5.	TR 5	6,3	20	3	6	6,25
6.	TR 6	6,3	20	3	6	6,25
7.	TR 7	6,3	20	3	6	6,25
8.	TR 8	6,3	20	7,1	13	8,17
9.	TR 9	6,3	20	7,1	13	8,17

Untuk mengalirkan listrik pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri diperlukan peralatan berupa kabel yang menuju ke semua beban yang ada pada sistem sehingga semua beban teraliri arus listrik. PT. Surya Pamenang Kediri menggunakan berbagai macam tipe kabel dengan spesifikasi yang berbeda-beda. Pada tabel 3.5 merupakan data tiap kabel yang digunakan oleh PT. Surya Pamenang Kediri:

Tabel 3.5 Data Kabel PT. Surya Pamenang Kediri

No.	ID Cable	Length (m)	No. of Conductor	R (Ω)	X (Ω)	Size (mm)
1.	Cable-1	500	3	0,0987	0,0948	240
2.	Cable-2	50	3	0,668	0,128	35
3.	Cable-3	100	3	0,668	0,128	35
4.	Cable-4	100	3	0,668	0,128	35
5.	Cable-5	50	3	0,128	0,0989	185
6.	Cable-6	100	3	0,668	0,128	35
7.	Cable-7	100	3	0,128	0,0989	185
8.	Cable-8	100	3	0,128	0,0989	185
9.	Cable-9	50	3	0,128	0,0989	185

3.4 Data Beban PT. Surya Pamenang Kediri

Terdapat banyak beban yang berada pada PT. Surya Pamenang Kediri. Namun, rata – rata berada pada level tegangan rendah. Oleh karena itu untuk beban pada Tugas Akhir ini dimodelkan berupa *lump load* pada tegangan 0,4 kV. Total beban *lump load* yang terpasang yaitu tiga buah. Tabel 3.6 menunjukkan data beban *lump load* pada PT. Surya Pamenang Kediri:

Tabel 3.6 Data Beban Lump Load PT. Surya Pamenang Kediri

No.	ID Lump Load	Rating Tegangan (kV)	Daya (MVA)	Power Factor (%)
1.	MCC-1	0.4	1,5	85
2.	MCC-2	0.4	1,2	85
3.	LC-03	0.4	1,6	85

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

HASIL SIMULASI DAN ANALISA

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri

Pada bab ini akan dibahas mengenai simulasi dan hasil analisis pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Pemodelan sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri ini dilakukan dengan menggambar single line diagram menggunakan ETAP 12.6.0. Untuk memodelkan *single line diagram* di ETAP 12.6.0 diperlukan data-data peralatan PT. Surya Pamenang Kediri yang meliputi, data spesifikasi generator, bus, trafo, kabel, beban berupa lump load dll.

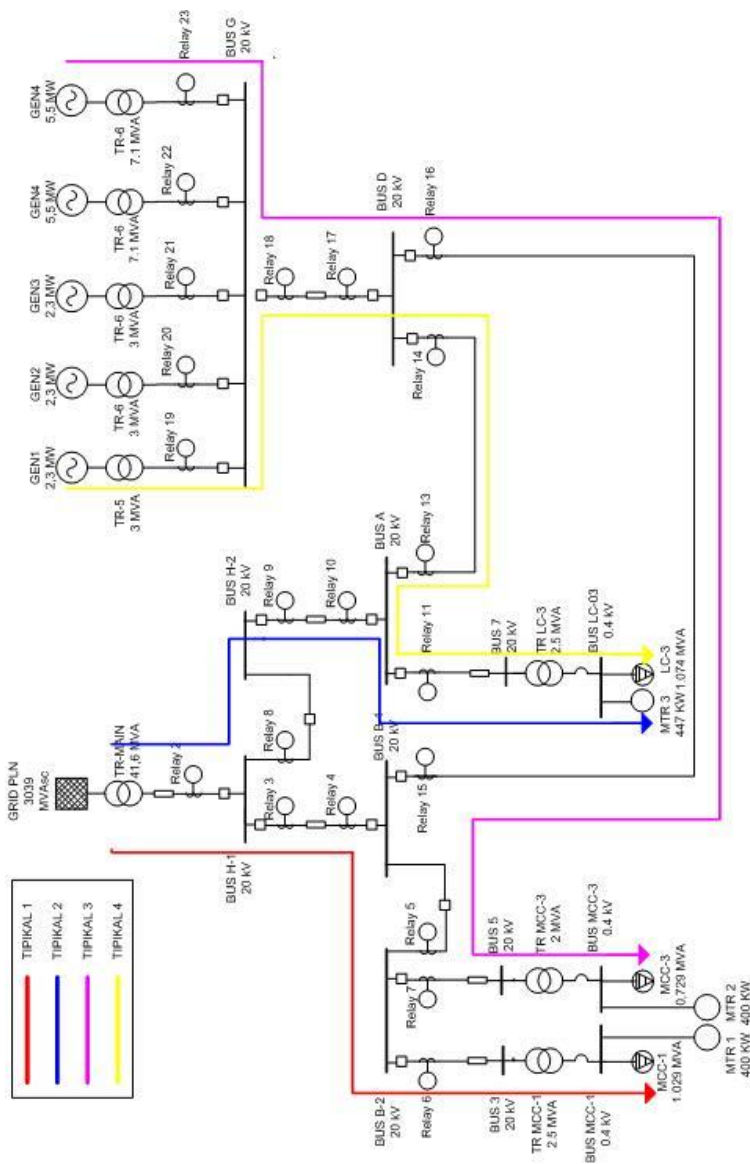
Setelah memodelkan sistem kelistrikan, dilanjutkan dengan melakukan simulasi hubung singkat menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dimana arus hubung singkat tersebut meliputi arus hubung singkat maksimum (tiga fasa 4 *cycle*) dan hubung singkat minimum (antar fasa 30 *cycle*) yang digunakan untuk mengetahui besar arus hubung singkat yang melewati tiap bus. Dimana hal tersebut digunakan dalam perhitungan *setting* rele proteksi dan juga pemutus daya seperti *circuit breaker*, *fuse* dan kontaktor ang terpasang pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.

4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri

Pemilihan tipikal dalam *setting* koordinasi proteksi ini bertujuan untuk mempermudah melakukan *setting* rele proteksi pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri dan juga sebagai acuan dalam *setting* koordinasi proteksi jalur yang memiliki karakteristik yang sama (memiliki urutan peralatan yang sama seperti kabel trafo dan beban) dengan tipikal yang dipilih pada keseluruhan sistem yang dimiliki. Pada sistem proteksi PT. Surya Pamenang Kediri dipilih 4 tipikal yang mewakili keseuruhan sistem, dimana tipikal-tipikal tersebut dipilih berdasarkan saluran terpanjang dari sumber *grid* PLN menuju ke beban, beban terbesar dengan sumber *grid* PLN, saluran terpanjang dari sumber generator *emergency* menuju ke beban, dan beban terbesar dengan sumber generator *emergency*. Penjelasan dari masing-masing tipikal koordinasi proteksi sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri antara lain:

1. Tipikal 1 : Tipikal 1 ini adalah koordinasi proteksi dari *grid* PLN menuju ke beban *lump load* MCC-01 dengan rating sebesar 1,5 MVA. Pemilihan ini berdasarkan saluran terpanjang dari sumber *grid* PLN menuju ke beban. Pada tipikal ini terdapat 2 level tegangan yaitu 20 kV dan 0.4 kV dan terdapat 1 LVCB dan 5 rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu LVCB-7, *Relay* 6, *Relay* 5, *Relay* 4, *Relay* 3, dan *Relay* 2.
2. Tipikal 2 : Tipikal 2 ini adalah koordinasi proteksi dari *grid* PLN menuju ke beban *lump load* LC-03 dengan rating sebesar 1,6 MVA. Pemilihan ini berdasarkan beban terbesar dengan sumber *grid* PLN. Pada tipikal ini terdapat 2 level tegangan yaitu 20 kV dan 0.4 kV dan juga terdapat 1 LVCB dan 4 rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu LVCB-14, *Relay* 11, *Relay* 10, *Relay* 9, *Relay* 8 dan *Relay* 2.
3. Tipikal 3 : Tipikal 3 ini adalah koordinasi proteksi dari generator *emergency* menuju ke beban *lump load* MCC-03 dengan rating sebesar 1,2 MVA. Pemilihan ini berdasarkan saluran terpanjang dari sumber generator *emergency*. Pada tipikal ini terdapat 2 level tegangan yaitu 20 kV dan 0.4 kV dan juga terdapat 1 LVCB dan 9 rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu LVCB-9, *Relay* 7, 5, 15, 16, 17, 18, 21, 22 dan 23.
4. Tipikal 4 : Tipikal 4 ini adalah koordinasi proteksi dari generator *emergency* menuju ke beban *lump load* LC-03 dengan rating sebesar 1,6 MVA. Pemilihan ini berdasarkan beban terbesar dengan sumber *grid* PLN. Pada tipikal ini terdapat 2 level tegangan yaitu 20 kV dan 0.4 kV. Terdapat 1 LVCB dan 6 rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu LVCB-14, *Relay* 11, 13, 14, 17, 18, 21, 22 dan 23.

Untuk gangguan satu fasa ke tanah dipilih dua tipikal yang sama dengan tipikal gangguan fasa yaitu tipikal 1 dan tipikal 4. Pemilihan kedua tipikal ini dikarenakan telah mewakili sistem pengaman gangguan fasa ke tanah pada seluruh sistem kelistrikan. Pemilihan tipikal koordinasi proteksi pada PT. Surya Pamenang Kediri dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Tipikal Koordinasi PT. Surya Pamenang Kediri

4.3 Analisa Arus Hubung Singkat Sistem Kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri

Dalam hal melakukan *setting* rele proteksi yang dipasang pada sistem kelistrikan, harus mengetahui besar nilai arus hubung singkat di setiap bus pada tipikal yang telah dipilih terlebih dahulu. Arus hubung singkat diperoleh dari arus kontribusi pada tiap bus saat terjadi gangguan. Untuk mendapatkan arus hubung singkat pada setiap bus, menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Arus hubung singkat yang digunakan untuk *setting* koordinasi proteksi adalah arus hubung singkat maksimum (4 *cycle* 3 fasa) dan arus hubung singkat minimum (30 *cycle line to line*).

4.3.1 Arus Hubung Singkat Maksimum (4 *cycle*)

Aus hubung singkat maksimum yaitu besar arus gangguan 3 fasa pada saat keadaan *transient*. Berdasarkan *standard* IEEE 242 2001, waktu pemutusan *circuit breaker* setelah mendapat perintah dari rele adalah 1,5 *cycle* sampai dengan 8 *cycle*. Oleh karena itu, untuk arus hubung singkat maksimum dipilih waktu 4 *cycle*. Arus hubung singkat maksimum digunakan untuk mencari nilai *Time dial* pada kurva dan juga digunakan untuk pemilihan CB. Tabel 3.7 adalah hasil simulasi arus hubung singkat maksimum (4 *cycle*) dengan sumber grid pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Tabel 3.8 adalah hasil simulasi arus hubung singkat maksimum (4 *cycle*) dengan sumber generator emergency:

Tabel 4.1 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum dengan Sumber Grid

No.	ID Bus	Rating Tegangan	Isc max 4 cycle
1.	Bus H-1	20 kV	8,34 kA
2.	Bus H-2	20 kV	8,44 kA
3.	Bus B-1	20 kV	8,35 kA
4.	Bus B-2	20 kV	8,35 kA
5.	Bus 3	20 kV	8,28 kA
6.	Bus 5	20 kV	8,29 kA
7.	Bus A	20 kV	8,41 kA
8.	Bus 7	20 kV	8,30 kA
9.	Bus MCC-1	0.4 kV	52,17 kA
10.	Bus MCC-3	0.4 kV	42,88 kA
11.	Bus LC-3	0.4 kV	43,49 kA

Tabel 4.2 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum dengan Sumber Generator *Emergency*

No.	ID Bus	Rating Tegangan	Isc max 4 cycle
1.	Bus B-1	20 kV	1,91 kA
2.	Bus A	20 kV	1,96 kA
3.	Bus D	20 kV	1,83 kA
4.	Bus G	20 kV	1,83 kA
5.	Bus 9	20 kV	0,381 kA
6.	Bus 10	20 kV	0,381 kA
7.	Bus 11	20 kV	0,381 kA
8.	Bus 12	20 kV	0,753 kA
9.	Bus 13	20 kV	0,753 kA

4.3.2 Arus Hubung Singkat Minimum (30 cycle)

Arus hubung singkat minimum merupakan besar arus gangguan antar fasa ketika kondisi 30 *cycle* yaitu dalam keadaan *steady state*. Dalam koordinasi proteksi sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang, arus hubung singkat minimum digunakan untuk *setting pick up* kurva waktu instan rele 50 yaitu rele *overcurrent instantaneous time*. Sehingga saat terjadi gangguan arus hubung singkat minimum, rele dapat bekerja secara *instant* sesuai dengan *setting time delay* yang telah ditentukan.

Pada tabel 4.3 dan tabel 4.4 merupakan hasil simulasi arus hubung singkat minimum 30 *cycle* pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Hasil simulasi arus hubung singkat minimum dengan sumber *grid* dapat dilihat pada Tabel 4.3. Sedangkan Hasil simulasi arus hubung singkat minimum dengan sumber *generator emergency* dapat dilihat pada tabel 4.4

Tabel 4.3 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Minimum dengan Sumber *Grid*

No.	ID Bus	Rating Tegangan	Isc min 30 cycle
1.	Bus H-1	20 kV	7,22 kA
2.	Bus H-2	20 kV	7,22 kA
3.	Bus B-1	20 kV	7,17 kA
4.	Bus B-2	20 kV	7,17 kA
5.	Bus 3	20 kV	7,08 kA

Tabel 4.3 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Minimum dengan Sumber Grid (lanjutan)

No.	ID Bus	Rating Tegangan	Isc min 30 cycle
6.	Bus 5	20 kV	13,8 kA
7.	Bus A	20 kV	7,19 kA
8.	Bus 7	20 kV	7,10 kA
9.	Bus MCC-1	0.4 kV	45,11 kA
10.	Bus MCC-3	0.4 kV	25,47 kA
11.	Bus LC-3	0.4 kV	37,61 kA

Tabel 4.4 Data Arus Hubung Singkat Minimum Menggunakan Sumber Generator Emergency

No.	ID Bus	Rating Tegangan	Isc min 30 cycle
1.	Bus B-1	20 kV	1,38 kA
2.	Bus A	20 kV	1,38 kA
3.	Bus D	20 kV	1,38 kA
4.	Bus G	20 kV	1,38 kA
5.	Bus 9	20 kV	0,247 kA
6.	Bus 10	20 kV	0,247 kA
7.	Bus 11	20 kV	0,247 kA
8.	Bus 12	20 kV	0,568 kA
9.	Bus 13	20 kV	0,568 kA

4.4 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa

Pada bab 2 sudah dijelaskan bahwa rele arus lebih digunakan untuk memproteksi sistem kelistrikan dari gangguan arus lebih fasa. Gangguan tersebut dapat berupa gangguan hubung singkat maupun *overload*. Koordinasi proteksi rele arus lebih fasa dilakukan dengan tujuan untuk mengisolasi gangguan agar tidak meluas dan mengganggu proses produksi di industri ataupun merusak peralatan lain. Tentunya, peralatan pengaman pada industri tidak hanya rele, melainkan *circuit breaker*, *current transformer* dan lain-lain. koordinasi proteksi yang dimaksudkan adalah koordinasi dari seluruh peralatan pengaman. Oleh karena itu koordinasi proteksi dilakukan dengan seluruh peralatan pengaman sistem kelistrikan pada sebuah industri.

Dikarenakan pengerjaan sistem proteksi PT. Surya Pamenang Kediri dilakukan oleh pihak ketiga dan PT. Surya Pamenang Kediri tidak

memiliki data *setting* proteksi rele tersebut, maka koordinasi proteksi rele dilakukan tanpa data *eksisting* yang berarti melakukan perancangan sistem proteksi PT. Surya Pamenang Kediri.

Dalam mengkoordinasi rele arus lebih gangguan fasa, dilakukan *setting* arus dan waktu pada masing-masing rele agar rele yang satu dengan rele yang lain tidak bekerja bersamaan atau terjadi *overlap*. Selain itu *setting* tiap-tiap rele di setiap peralatan harus bekerja sesuai dengan *setting* waktu yang telah ditentukan. Pada koordinasi rele arus lebih dilakukan *setting* arus dan waktu pada rele arus lebih (50/51). Namun, terdapat pula rele *backup* yang diposisikan paling dekat dengan rele pengaman utama dari sumber gangguan. Apabila terjadi gangguan, rele utama dan rele *backup* tidak akan bekerja secara bersamaan karena rele *backup* bekerja dengan memiliki waktu *delay*.

Waktu *delay* merupakan *grading time* antar rele dimana sesuai standar IEEE 242, *grading time* untuk rele digital yaitu 0.2 sampai dengan 0.4 detik. Pada saat koordinasi rele proteksi, parameter-parameter yang harus disetting ialah *pick up lowset*, *time dial*, *pick up highset* dan *time delay*. Langkah selanjutnya yaitu plot tipikal menggunakan *software* ETAP 12.6.0 pada *Star-Protective Device Coordination*. Tujuan dari *plotting* ini yaitu dapat melihat *time current curve* pada tiap rele sehingga dapat ditinjau apakah koordinasi rele sudah tepat atau sesuai dengan yang diinginkan. Hal-hal yang juga perlu diperhatikan dalam *setting* rele yaitu kurva motor, arus pengisian (*inrush current*) pada transformer, dan *damage curve* transformer.

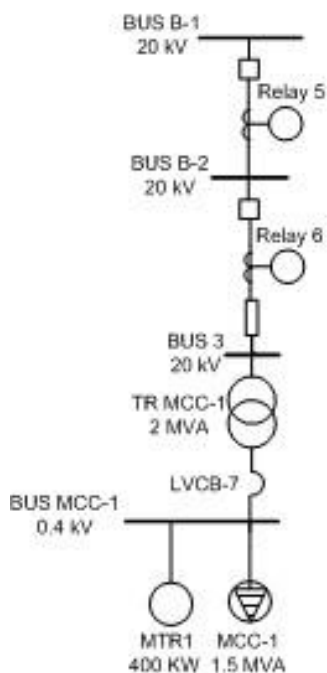
4.5 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1

Seperti yang sudah dijelaskan pada sub bab 4.2, tipikal 1 merupakan tipikal dengan saluran terpanjang dari sumber *grid* PLN untuk sistem koordinasi rele pengaman arus lebih fasa pada PT. Surya Pamenang Kediri. Tipikal ini dimulai dari *grid* PLN 150 kV menuju beban MCC-1 sebesar 1,5 MVA, melalui saluran *cable 1*, *cable 2*, *cable 3* dan trafo TR-MCC1. Tipikal ini terdiri dari dua level tegangan yaitu 0,4 kV dan 20 kV.

Karena banyaknya rele yang harus disetting, maka untuk *plotting Time-Current Curve* pada tipikal 1 ini dibagi menjadi dua bagian yaitu tipikal 1A dan tipikal 1B. Hal ini dilakukan untuk mempermudah dalam analisa kurva TCC nya.

4.5.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1A

Koordinasi rele arus lebih tipikal 1A ini memiliki 1 LVCB dan 2 rele yang harus di koordinasikan diantaranya LVCB-7, *Relay 6* dan *Relay 5* yang dapat mengamankan peralatan disekitar masing-masing rele tersebut. Dapat dilihat pada *single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 1A terdiri dari dua level tegangan yaitu 0,4 kV dan 20 kV. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 1A dapat dilihat pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2 *Single Line Diagram* Tipikal 1A

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 1A:

a. *Setting LVCB-7*

Tabel 4.5 Data Setting LVCB-7

LVCB-7	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SACE E3H32
FLA sek TR-MCC1	3608
<i>Rating Plug</i>	4000
Isc kontribusi min bus MCC-1	45110 A
Isc kontribusi max bus MCC-1	52170 A

Long – Time Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek TR-MCC1} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA sek TR-MCC1}$$

$$1,05 \times 3608 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 3608$$

$$3788,4 \leq \text{Iset} \leq 5051,2$$

$$\frac{3788,4}{4000} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5051,2}{4000} \text{ In}$$

$$0,9471 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,2628 \text{ In}$$

(LT *Pick up range* : 0,4In sampai 1In, dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 1 In

$$\begin{aligned} \text{LT } \textit{Pick up} &= 1 \times 4000 \\ &= 4000 \text{ A} \end{aligned}$$

LT Band

$$\begin{aligned} \text{Range} &= (3-144) \textit{ Average} \\ &\quad @3 \textit{ Multiplies} \\ \text{Step} &: 3 \end{aligned}$$

Dipilih *LT Band* = 3

Short – Time Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek TR-MCC1} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus MCC-1}$$

$$1,6 \times 3608 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 45110$$

$$5772,8 \leq \text{Iset} \leq 36088$$

$$\frac{5772,8}{4000} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{36088}{4000} \text{ In}$$

$$1,4432 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 9,022 \text{ In}$$

Dipilih *tap* = 2,5 In

$$\begin{aligned} \text{ST } \textit{Pick up} &= 2,5 \times 4000 \\ &= 10000 \text{ A} \end{aligned}$$

ST-Band

Range : 0,05 sampai 0,4 dengan step 0,01

Dipilih ST Band = 0,25

b. Relay 6

Tabel 4.6 Data Setting Relay 6

Relay 6	
Manufacturer	ABB
Model	SPAJ 140 C
Curve Type	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-MCC1	72,17 A
CT Ratio	75 / 5
Isc kontribusi min bus 3	7080 A
Isc kontribusi max bus 3	8280 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer TR-MCC1} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer TR-MCC1}$$

$$1,05 \times 72,17 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 72,17$$

$$75,7785 \leq \text{Iset} \leq 101,038$$

$$\frac{75,7785}{75} \text{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{101,038}{75} \text{In}$$

$$1,01 \text{In} \leq \text{Tap} \leq 1,347 \text{In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,34 In

$$\text{Iset} = 1,34 \times 75$$

$$= 100,5 \text{ A}$$

Time Dial

Dalam perhitungan *time dial* ini, Isc max yang digunakan adalah Isc kontribusi max pada sekunder trafo TR-MCC1. Hal ini dikarenakan kurva *inverse Relay 6* digunakan sebagai *backup* dari LVCB-7. Selain itu, waktu operasi yang digunakan yaitu 0,2 detik lebih lambat dari *tripping* LVCB-7.

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik.

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_d = \frac{t[s] \times \left(\frac{I_{sc} \text{ max sec TR} - \text{MCC1 to pmr}}{I_{set}} \right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,5 \times \left(\frac{1043}{100,5} \right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,347$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,35 s

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer TR-MCC1 ≤ Iset ≤ 0,8 x Isc min bus 3

$$1,6 \times 72,17 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 7080$$

$$115,472 \leq I_{set} \leq 5664$$

$$\frac{115,472}{75} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{5664}{75} I_n$$

$$1,5396 I_n \leq \text{Tap} \leq 75,52 I_n$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih *tap* = 16,5 In

Iset = 16,5 x 75

= 1237,5 A

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1 s

c. Relay 5

Tabel 4.7 Data Setting Relay 5

Relay 5	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3	129,91 A
CT Ratio	150 / 5
Isc kontribusi min bus B-2	7170 A
Isc kontribusi max bus B-2	8350 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 2 trafo}$$

$$1,05 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 129,91$$

$$136,4055 \leq \text{Iset} \leq 181,874$$

$$\frac{136,4055}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{181,874}{150} \text{ In}$$

$$0,90937 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,21249 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 0,91 In

$$\text{Iset} = 0,91 \times 150$$

$$= 136,5 \text{ A}$$

Time Dial

Karena nilai Isc max bus B-2 lebih besar dari kemampuan kerja rele yang mengakibatkan *grading waktu inverse* rele menjadi besar, maka untuk perhitungan *time dial* digunakan kemampuan maksimal kerja rele yaitu $20 \times \text{Iset}$ pada waktu operasi yang digunakan.

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = $20 \times \text{Iset}$ (waktu tunak inverse) = 2730 A

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times \text{Iset}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,3 \times \left(\frac{2730}{136,5}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$\text{Td} = 0,4222$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih time dial = 0,43 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus B-2}$$

$$1,6 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7170$$

$$207,856 \leq \text{Iset} \leq 5736$$

$$\frac{207,856}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5736}{150} \text{ In}$$

$$1,3857 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 38,24 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 8,25 In

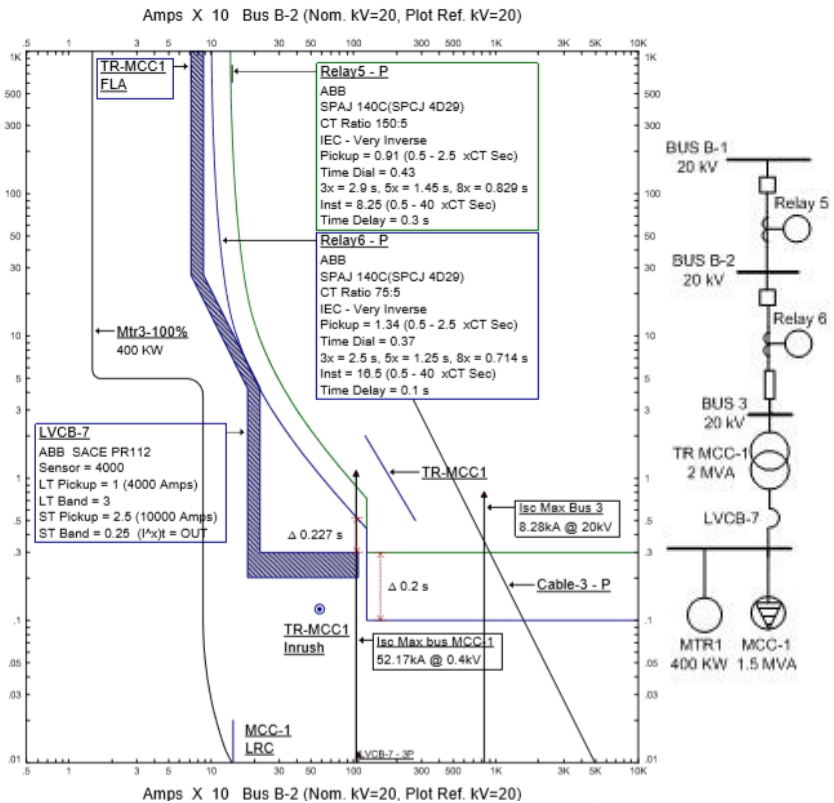
Iset = 8,25 x 150

= 1237,5 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Setelah rele disetting sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.3 berikut ini:



Gambar 4.3 Time Current Curve Tipikal 1A

Hasil *plot time current curve* tipikal 1A yang ditunjukkan pada Gambar 4.3 dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Hal ini diketahui bahwa apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 *phase* pada bus MCC-1, maka LVCB-7 yang akan bekerja pertama pada waktu operasi 0,3 detik. *Setting* waktu operasi LVCB ini dibuat 0,3 detik agar LVCB tidak mudah trip saat terdapat gangguan arus hubung singkat *temporary*. Selain itu terdapat rele 6 dan 5 sebagai *back up* dimana pada waktu inversenya memiliki *grading time* dengan rele sebelumnya sebesar 0,2 – 0,4 detik yang masih sesuai dengan *standart* yang digunakan yaitu IEEE 242.

Apabila terjadi gangguan pada bus 3 pada 20 kV, maka rele yang bekerja pertama mengenai waktu instan ialah Relay 6 dengan waktu instan *Relay 5* sebagai *back up* nya. Untuk *setting* *grading time* waktu instan rele sudah memenuhi *standard* IEEE 242 yaitu 0,2 detik.

Tabel 4.8 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus MCC-1 :

Tabel 4.8 Sequence Viewer Gangguan pada Bus MCC-1

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus MCC-1					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	300	LVCB-7	52,084	200	Phase
2.	519	Relay 6	1,068	491	Phase – OC1 - 51
3.	574	CB 6		55,0	Tripped by Relay 6 Phase OC1-51
4.	850	Relay 5	1,068	850	Phase – OC1 - 51
5.	905	CB 5		55,0	Tripped by Relay 5 Phase OC1-51
6.	1404	Relay 3	1,068	1404	Phase – OC1 - 51
7.	1404	Relay 4	1,068	1404	Phase – OC1 - 51
8.	1459	CB 3-1		55,0	Tripped by Relay 4 Phase OC1-51
9.	1459	CB 3-2		55,0	Tripped by Relay 3 Phase OC1-51
10.	14310	Relay 2	1.068	14310	Phase – OC1- 51
11.	14365	CB 2		55,0	Tripped by Relay 5 Phase OC1-51

Pada Tabel 4.8 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan 3 phase sebesar 52,084 kA pada bus MCC-1, LVCB-7 adalah pengaman pertama yang bekerja pada waktu 300 ms. Lalu Relay 6 sebagai back up nya dengan waktu kerja 519 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 574 ms, dalam kondisi gangguan fasa yang dirasakan kurva inverse Relay 6. Selanjutnya untuk Relay 5 bekerja pada waktu 850 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *circuit breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 905 ms dalam kondisi gangguan fasa yang dirasakan kurva inverse Relay 5.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus 3 :

Tabel 4.9 Sequence Viewer Gangguan pada Bus 3

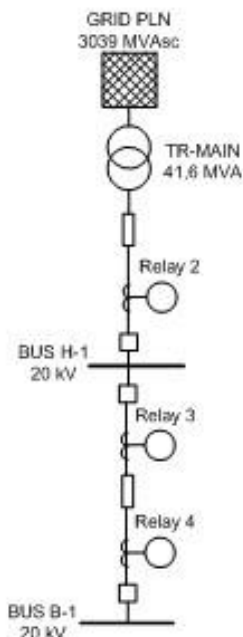
<i>3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus 3</i>					
No.	<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	100	Relay 6	8,173	100	<i>Phase – OC1 - 50</i>
2.	155	CB 6		55,0	<i>Tripped by Relay 6 Phase OC1-50</i>
3.	300	Relay 5	8,173	300	<i>Phase – OC1 - 50</i>
4.	355	CB 5		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Phase OC1-50</i>
5.	500	Relay 3	8,173	500	<i>Phase – OC1 – 50</i>
6.	500	Relay 4	8,173	500	<i>Phase – OC1 – 50</i>
7.	555	CB 3-1		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Phase OC1-50</i>
8.	555	CB 3-2		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Phase OC1-50</i>
9.	700	Relay 2	8,173	700	<i>Phase – OC1 - 50</i>
10.	755	CB 2		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Phase OC1-50</i>

Pada Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan 3 phase sebesar 8,173 kA pada bus 3, pengaman yang pertama bekerja adalah Relay 6 yaitu pada waktu 100 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker*

bekerja saat terjadi gangguan adalah 155 ms. Lalu *Relay 5* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 300 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 355 ms. Dari waktu kerja yang ditunjukkan pada *sequence viewer*.

4.5.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 1B

Koordinasi rele arus lebih tipikal 1B ini memiliki tiga rele yang harus di koordinasikan diantaranya *Relay 4* dan *Relay 3* dan *Relay 2* yang dapat mengamankan peralatan disekitar masing-masing rele tersebut. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 1B dapat dilihat pada Gambar 4.4.



Gambar 4.4 *Single Line Diagram* Tipikal 1B

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 1B:

a. *Relay 4*

Tabel 4.10 Data Setting Relay 4

<i>Relay 4</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3	129,91 A
<i>CT Ratio</i>	150 / 5
Isc kontribusi min bus B-1	7170 A
Isc kontribusi max bus B-1	8350 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 2 trafo}$$

$$1,05 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 129,91$$

$$136,4055 \leq \text{Iset} \leq 181,874$$

$$\frac{136,4055}{150} \text{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{181,874}{150} \text{In}$$

$$0,90937 \text{In} \leq \text{Tap} \leq 1,21249 \text{In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 0,91 In

$$\text{Iset} = 0,91 \times 150$$

$$= 136,5 \text{ A}$$

Time Dial

Karena nilai Isc max bus B-1 lebih besar dari kemampuan kerja rele, maka untuk perhitungan *time dial* digunakan kemampuan maksimal kerja rele yaitu $20 \times \text{Iset}$ pada waktu operasi yang digunakan 05 detik.

Dipilih $I = 20 \times \text{Iset}$ (waktu tunak inverse) = 2730 A

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times \text{Iset}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$Td = \frac{0,5 \times \left(\frac{2730}{136,5}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$Td = 0,7037$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan *step* 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,71 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus B-1}$$

$$1,6 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7170$$

$$207,856 \leq \text{Iset} \leq 5736$$

$$\frac{207,856}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5736}{150} \text{ In}$$

$$1,3857 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 38,24 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 12 In

Iset = 12 x 150

= 1800 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,5 s

b. Relay 3

Karena Relay 3 dan Relay 4 merasakan arus gangguan yang sama dan berada pada level tegangan yang sama juga, maka setting disamakan.

Tabel 4.11 Data Setting Relay 3

<u>Relay 3</u>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3	129,91 A
CT Ratio	150 / 5
Isc kontribusi min bus B-1	7170 A
Isc kontribusi max bus B-1	8350 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 2 trafo}$$

$$1,05 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 129,91$$

$$136,4055 \leq \text{Iset} \leq 181,874$$

$$\frac{136,4055}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{181,874}{150} \text{ In}$$

$$0,90937 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,21249 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 0,91 In

Iset = 0,91 x 150

= 136,5 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

Dipilih I = 20 x Iset (waktu tunak inverse) = 2730 A

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times Iset}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$Td = \frac{0,5 \times \left(\frac{2730}{136,5}\right)^1 - 1}{13,5}$$

Td = 0,7037

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,71 s

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer 2 trafo ≤ Iset ≤ 0,8 x Isc min bus B-1

$$1,6 \times 129,91 \leq Iset \leq 0,8 \times 7170$$

$$207,856 \leq Iset \leq 5736$$

$$\frac{207,856}{150} In \leq Tap \leq \frac{5736}{150} In$$

$$1,3857 In \leq Tap \leq 38,24 In$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 12 In

Iset = 12 x 150

$$= 1800 A$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,5 s

c. *Relay 2*

Tabel 4.12 Data Setting Relay 2

<i>Relay 2</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - Very Inverse
FLA sek TR-MAIN	721,7 A
CT Ratio	800 / 5

Tabel 4.12 Data Setting Relay 2 (lanjutan)

<i>Relay 2</i>	
Isc kontribusi min bus H-1	7220 A
Isc kontribusi max bus H-1	8440 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek TR-MAIN} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA sek TR-MAIN}$$

$$1,05 \times 721,7 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 721,7$$

$$757,785 \leq \text{Iset} \leq 1010,38$$

$$\frac{757,785}{800} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{1010,38}{800} \text{ In}$$

$$0,9472 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,262 \text{ In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 0,95 In

$$\text{Iset} = 0,95 \times 800$$

$$= 760 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,7 \times \left(\frac{8440}{760}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$\text{Td} = 0,5239$$

(*range* 0,05 sampai 1 s, dengan *step* 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,53 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek TR-MAIN} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus H-1}$$

$$1,6 \times 721,7 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7220$$

$$1154,72 \leq \text{Iset} \leq 5776$$

$$\frac{207,856}{800} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5776}{800} \text{ In}$$

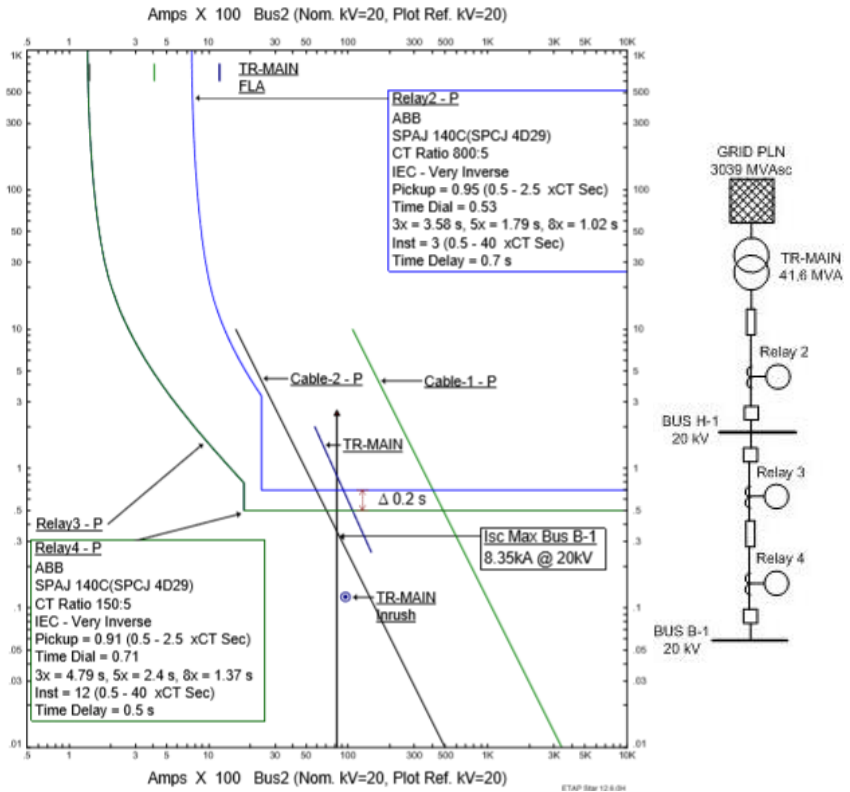
$$1,4434 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 7,22 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)
 Dipilih tap = 3 x In
 Iset = 3 x 800
 = 2400 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,7 s

Setelah rele disetting sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan software ETAP 12.6.0 dan didapatkan Time-Current Curve yang dapat dilihat pada Gambar 4.5 berikut ini:



Gambar 4.5 Time Current Curve Tipikal 1B

Dapat dilihat dari hasil *plot time current curve* tipikal 1B yang ditunjukkan pada Gambar 4.5, bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Dapat diketahui ketika terjadi gangguan hubung singkat 3 phase pada bus B-1, maka *Relay 4* dan *Relay 3* yang akan bekerja secara bersamaan pada waktu operasi 0,5 detik. Hal ini dikarenakan dua rele tersebut memiliki *setting* yang sama karena berada pada tngangan yang sama, memiliki nilai arus hubung singkat yang sama dan memiliki nilai *setting* FLA yang sama juga.

Selain itu terdapat kurva instan *Relay 2* sebagai *back up* dimana pada *grading time* waktu instan sudah memenuhi *standard* IEEE 242 yaitu 0,2 detik. Apabila terjadi gangguan pada bus H-1 maka rele yang bekerja pertama mengenai kurva *definite* ialah *Relay 2* yang berfungsi sebagai pelindung trafo TR-MAIN.

Tabel 4.8 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus B-1 :

Tabel 4.13 Sequence Viewer Gangguan pada Bus B-1

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus B-1					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	500	<i>Relay 4</i>	8,284	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
2.	500	<i>Relay 3</i>	8,284	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
3.	555	CB 3-1		55,0	<i>Tripped by Relay 4 Phase OC1-50</i>
4.	555	CB 3-1		55,0	<i>Tripped by Relay 3 Phase OC1-50</i>
5.	700	<i>Relay 2</i>	8,284	700	<i>Phase - OC1 - 50</i>
6.	755	CB 2		55,0	<i>Tripped by Relay 2 Phase OC1-50</i>

Pada Tabel 4.13 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan 3 phase sebesar 8,284 kA pada bus B-1. *Relay 4* dan *Relay 3* adalah pengaman pertama yang bekerja bersamaan pada waktu 500 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms. Sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 555 ms. Kedua rele tersebut dapat bekerja bersamaan karena kedua rele tersebut memiliki *setting time delay* yang sama. Sedangkan *Relay 2* berfungsi

sebagai pelindung trafo TR-MAIN dengan waktu kerja 700 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 755 ms, sehingga trafo tetap aman apabila mengalami gangguan dan dapat mengantisipasi terjadinya *blackout* pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus H-1 :

Tabel 4.14 Sequence Viewer Gangguan pada Bus H-1

<i>Line to Line (Symmetrical) fault on bus: Bus H-1</i>					
No.	<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	700	<i>Relay 2</i>	8,335	700	<i>Phase - OCI – 50</i>
2.	755	CB 2		55,0	<i>Tripped by Relay 2 Phase OC1-50</i>

Pada Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan *3 phase* sebesar 8,335 kA pada bus H-1, satu-satunya pengaman pertama bekerja adalah *Relay 2* yaitu pada waktu 700 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 755 ms. *Relay 2* ini bekerja sebagai proteksi pada trafo TR-MAIN. Sehingga *back up Relay 2* untuk mengamankan TR-MAIN dari gangguan adalah rele-rele yang sebelumnya yaitu *Relay 3* dan *Relay 4*.

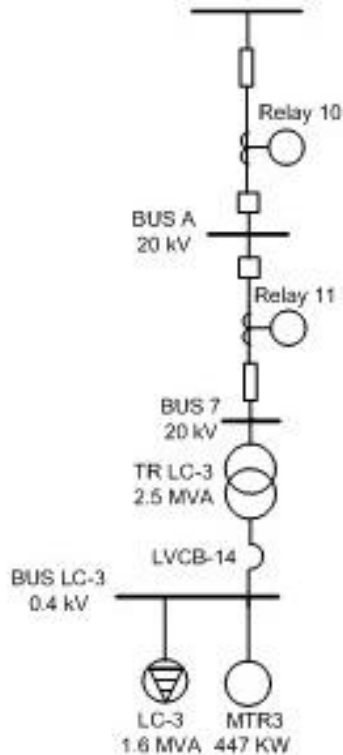
4.6 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2

Tipikal 2 merupakan tipikal dengan sumber *grid* PLN yang memiliki beban terbesar yaitu sebuah *lump load* sebesar 16 MVA. Tipikal 2 ini dimulai dari *grid* PLN menuju beban LC-3, melwati *cable 1*, *cable 5*, *cable 6*, dan trafo TR-LC3. Koordinasi rele arus lebih tipikal 2 ini memiliki satu LVCB dan lima rele yang harus di koordinasikan diantaranya LVCB-14, *Relay 11*, *Relay 10*, *Relay 9*, *Relay 8* dan *Relay 2* sebagai pengaman peralatan di sekitar masing-masing rele. Tipikal ini terdiri dari dua level tegangan yaitu 0,4 kV dan 20 kV.

Karena banyaknya rele yang harus *disetting*, maka untuk *plotting Time-Current Curve* pada tipikal 2 ini dibagi menjadi dua bagian yaitu tipikal 2A dan tipikal 2B. Hal ini dilakukan untuk mempermudah dalam analisa kurva TCC nya.

4.6.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2A

Koordinasi rele arus lebih tipikal 2A ini memiliki 1 LVCB dan 2 rele yang harus di koordinasikan diantaranya LVCB-14, *Relay* 11 dan *Relay* 10. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 2A dapat dilihat pada Gambar 4.6.



Gambar 4.6 Single Line Diagram Tipikal 2A

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 2A:

a. *Setting* LVCB-14

Tabel 4.15 Data *Setting* LVCB-14

LVCB-14	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SACE E3H32
FLA sek TR-LC3	2887
<i>Rating Plug</i>	3200
Isc kontribusi min bus LC-3	37610 A
Isc kontribusi max bus LC-3	43490 A

Long – Time Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA sek TR-LC3}$$

$$1,05 \times 2887 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 2887$$

$$3031,35 \leq \text{Iset} \leq 4041,8$$

$$\frac{3031,35}{3200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{4041,8}{3200} \text{ In}$$

$$0,9472 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,263 \text{ In}$$

(LT *Pick up range* : 0,4In sampai 1In, dengan step 0,01In)

Dipilih *tap* = 1 In

$$\text{LT } \textit{Pick up} = 1 \times 3200$$

$$= 3200 \text{ A}$$

LT Band

$$\textit{Range} = (3-144) \textit{ Average}$$

@3 *Multiplies*

Step : 3

Dipilih *LT Band* = 3

Short – Time Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus LC-3}$$

$$1,6 \times 2887 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 37610$$

$$4619,2 \leq \text{Iset} \leq 30088$$

$$\frac{4619,2}{3200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{30088}{3200} \text{ In}$$

$$1,4425 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 9,4025 \text{ In}$$

Dipilih $tap = 3 I_n$
 $ST Pick up = 3 \times 3200$
 $= 9600 A$

ST-Band

Range : 0,05 sampai 0,4 dengan step 0,01
Dipilih $ST Band = 0,25$

b. Relay 11

Tabel 4.16 Data Setting Relay 11

<u>Relay 11</u>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-LC3	57,74 A
CT Ratio	60 / 5
Isc kontribusi min bus 7	7100 A
Isc kontribusi max bus 7	8300 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA \text{ primer TR-LC3} \leq I_{set} \leq 1,4 \times FLA \text{ primer TR-LC3}$$

$$1,05 \times 57,74 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq I_{set} \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} I_n \leq Tap \leq \frac{80,836}{60} I_n$$

$$1,01045 I_n \leq Tap \leq 1,3472 I_n$$

(*Pickup range* : 0,5 I_n – 2,5 I_n sekunder CT – 1A dengan step 0,01 I_n)

Dipilih $tap = 1,02 I_n$

$I_{set} = 1,02 \times 60$

$= 61,2 A$

Time Dial

Dalam perhitungan *time dial* ini, I_{sc} max yang digunakan adalah I_{sc} kontribusi max pada sekunder trafo TR-LC3. Hal ini dikarenakan *inverse Relay* 11 digunakan sebagai *backup* dari LVCB-14. Selain itu, waktu operasi yang digunakan yaitu 0,2 detik lebih lambat dari *tripping* LVCB-7.

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{Isc \text{ max sec TR - LC3 to pmr}}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$Td = \frac{0,5 \times \left(\frac{869,8}{61,2}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$Td = 0,489$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,49 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq Iset \leq 0,8 \times Isc \text{ min bus 7}$$

$$1,6 \times 57,74 \leq Iset \leq 0,8 \times 7100$$

$$92,384 \leq Iset \leq 5680$$

$$\frac{92,384}{60} In \leq Tap \leq \frac{5680}{60} In$$

$$1,5397 In \leq Tap \leq 94,67 In$$

(Pickup range: 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih *tap* = 19 In

$$Iset = 19 \times 60$$

$$= 1140 \text{ A}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1 s

c. Relay 10

Tabel 4.17 Data Setting Relay 10

Relay 10	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - Very Inverse

Tabel 4.15 Data *Settig Relay 10* (lanjutan)

<i>Relay 10</i>	
FLA primer TR-LC3	57,74 A
CT Ratio	60/5
Isc kontribusi min bus A	7190 A
Isc kontribusi max bus A	8410 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer TR-LC3}$$

$$1,05 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq \text{Iset} \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} \text{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{80,836}{60} \text{In}$$

$$1,01045 \text{In} \leq \text{Tap} \leq 1,3472 \text{In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 1,02 In

$$\text{Iset} = 1,02 \times 60$$

$$= 61,2 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = 20 x Iset (*waktu tunak iverse*)

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times \text{Iset}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,3 \times \left(\frac{20 \times 61,2}{61,2}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$\text{Td} = 0,4222$$

(*range* 0,05 sampai 1 s, dengan *step* 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,85 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus A}$$

$$1,6 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7190$$

$$92,384 \leq \text{Iset} \leq 5752$$

$$\frac{92,384}{60} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5752}{60} \text{ In}$$

$$1,5397 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 95,867 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 21,5 In

Iset = 21,5 x 60

= 1290 A

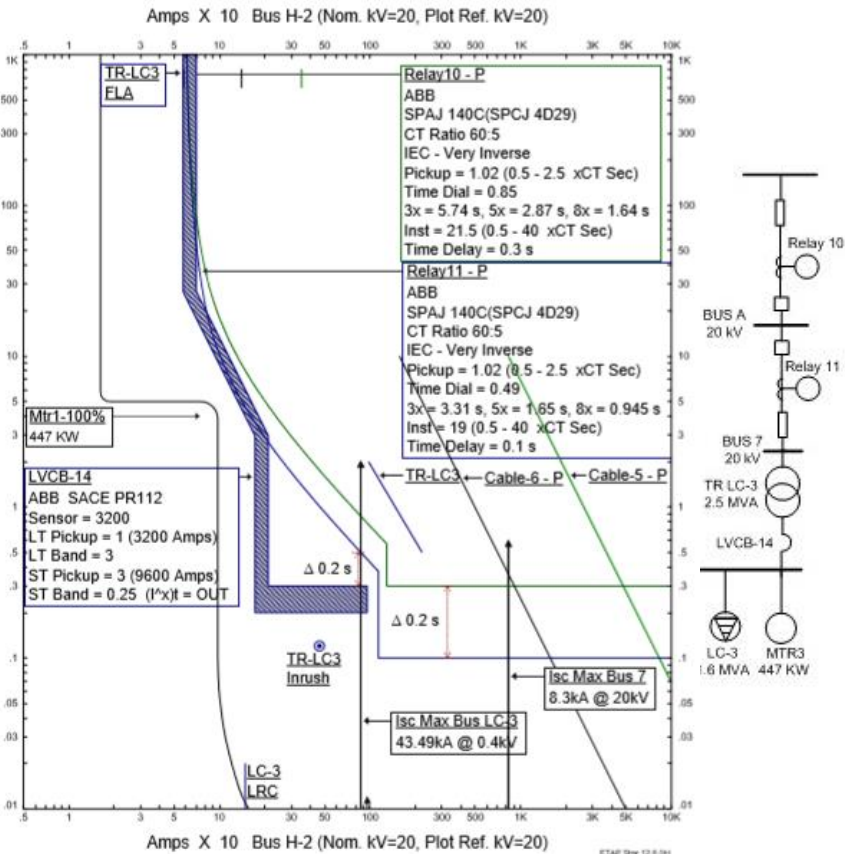
Time Delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Setelah rele disetting sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.7.

Pada hasil *plot time current curve* tipikal 2A yang ditunjukkan pada Gambar 4.7 tersebut dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Hal ini diketahui bahwa apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 *phase* pada bus LC-3, maka LVCB-14 yang akan bekerja pertama kali pada waktu operasi 0,3 detik. *Setting* waktu operasi LVCB ini dibuat 0,3 detik agar LVCB tidak mudah trip saat terdapat gangguan arus hubung singkat *temporary*. Selain itu terdapat kurva *inverse Relay* 11 dan *Relay* 10 sebagai *back up* dimana pada kurva inversenya memiliki *grading time* dengan rele sebelumnya sebesar 0,2 – 0,4 detik yang masih sesuai dengan standar yang digunakan yaitu.

Apabila terjadi gangguan pada bus 7 pada 20 kV, maka rele yang bekerja pertama mengenai kurva *definite* ialah *Relay* 11, dan waktu instan *Relay* 10 sebagai *back up* nya. Apabila terjadi gangguan pada bus A, *Relay* 9 dan *Relay* 10 bekerja bersama dengan *back up Relay* 8 yang akan dijelaskan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 2B. Untuk *grading time* waktu instan antar rele sudah memenuhi standard IEEE 242 yaitu 0,2 detik.



Gambar 4.7 Time Current Curve Tipikal 2A

Untuk dapat menganalisa waktu kerja tiap rele dan *circuit breaker* dapat dilihat pada *sequence viewer* pada *software* ETAP 12.6.0. Tabel 4.18 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus LC-3 :

Tabel 4.18 Sequence Viewer Gangguan pada Bus LC-3

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus LC-3					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	300	LVCB-14	37,61	200	Phase
2.	485	Relay 11	0,895	485	Phase - OC1 - 51
3.	540	CB 13		55,0	Tripped by Relay 11 Phase OC1-51
4.	842	Relay 9	0,895	842	Phase - OC1 - 51
5.	842	Relay 10	0,895	842	Phase - OC1 - 51
6.	897	CB 11-1		55,0	Tripped by Relay 10 Phase OC1-51
7.	897	CB 11-2		55,0	Tripped by Relay 9 Phase OC1-51
8.	12420	Relay 8	0,895	12420	Phase - OC1 - 51
9.	12420	CB 10		55,0	Tripped by Relay 8 Phase OC1-51
10.	14310	Relay 2	0,895	14310	Phase - OC1 - 51
11.	1435	CB 2		55,0	Tripped by Relay 2 Phase OC1-51

Pada Tabel 4.18 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan *line to line* sebesar 37,61 kA pada bus LC-3, LVCB-14 adalah pengaman pertama yang bekerja pada waktu 300 ms. Lalu Relay 11 sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 485 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 540 ms. Selanjutnya untuk relay 10 bekerja pada waktu 842 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 897 ms dalam kondisi gangguan fasa yang dirasakan kurva inverse Relay 10.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus 7 :

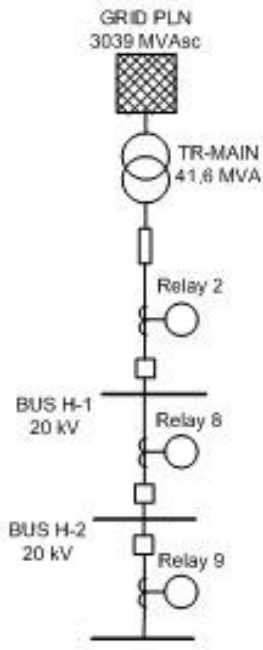
Tabel 4.19 Sequence Viewer Gangguan pada Bus 7

<i>Line to Line (Symmetrical) fault on bus : Bus 7</i>					
No.	<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	100	<i>Relay 11</i>	8,198	100	Phase - OC1 - 50
2.	155	CB 13		55,0	<i>Tripped by Relay 11 Phase OC1-50</i>
3.	300	<i>Relay 9</i>	8,198	300	Phase - OC1 - 50
4.	300	<i>Relay 10</i>	8,198	300	Phase - OC1 - 50
5.	355	CB 11-1		55,0	<i>Tripped by Relay 10 Phase OC1-50</i>
6.	355	CB 11-2		55,0	<i>Tripped by Relay 10 Phase OC1-50</i>
7.	500	Relay 8	8,198	500	Phase - OC1 - 50
8.	555	CB 10		55,0	<i>Tripped by Relay 10 Phase OC1-50</i>
9.	700	Relay 2	8,198	700	Phase - OC1 - 50
10.	755	CB 2		55,0	<i>Tripped by Relay 10 Phase OC1-50</i>

Pada Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan *line to line* sebesar 7,1 kA pada bus 7, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay 11* yaitu pada waktu 100 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 155 ms. Lalu *Relay 10* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 300 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 355 ms.

4.6.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 2B

Koordinasi rele arus lebih tipikal 2B ini memiliki tiga rele yang harus di koordinasikan diantaranya *Relay 9*, *Relay 8* dan *Relay 2* yang dapat mengamankan peralatan disekitar masing-masing rele tersebut. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 2B dapat dilihat pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Single Line Diagram Tipikal 2B

Karena *Relay 10* (termasuk dalam tipikal 2A) dan *Relay 9* merasakan arus gangguan yang sama dan berada pada level tegangan yang sama juga, maka *setting* disamakan.

a. *Relay 9*

Tabel 4.20 Data Setting Relay 9

<i>Relay 9</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-LC3	57,74 A
<i>CT Ratio</i>	60 / 5
Isc kontribusi min bus A	7190 A
Isc kontribusi max bus A	8410 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer TR-LC3}$$

$$1,05 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq \text{Iset} \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{80,836}{60} \text{ In}$$

$$1,01045 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,3472 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,02 In

$$\text{Iset} = 1,02 \times 60$$

$$= 61,2 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = 20 x Iset (waktu tunak iverse)

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times \text{Iset}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,3 \times \left(\frac{20 \times 61,2}{61,2}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$\text{Td} = 0,4222$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih time dial = 0,85 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus A}$$

$$1,6 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7190$$

$$92,384 \leq \text{Iset} \leq 5752$$

$$\frac{92,384}{60} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5752}{60} \text{ In}$$

$$1,5397 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 95,867 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)
 Dipilih tap = 21,5 In
 Iset = 21,5 x 60
 = 1290 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,3 s

b. Relay 8

Relay 8	
Manufacturer	ABB
Model	SPAJ 140C
Curve Type	IEC - Very Inverse
FLA sek TR-MAIN – (TR-MCC1 + TR-MCC3)	591,79 A
CT Ratio	600 / 5
Isc kontribusi min bus H-2	7220 A
Isc kontribusi max bus H-2	8440 A

Time Overcurrent Pickup

1,05 x FLA sek TR-MAIN ≤ Iset ≤ 1,4 x FLA TR-MAIN

$$1,05 \times 591,79 \leq Iset \leq 1,4 \times 591,79$$

$$621,3795 \leq Iset \leq 828,506$$

$$\frac{621,3795}{600} In \leq Tap \leq \frac{828,506}{600} In$$

$$1,0356 In \leq Tap \leq 1,38 In$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,05 In

Iset = 1,05 x 600

= 630 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{Isc\ max}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,5 \times \left(\frac{8440}{630}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,459$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,46 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus A}$$

$$1,6 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 7190$$

$$92,384 \leq \text{Iset} \leq 5752$$

$$\frac{92,384}{60} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{5752}{60} \text{ In}$$

$$1,5397 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 95,867 \text{ In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 3,5 In

$$\begin{aligned} \text{Iset} &= 3,5 \times 60 \\ &= 210 \text{ A} \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,5 s

Karena perhitungan *setting Relay 2* sudah dilakukan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 1B, maka tidak dituliskan pada bab ini.

Setelah rele disetting sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.9.

setting FLA yang sama juga. Selain itu terdapat kurva *definite Relay* 8 sebagai *back up* dimana pada *grading time* waktu instan sudah memenuhi *standard IEEE 242* yaitu 0,2 detik.

Apabila terjadi gangguan pada bus H-2, maka rele yang bekerja pertama ialah *Relay* 8 dengan *backup Relay* 2 sebagai pelindung trafo TR-MAIN dimana *grading time* waktu instan sudah memenuhi *standard IEEE 242* yaitu 0,2 detik. Apabila terjadi gangguan pada bus H-1 maka rele yang bekerja pertama mengenai kurva instan ialah rele 2 yang berfungsi sebagai pelindung trafo TR-MAIN.

Untuk dapat melihat waktu kerja tiap rele dan *circuit breaker* dapat dilihat pada *sequence viewer* pada *software* ETAP 12.6.0. Tabel 4.21 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus A :

Tabel 4.21 Sequence Viewer Gangguan pada Bus A

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus A					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	300	Relay 9	8,303	300	Phase - OC1 - 51
2.	355	CB 11-2		55,0	Tripped by Relay 9 Phase OC1-51
3.	500	Relay 8	8,303	500	Phase - OC1 - 51
4.	555	CB 10		55,0	Tripped by Relay 8 Phase OC1-51
5.	700	Relay 2	8,303	700	Phase - OC1 - 51
6.	755	CB 2		55,0	Tripped by Relay 2 Phase OC1-51

Pada Tabel 4.21 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan *line to line* sebesar 8,303 kA pada bus A. *Relay* 10 dan *Relay* 9 adalah pengaman pertama yang bekerja bersama pada waktu 300 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms. Sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 355 ms. Kedua rele tersebut dapat bekerja bersamaan karena kedua rele tersebut memiliki setting time delay yang sama. Kemudian ada *Relay* 8 sebagai *back up* dengan waktu kerja 500 ms.

Lalu *Relay 2* berfungsi sebagai *pelindung* trafo TR-MAIN dengan waktu kerja 700 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 755 ms.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus H-2 :

Tabel 4.22 Sequence Viewer Gangguan pada Bus H-2

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus H-2					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	500	Relay 8	8,335	500	Phase - OC1 - 50
2.	555	CB 10		55,0	Tripped by Relay 8 Phase OC1-50
3.	700	Relay 2	8,335	700	Phase - OC1- 50
4.	755	CB 2		550	Tripped by Relay 2 Phase OC1-50

Pada Tabel 4.22 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan 3 phase sebesar 8,335 kA pada bus H-2, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay 8* yaitu pada waktu 500 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 555 ms. Lalu *Relay 10* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 700 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 755 ms.

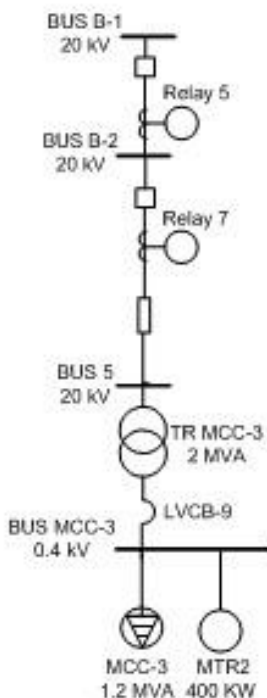
4.7 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3

Tipikal 3 adalah tipikal dengan saluran terpanjang dari sumber generator *emergency*. Pada sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri terdapat 5 generator *emergency* yang terdiri dari tiga generator 2,3 MW dan dua generator 5,5 MW. Untuk sistem proteksi tipikal 3 ini menggunakan satu generator 2,3 MW dan dua generator 5,5 MW. Tipikal ini dimulai dari generator *emergency* menuju beban *lump load* MCC-3 sebesar 1,2 MVA, melalui saluran *cable 9, cable 7, cable 4* dan trafo TR-MCC3.

Karena banyaknya rele yang harus *disetting*, maka pada tipikal 3 ini dibagi menjadi dua bagian yaitu tipikal 3A dan tipikal 3B. Hal ini dilakukan untuk mempermudah dalam analisa kurva TCC nya.

4.7.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3A

Koordinasi rele arus lebih tipikal 3A ini memiliki 1 LVCB dan 2 rele yang harus di koordinasikan diantaranya LVCB-9, *Relay 7* dan *Relay 5*. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 3A dapat dilihat pada Gambar 4.10.



Gambar 4.10 *Single Line Diagram* Tipikal 3A

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 3A:

a. *Setting* LVCB-9

Tabel 4.23 Data *Setting* LVCB- 9

LVCB-9	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SACE E3H32
FLA sek TR-MCC3	2887
<i>Rating Plug</i>	3200
Isc kontribusi min bus MCC-3	25470 A
Isc kontribusi max bus MCC-3	31800 A

Long – Time Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek TR-MCC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA sek TR-MCC3}$$

$$1,05 \times 2887 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 2887$$

$$3031,35 \leq \text{Iset} \leq 4041,8$$

$$\frac{3031,35}{3200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{4041,8}{3200} \text{ In}$$

$$0,9472 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,263 \text{ In}$$

(LT *Pick up range* : 0,4In sampai 1In, dengan *step* 0,01In)

Dipilih tap = 1 In

$$\text{LT } \textit{Pick up} = 1 \times 3200$$

$$= 3200 \text{ A}$$

LT Band

$$\textit{Range} = (3-144) \textit{ Average}$$

@3 *Multiplies*

Step : 3

Dipilih LT *Band* = 3

Short – Time Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek TR-MCC3} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus MCC-3}$$

$$1,6 \times 2887 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 25470$$

$$4619,2 \leq \text{Iset} \leq 20376$$

$$\frac{4619,2}{3200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{20376}{3200} \text{ In}$$

$$1,4425 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 6,3675 \text{ In}$$

Dipilih tap = 2 In
 ST Pick up = 2 x 3200
 = 6400 A

ST-Band

Range : 0,05 sampai 0,4 dengan step 0,01
 Dipilih ST Band = 0,25

b. *Setting Relay 7*

Tabel 4.24 Data Setting Relay 7

<i>Relay 7</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140C
<i>Curve Type</i>	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-MCC3	57,74 A
CT Ratio	60 / 5
Isc kontribusi min bus 5	1380 A
Isc kontribusi max bus 5	1970 A

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA primer TR-MCC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer TR-MCC3}$

$$1,05 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq \text{Iset} \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{80,836}{60} \text{ In}$$

$$1,01045 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,3472 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,34 In

Iset = 1,34 x 60
 = 80,4 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_d = \frac{t[s] \times \left(\frac{I_{sc} \text{ max sec TR} - \text{MCC3 to pmr}}{I_{set}} \right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,5 \times \left(\frac{636}{80,4} \right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,25$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,25 s

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer TR-MCC3 ≤ Iset ≤ 0,8 x Isc min bus 5

$$1,6 \times 57,74 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 1380$$

$$92,384 \leq I_{set} \leq 1104$$

$$\frac{92,384}{60} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{1104}{60} I_n$$

$$1,5397 I_n \leq \text{Tap} \leq 18,4 I_n$$

(Pickup range: 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 12 In

Iset = 12 x 60

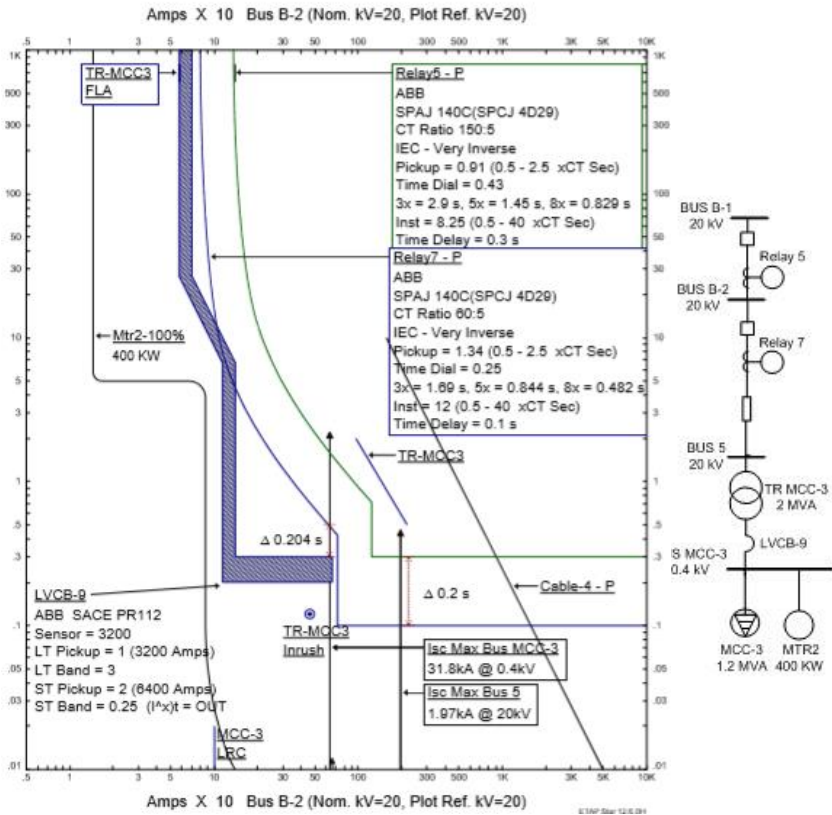
= 720 A

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,1 s

Karena perhitungan *setting Relay* 5 sudah dilakukan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 1A, maka tidak dituliskan pada bab ini.

Setelah rele *disetting* sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.11.



Gambar 4.11 Time Current Curve Tipikal 3A

Pada hasil *plot time current curve* tipikal 3A yang ditunjukkan pada Gambar 4.11 diatas dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Hal ini diketahui bahwa apabila terjdadi gangguan hubung singkat pada bus MCC-3, maka LVCB-9 yang akan bekerja pertama pada waktu operasi 0,3 detik. *Setting* waktu operasi LVCB ini dibuat 0,3 detik agar LVCB tidak mudah trip saat terdapat gangguan arus hubung singkat *temporary*. Selain itu terdapat waktu inverse *Relay 7* dan *Relay 5* sebagai *back up* dimana pada waktu inversenya memiliki *grading time* dengan rele sebelumnya sebesar 0,2 – 0,4 detik yang masih sesuai dengan *standard* yang digunakan.

Apabila terjadi gangguan pada bus 5 pada 20 kV, maka rele yang bekerja pertama mengenai kurva instan ialah *Relay 7*, dan waktu instan *Relay 5* sebagai *back up* nya. Apabila terjadi gangguan pada bus B-2, *Relay 5*, *Relay 15* dan *Relay 16* bekerja secara bersamaan yang mana *Relay 15* dan *Relay 16* akan dijelaskan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 3B. Untuk *grading time* waktu instan antar rele sudah memenuhi standard IEEE 242 yaitu 0,2 detik.

Untuk dapat menganalisa waktu kerja tiap rele dan *circuit breaker* dapat dilihat pada *sequence viewer* pada *software* ETAP 12.6.0. Tabel 4.18 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus MCC-3 :

Tabel 4.25 Sequence Viewer Gangguan Pada Bus MCC-3

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus MCC-3					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	300	LVCB-9	27,704	200	Phase
2.	556	Relay 7	0,568	556	Phase - OC1 - 51
3.	611	CB 8		55,0	Tripped by Relay 7 Phase OC1-51
4.	1835	Relay 5	0,568	1835	Phase - OC1 - 51
5.	1890	CB 5		55,0	Tripped by Relay 5 Phase OC1-51
6.	2689	Relay 15	0,568	2689	Phase - OC1 - 51
7.	2689	Relay 16	0,568	2689	Phase - OC1 - 51
8.	2744	CB 17		55,0	Tripped by Relay 15 Phase OC1-51
9.	2744	CB 18		55,0	Tripped by Relay 16 Phase OC1-51
10.	4965	Relay 17	0,568	4965	Phase - OC1 - 51
11.	4965	Relay 18	0,568	4965	Phase - OC1 - 51
12.	5020	CB 19		55,0	Tripped by Relay 17 Phase OC1-51
13.	5020	CB 20		55,0	Tripped by Relay 18 Phase OC1-51

Pada Tabel 4.8 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan 3 phase sebesar 27,704 kA pada bus MCC-3, LVCB-9 adalah pengaman pertama yang bekerja pada waktu 300 ms. Lalu kurva *inverse Relay 7* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 556 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 611 ms. Selanjutnya untuk *Relay 5* bekerja pada waktu 1835 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 1890 ms dalam kondisi gangguan fasa yang dirasakan kurva *inverse Relay 5*.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus 5 :

Tabel 4.26 Sequence Viewer Gangguan Pada Bus 5

<i>3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus 5</i>					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	100	<i>Relay 7</i>	1,369	100	<i>Phase - OC1 - 50</i>
2.	155	CB 8		55,0	<i>Tripped by Relay 7 Phase OC1-50</i>
3.	300	<i>Relay 5</i>	1,369	300	<i>Phase - OC1 - 50</i>
4.	300	<i>Relay 15</i>	1,369	300	<i>Phase - OC1 - 50</i>
5.	300	<i>Relay 16</i>	1,369	300	<i>Phase - OC1 - 50</i>
6.	355	CB 5		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Phase OC1-50</i>
7.	355	CB 17		55,0	<i>Tripped by Relay 15 Phase OC1-50</i>
8.	355	CB 18		55,0	<i>Tripped by Relay 16 Phase OC1-50</i>
9.	500	<i>Relay 17</i>	1,369	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
10.	500	<i>Relay 18</i>	1,369	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
11.	555	CB 19		55,0	<i>Tripped by Relay 17 Phase OC1-50</i>
12.	555	CB 20		55,0	<i>Tripped by Relay 18 Phase OC1-50</i>

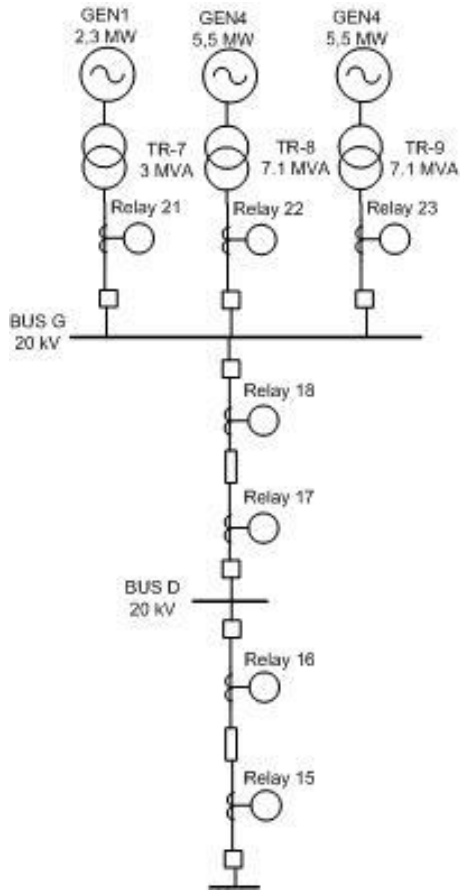
Tabel 4.26 Sequence Viewer Gangguan Pada Bus 5 (Lanjutan)

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus 5					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
13.	700	Relay 21	1,369	700	Phase - OC1 - 50
14.	700	Relay 22	1,369	700	Phase - OC1 - 50
15.	700	Relay 23	1,369	700	Phase - OC1 - 50
16.	755	CB 23		55,0	Tripped by Relay 21 Phase OC1-50
17.	755	CB 24		55,0	Tripped by Relay 22 Phase OC1-50
18.	755	CB 25		55,0	Tripped by Relay 23 Phase OC1-50

Pada Tabel 4.26 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan 3 phase sebesar 1,369 kA pada bus 5, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay 7* yaitu pada waktu 100 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *circuit breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 155 ms. Lalu *Relay 10* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 300 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 55 ms sehingga total waktu *circuit breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 355 ms.

4.7.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 3B

Koordinasi rele arus lebih tipikal 3B ini memiliki 7 rele yang harus di koordinasikan diantaranya *Relay 15*, *Relay 16*, *Relay 17*, *Relay 18*, *Relay 21*, *Relay 22* dan *Relay 23* yang dapat mengamankan peralatan disekitar masing-masing rele tersebut. Untuk *setting Relay 15* dan *Relay 16* dapat disamakan karena kedua rele tersebut merasakan arus gangguan yang sama dan berada pada level tegangan yang sama juga. Begitu juga yang berlaku pada *Relay 17* dan *Relay 18*. Pada *setting Relay 22* dan *Relay 23* juga disamakan karena memiliki spesifikasi generator yang sama. Dapat dilihat pada *single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 3B terdiri dari dua level tegangan yaitu 0,4 kV dan 20 kV. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 3B dapat dilihat pada Gambar 4.12.



Gambar 4.12 Single Line Diagram Tipikal 3B

Karena *Relay 5* (termasuk dalam tipikal 3A) maka pada perhitungan ini tidak dituliskan. Untuk *Relay 15* dan *Relay 16* memiliki waktu kerja instan yang sama dan merasakan arus gangguan yang sama serta berada pada level tegangan yang sama juga, maka *setting Relay* disamakan.

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 3B:

a. *Relay 15*

Tabel 4.27 Data Setting Relay 15

<i>Relay 15</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3	129,91A
<i>CT Ratio</i>	150 / 5
Isc kontribusi min bus B-1	1380 A
Isc kontribusi max bus B-1	1910 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 2 trafo}$$

$$1,05 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 129,91$$

$$136,4055 \leq \text{Iset} \leq 181,874$$

$$\frac{136,4055}{150} \text{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{181,874}{150} \text{In}$$

$$0,90937 \text{In} \leq \text{Tap} \leq 1,21249 \text{In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 0,91 In

$$\text{Iset} = 0,91 \times 150$$

$$= 136,5 \text{ A}$$

Time Dial

Karena nilai Isc max bus B-1 lebih besar dari kemampuan kerja rele, maka untuk perhitungan *time dial* digunakan kemampuan maksimal kerja rele yaitu $20 \times \text{Iset}$ pada waktu operasi yang digunakan.

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = $20 \times \text{Iset}$ (waktu tunak inverse) = 2730 A

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times \text{Iset}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,3 \times \left(\frac{2730}{136,5}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,4222$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan *step* 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,43 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus B-1}$$

$$1,6 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 1380$$

$$207,856 \leq \text{Iset} \leq 1104$$

$$\frac{207,856}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{1104}{150} \text{ In}$$

$$1,3857 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 7,36 \text{ In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 7,36 In

Iset = 7,36 x 150

= 1104 A

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3 s

b. *Relay 16*

Tabel 4.28 Data Setting Relay 16

<i>Relay 16</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3	129,91 A
<i>CT Ratio</i>	150 / 5
Isc kontribusi min bus B-1	1380 A
Isc kontribusi max bus B-1	1910 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 2 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 2 trafo}$$

$$1,05 \times 129,91 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 129,91$$

$$136,4055 \leq \text{Iset} \leq 181,874$$

$$\frac{136,4055}{150} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{181,874}{150} \text{ In}$$

$$0,90937 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,21249 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 0,91 In

Iset = 0,91 x 150

= 136,5 A

Time Dial

Karena nilai I_{sc} max bus B-1 lebih besar dari kemampuan kerja rele, maka untuk perhitungan *time dial* digunakan kemampuan maksimal kerja rele yaitu 20 x Iset pada waktu operasi yang digunakan.

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = 20 x Iset (waktu tunak inverse) = 2730 A

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$
$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{20 \times Iset}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$Td = \frac{0,3 \times \left(\frac{2730}{136,5}\right)^1 - 1}{13,5}$$

Td = 0,4222

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,43 s

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer 2 trafo ≤ Iset ≤ 0,8 x I_{sc} min bus B-1

1,6 x 129,91 ≤ Iset ≤ 0,8 x 1380

207,856 ≤ Iset ≤ 1104

$\frac{207,856}{150}$ In ≤ Tap ≤ $\frac{1104}{150}$ In

1,3857 In ≤ Tap ≤ 7,36 In

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 7,36 In

Iset = 7,36 x 150

= 1104 A

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3 s

c. *Relay 17*

Tabel 4.29 Data Setting Relay 17

<i>Relay 17</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3 + TRLC-3	187,65 A
<i>CT Ratio</i>	200 / 5
Isc kontribusi min bus D	1380 A
Isc kontribusi max bus D	1830 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA primer 3 trafo} &\leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 3 trafo} \\
 1,05 \times 187,65 &\leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 187,65 \\
 197,032 &\leq \text{Iset} \leq 262,71 \\
 \frac{197,032}{200} \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq \frac{262,71}{200} \text{ In} \\
 0,98516 \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq 1,31355 \text{ In}
 \end{aligned}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih *tap* = 1,3 In

Iset = 1,3 x 200

= 260 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t[s] = \frac{T_d \times \beta}{\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_d = \frac{t[s] \times \left(\frac{I_{sc \text{ max bus D}}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,7 \times \left(\frac{1830}{200}\right)^1 - 1}{13,5}$$

Td = 0,31

(*range* 0,05 sampai 1 s, dengan *step* 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,43 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{primer 3 trafo} \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus D}$$

$$1,6 \times 187,65 \leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 1380$$

$$300,24 \leq \text{Iset} \leq 1104$$

$$\frac{300,24}{200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{1104}{200} \text{ In}$$

$$1,5012 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 5,52 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 5,52 x In

Iset = 5,52 x 200

= 1104 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,5 s

d. Relay 18

Tabel 4.30 Data Setting Relay 18

Relay 18	
Manufacturer	ABB
Model	SPAJ 140 C
Curve Type	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-MCC1 + TR-MCC3 + TRLC-3	187,65 A
CT Ratio	200 / 5
Isc kontribusi min bus D	1380 A
Isc kontribusi max bus D	1830 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer 3 trafo} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer 3 trafo}$$

$$1,05 \times 187,65 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 187,65$$

$$197,032 \leq \text{Iset} \leq 262,71$$

$$\frac{197,032}{200} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{262,71}{200} \text{ In}$$

$$0,98516 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,31355 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,3 In

Iset = 1,3 x 200

= 260 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t[s] = \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$
$$Td = \frac{t[s] \times \left(\frac{Isc \max bus D}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$
$$Td = \frac{0,7 \times \left(\frac{1830}{200}\right)^1 - 1}{13,5}$$

Td = 0,31

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih time dial = 0,43 s

Instantaneous Pickup

1,6 x primer 3 trafo ≤ Iset ≤ 0,8 x Isc min bus D

$$1,6 \times 187,65 \leq Iset \leq 0,8 \times 1380$$

$$300,24 \leq Iset \leq 1104$$

$$\frac{300,24}{200} In \leq Tap \leq \frac{1104}{200} In$$

$$1,5012 In \leq Tap \leq 5,52 In$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 5,52 x In

Iset = 5,52 x 200

$$= 1104 A$$

Time Delay

Dipilih time delay = 0,5 s

e. Relay 22 dan 23

Tabel 4.31 Data Setting Relay 22 dan 23

Relay 22 dan 23	
Manufacturer	ABB
Model	SPAJ 140 C
Curve Type	IEC - Very Inverse
FLA sek trafo TR-9	205 A
CT Ratio	250 / 5

Tabel 4.31 Data Setting Relay 23 (lanjutan)

Relay 22 dan 23	
Isc kontribusi min bus 13	567 A
Isc kontribusi max bus 13	753 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek trafo TR-9} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA sek trafo TR-9}$$

$$1,05 \times 205 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 205$$

$$215,25 \leq I_{set} \leq 287$$

$$\frac{215,25}{250} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{287}{250} \text{ In}$$

$$0,861 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,148 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,1 In

$$I_{set} = 1,1 \times 250$$

$$= 275 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t[s] = \frac{T_d \times \beta}{\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_d = \frac{t[s] \times \left(\frac{I_{sc \max}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,7 \times \left(\frac{2500}{275}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,09$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih time dial = 0,1 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek trafo TR-9} \leq I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus 13}$$

$$1,6 \times 205 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 567$$

$$328 \leq I_{set} \leq 453,6$$

$$\frac{300,24}{250} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{453,6}{250} \text{ In}$$

$$1,312 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,8144 \text{ In}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 1,7 x In

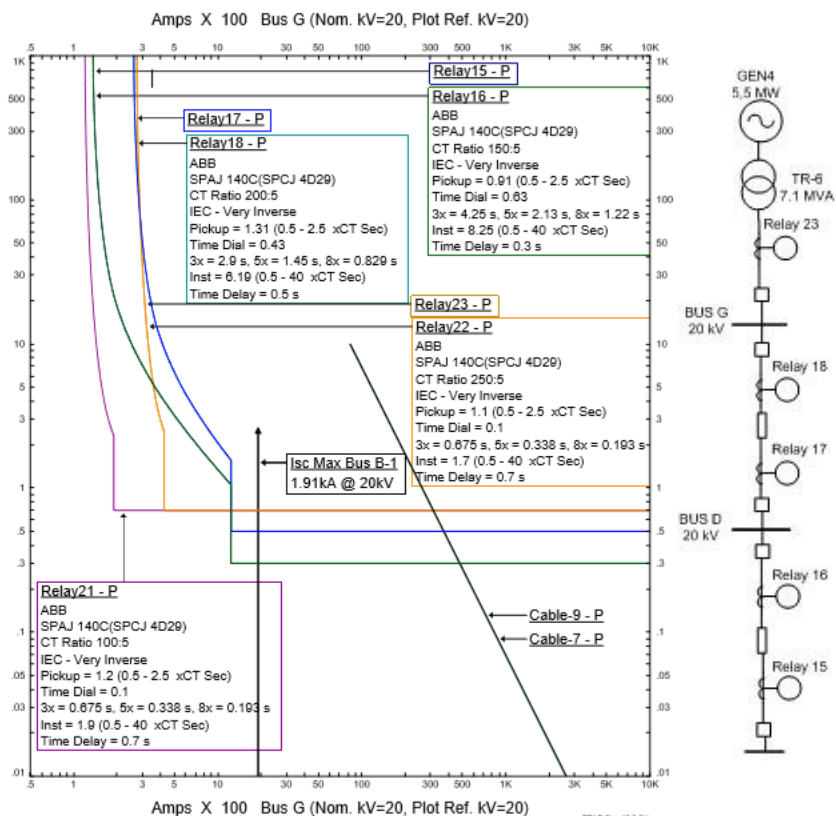
Iset = 1,7 x 250

= 425 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,7 s

Setelah semua rele disetting sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan software ETAP 12.6.0 dan didapatkan Time-Current Curve yang dapat dilihat pada Gambar 4.13.



Dapat dilihat dari hasil *plot time current curve* tipikal 3B yang ditunjukkan pada Gambar 4.13, bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Dapat diketahui ketika terjadi gangguan hubung singkat pada bus B1, maka *Relay 5*, *Relay 15* dan *Relay 16* yang akan bekerja secara bersamaan pada waktu operasi 0,3 detik. Hal ini dikarenakan dua rele tersebut memiliki *setting* yang sama karena berada pada tngangan yang sama, memiliki nilai arus hubung singkat yang sama dan memiliki nilai *setting* FLA yang sama juga. Selain itu terdapat waktu instan *Relay 17* dan *Relay 18* sebagai *back up* dimana pada *grading time* waktu instan sudah memenuhi *standard* IEEE 242 yaitu 0,2 detik.

Apabila terjadi gangguan pada bus D, maka rele yang bekerja pertama ialah *Relay 17* dan 18 dengan *back up Relay 23* sebagai pelindung trafo TR-9 dan generator *emergency* dimana *grading time* waktu instan sudah memenuhi *standard* IEEE 242 yaitu 0,2 detik. Apabila gangguan terjadi pada sisi trafo TR-9 dan generator *emergency*, maka *Relay 21*, 22 dan 23 lah yang bekerja sebagai pelindung keseluruhan sistem.

Untuk dapat melihat waktu kerja tiap rele dan *circuit breaker* dapat dilihat pada *sequence viewer* pada software ETAP 12.6.0. Tabel 4.21 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terdapat gangguan hubung singkat pada bus B-1:

Tabel 4.32 Sequence Viewer Gangguan pada Bus B-1

<i>3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus B-1</i>					
No.	<i>Time</i> (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	300	<i>Relay 15</i>	1,372	300	<i>Phase - OC1 - 50</i>
2.	300	<i>Relay 16</i>	1,372	300	<i>Phase - OC1 - 50</i>
3.	355	CB 17		55,0	<i>Tripped by Relay 15</i> <i>Phase OC1-50</i>
4.	355	CB 18		55,0	<i>Tripped by Relay 16</i> <i>Phase OC1-50</i>
5.	500	<i>Relay 17</i>	1,372	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
6.	500	<i>Relay 18</i>	1,372	500	<i>Phase - OC1 - 50</i>
7.	555	CB 19		55,0	<i>Tripped by Relay 17</i> <i>Phase OC1-50</i>
8.	555	CB 20		55,0	<i>Tripped by Relay 18</i> <i>Phase OC1-50</i>

Tabel 4.32 Sequence Viewer Gangguan pada Bus B-1 (Lanjutan)

3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus B-1					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
9.	700	Relay 21	0,243	700	Phase - OC1 - 50
10.	700	Relay 22	0,564	700	Phase - OC1 - 50
11.	700	Relay 23	0,564	700	Phase - OC1 - 50
12.	755	CB 23		55,0	Tripped by Relay 21 Phase OC1-50
13.	755	CB 24		55,0	Tripped by Relay 22 Phase OC1-50
14.	755	CB 25		55,0	Tripped by Relay 23 Phase OC1-50

Pada Tabel 4.32 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan hubung 3 *phase* sebesar 1,372 kA pada bus B-1, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay* 15 dan 16 yaitu pada waktu 300 ms, dan untuk *backup* nya adalah *Relay* 17 dan 18 dengan waktu kerja 500 ms. Seperti yang dijelaskan sebelumnya, bahwa *Relay* 15 dan *Relay* 16 memiliki *setting* yang sama. Pada tampilan *sequence viewer* yang ditampilkan terlebih dahulu adalah *circuit breaker* dengan urutan huruf alfabet yang lebih awal. Oleh karena itu kita harus mengatur nama *circuit breaker* sedemikian mungkin sehingga urutan *trip circuit breaker* benar.

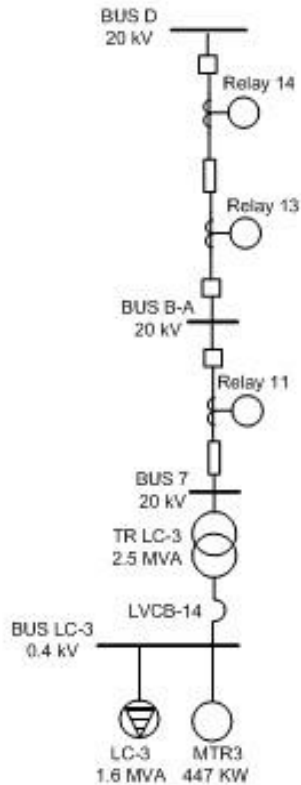
4.8 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4

Tipikal 4 merupakan tipikal dengan beban terbesar dari sumber generator. Tipikal 4 ini dimulai dari generator *emergency* Gen-1 menuju beban LC-3, melwati TR-5, *cable* 9, *cable* 8, *cable* 6, dan juga Trafo TR-LC3.

Karena banyaknya rele yang harus *disetting*, maka untuk *plotting Time-Current Curve* pada tipikal 4 ini dibagi menjadi dua bagian yaitu tipikal 4A dan tipikal 4B. Hal ini dilakukan untuk mempermudah dalam analisa kurva TCC nya.

4.8.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4A

Koordinasi rele arus lebih tipikal 4A ini memiliki memiliki satu LVCB dan tiga rele yang harus di koordinasikan diantaranya LVCB-14, *Relay* 11, *Relay* 13, *Relay* dan *Relay* 14. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 1A dapat dilihat pada Gambar 4.14.



Gambar 4.14 Single Line Diagram Tipikal 4A

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 4A:

Karena perhitungan *setting* LVCB-14 dan *Relay* 11 sudah dilakukan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 2A, maka tidak dituliskan pada bab ini.

a. *Relay 13*

<i>Relay 13</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA primer TR-LC3	57,74 A
CT Ratio	60 / 5
Isc kontribusi min bus A	1380 A
Isc kontribusi max bus A	1960 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA primer TR-LC3} \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA primer TR-LC3}$$

$$1,05 \times 57,74 \leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq \text{Iset} \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} \text{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{80,836}{60} \text{In}$$

$$1,01045 \text{In} \leq \text{Tap} \leq 1,3472 \text{In}$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 1,34 In

Iset = 1,34 x 60

= 80,4 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

Dipilih I = 20 x Iset (waktu tunak inverse) = 1608 A

$$t[s] = \frac{\text{Td} \times \beta}{\left(\frac{I}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}$$

$$\text{Td} = \frac{t[s] \times \left(\frac{\text{Isc max bus A}}{\text{Iset}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$\text{Td} = \frac{0,3 \times \left(\frac{1960}{80,4}\right)^1 - 1}{13,5}$$

Td = 0,51

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,51 s

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer TR-LC3 ≤ Iset ≤ 0,8 x Isc min bus A

$$1,6 \times 57,74 \leq Iset \leq 0,8 \times 1380$$

$$92,384 \leq Iset \leq 1104$$

$$\frac{92,384}{60} In \leq Tap \leq \frac{1104}{60} In$$

$$1,539 In \leq Tap \leq 18,4 In$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

Dipilih tap = 18,4 In

Iset = 18,4 x 60

= 1104 A

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3 s

b. Relay 14

Tabel 4.33 Data Setting Relay 14

Relay 14	
Manufacturer	ABB
Model	SPAJ 140 C
Curve Type	IEC - Very Inverse
FLA primer TR-LC3	57,74 A
CT Ratio	60 / 5
Isc kontribusi min bus A	1380 A
Isc kontribusi max bus A	1960 A

Time Overcurrent Pickup

1,05 x FLA primer TR-LC3 ≤ Iset ≤ 1,4 x FLA primer TR-LC3

$$1,05 \times 57,74 \leq Iset \leq 1,4 \times 57,74$$

$$60,627 \leq Iset \leq 80,836$$

$$\frac{60,627}{60} In \leq Tap \leq \frac{80,836}{60} In$$

$$1,01045 In \leq Tap \leq 1,3472 In$$

(Pickup range : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih tap} &= 1,34 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 1,34 \times 60 \\
 &= 80,4 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik
 Dipilih I = 20 x Iset (waktu tunak inverse) = 1608 A

$$\begin{aligned}
 t[s] &= \frac{Td \times \beta}{\left(\frac{I}{Iset}\right)^\alpha - 1} \\
 Td &= \frac{t[s] \times \left(\frac{Isc \text{ max bus A}}{Iset}\right)^\alpha - 1}{\beta} \\
 Td &= \frac{0,3 \times \left(\frac{1960}{80,4}\right)^\alpha - 1}{13,5} \\
 Td &= 0,51
 \end{aligned}$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)
 Dipilih time dial = 0,51 s

Instantaneous Pickup

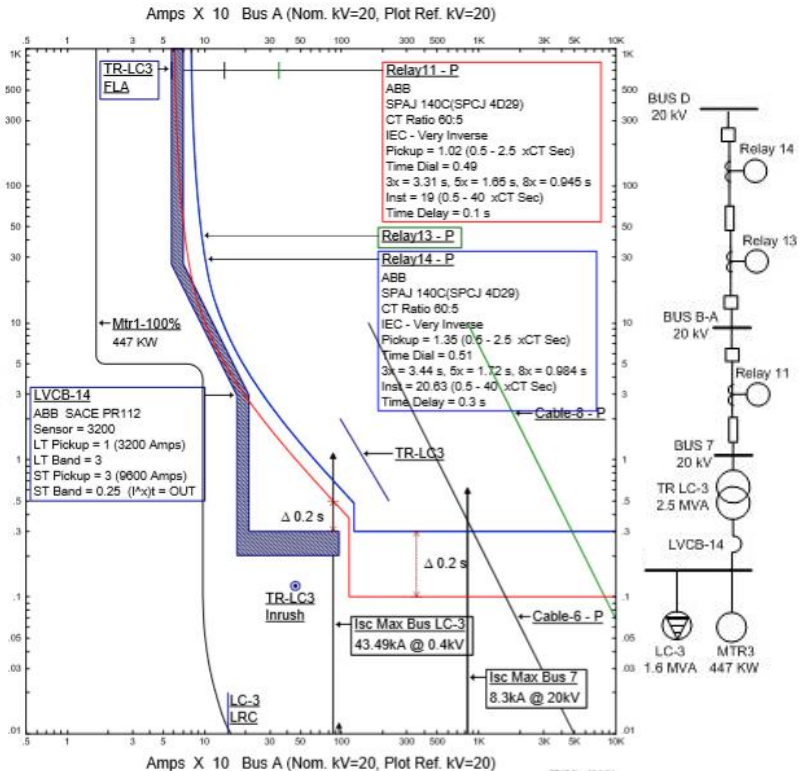
$$\begin{aligned}
 1,6 \times \text{FLA primer TR-LC3} &\leq \text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc min bus A} \\
 1,6 \times 57,74 &\leq \text{Iset} \leq 0,8 \times 1380 \\
 92,384 &\leq \text{Iset} \leq 1104 \\
 \frac{92,384}{60} \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq \frac{1104}{60} \text{ In} \\
 1,539 \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq 18,4 \text{ In}
 \end{aligned}$$

(Pickup range : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan step 0,01In)
 Dipilih tap = 18,4 In
 Iset = 18,4 x 60
 = 1104 A

Time Delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Setelah rele *disetting* sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut diplot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.15.



Gambar 4.15 Time Current Curve Tipikal 4A

Pada hasil *plot time current curve* tipikal 4A yang ditunjukkan pada Gambar 4.15 diatas dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Hal ini diketahui bahwa apabila terjadi gangguan hubung singkat pada bus LC-3, maka LVCB-14 yang akan bekerja pertama pada waktu operasi 0,3 detik. *Setting* waktu operasi LVCB ini dibuat 0,3 detik agar LVCB tidak mudah trip saat terdapat gangguan arus hubung singkat *temporary*. Selain itu terdapat kurva *inverse* Relay 11, Relay 13 dan Relas 14 sebagai *back up*.

Apabila terjadi gangguan pada bus 7 pada 20 kV, maka rele yang bekerja pertama mengenai waktu instan ialah *Relay 7*, dan waktu instan *Relay 13* dan *Relay 14* sebagai *back up* nya. Apabila terjadi gangguan pada bus A, *Relay 17* dan *Relay 18* bekerja secara bersamaan sebagai proteksi utama.

Tabel 4.35 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus LC-3 :

Tabel 4.34 Sequence Viewer Gangguan pada Bus LC-3

<i>3-Phase (Symmetrical) fault on bus : Bus LC-3</i>					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	300	LVCB-14	27,849	200	<i>Phase</i>
2.	789	<i>Relay 11</i>	0,574	789	<i>Phase - OC1 - 51</i>
3.	844	CB 13		55,0	<i>Tripped by Relay 11 Phase OC1-51</i>
4.	1121	<i>Relay 13</i>	0,574	1121	<i>Phase - OCI - 51</i>
5.	1131	<i>Relay 14</i>	0,574	1131	<i>Phase - OC1 - 51</i>
6.	1176	CB 15		55,0	<i>Tripped by Relay 13 Phase OC1-51</i>
7.	1186	CB 16		55,0	<i>Tripped by Relay 14 Phase OC1-51</i>
8.	4871	<i>Relay 17</i>	0,574	4871	<i>Phase - OC1 - 51</i>
9.	4871	<i>Relay 18</i>	0,574	4871	<i>Phase - OC1 - 51</i>
10.	4926	CB 19		55,0	<i>Tripped by Relay 17 Phase OC1-51</i>
11	4926	CB 120		55,0	<i>Tripped by Relay 18 Phase OC1-51</i>

Pada Tabel 4.34 Dapat dianalisa bahwa saat terjadi gangguan 3 *phase* sebesar 27,849 kA pada bus LC-3, LVCB-14 adalah pengaman pertama yang bekerja pada waktu 300 ms. Lalu *Relay 11* sebagai *back up* nya dengan waktu kerja 789 ms. Selanjutnya untuk *Relay 13* dan 14 bekerja pada waktu 1121 ms dengan dipilih waktu *delay circuit breaker* bekerja sebesar 0,55 ms sehingga total waktu *Circuit Breaker* bekerja saat terjadi gangguan adalah 1176 ms.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus 7 :

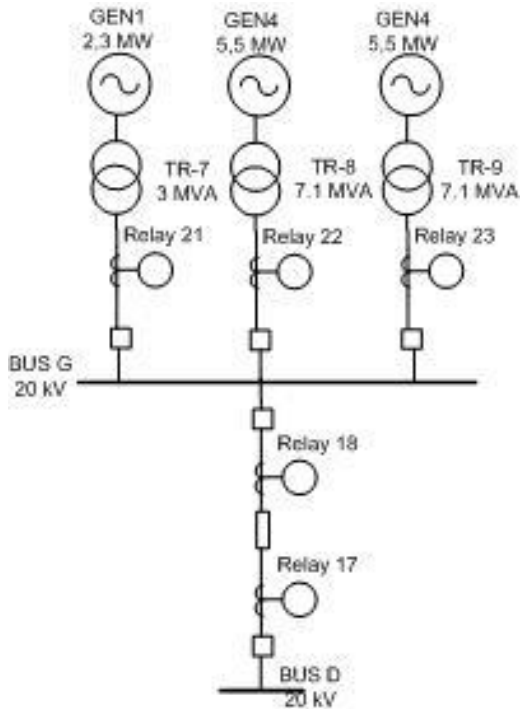
Tabel 4.35 Sequence Viewer Gangguan pada Bus 7

<i>Line to Line (Symmetrical) fault on bus : Bus 7</i>					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	100	<i>Relay 11</i>	1,369	100	<i>Phase - OC1 - 51</i>
2.	155	CB 13		0,55	<i>Tripped by Relay 11 Phase OC1-51</i>
3.	300	<i>Relay 13</i>	1,369	300	<i>Phase - OC1 - 51</i>
4.	300	<i>Relay 14</i>	1,369	300	<i>Phase - OC1 - 51</i>
5.	355	CB 15		0,55	<i>Tripped by Relay 13 Phase OC1-51</i>
6.	355	CB 16		0,55	<i>Tripped by Relay 14 Phase OC1-51</i>
7.	500	<i>Relay 17</i>	1,369	500	<i>Phase - OC1 - 51</i>
8.	500	<i>Relay 18</i>	1,369	500	<i>Phase - OC1 - 51</i>
9.	555	CB 19		0,55	<i>Tripped by Relay 17 Phase OC1-51</i>
10.	555	CB 20		0,55	<i>Tripped by Relay 18 Phase OC1-51</i>
11.	700	<i>Relay 21</i>	0,243	700	<i>Phase - OC1 - 51</i>
12.	700	<i>Relay 22</i>	0,563	700	<i>Phase - OC1 - 51</i>
13.	700	<i>Relay 23</i>	0,563	700	<i>Phase - OC1 - 51</i>
14.	755	CB 23		0,55	<i>Tripped by Relay 21 Phase OC1-51</i>
15.	755	CB 24		0,55	<i>Tripped by Relay 22 Phase OC1-51</i>
16.	755	CB 25		0,55	<i>Tripped by Relay 23 Phase OC1-51</i>

Pada Tabel 4.36 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan hubung singkat 3 *phase* sebesar 1,369 kA pada bus 7, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay 11* yaitu pada waktu 100 ms, dam untuk *backup* nya adalah *Relay 13* dan *14* dengan waktu kerja 300 ms. Selanjutna terdapat *Relay 17* dan *18* dengan waktu kerja circuit breaker 500 ms. Pada tampilan *sequence viewer* yang ditampilkan terlebih dahulu adalah CB dengan urutan huruf alfabet yang lebih awal. Oleh karena itu kita harus mengatur nama CB sedemikian mungkin sehingga urutan *trip* CB benar.

4.8.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Tipikal 4B

Koordinasi rele arus lebih tipikal 4B ini memiliki 5 rele yang harus di koordinasikan diantaranya *Relay 17*, *Relay 18*, *Relay 21*, *Relay 22* dan *Relay 23* yang dapat mengamankan peralatan disekitar masing-masing rele tersebut. Untuk *setting* Relay 17 dan Relay 18 dapat disamakan karena kedua rele tersebut merasakan arus gangguan yang sama dan berada pada level tegangan yang sama juga. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 4B terdiri dari dua level tegangan yaitu 0,4 kV dan 20 kV. *Single line diagram* koordinasi rele arus lebih tipikal 4B dapat dilihat pada Gambar 4.16.



Gambar 4.16 Single Line Diagram Tipikal 4B

Berikut ini adalah perhitungan parameter-parameter untuk *setting* pada rele – rele di tipikal 4B:

Karena perhitungan *setting Relay* 17, 18, 22 dan 23 sudah dilakukan pada bab koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 3B, maka tidak dituliskan pada bab ini.

a. *Relay* 21

Tabel 4.36 Tabel Data Setting Relay 21

<i>Relay</i> 21	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Very Inverse</i>
FLA sek trafo TR-5	86,6 A
<i>CT Ratio</i>	100 / 5
Isc kontribusi min bus G	247 A
Isc kontribusi max bus G	331 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA sek trafo TR-5} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA sek trafo TR-5}$$

$$1,05 \times 86,6 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 86,6$$

$$90,93 \leq I_{set} \leq 121,24$$

$$\frac{90,93}{100} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{121,24}{100} I_n$$

$$0,9093 I_n \leq \text{Tap} \leq 1,2124 I_n$$

(*Pickup range* : 0,5In – 2,5In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

Dipilih *tap* = 1,2 In

$$I_{set} = 1,2 \times 100$$

$$= 120 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t[s] = \frac{T_d \times \beta}{\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}$$

$$T_d = \frac{t[s] \times \left(\frac{I_{sc \max}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

$$T_d = \frac{0,7 \times \left(\frac{331}{100}\right)^1 - 1}{13,5}$$

$$T_d = 0,091172$$

(range 0,05 sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

Dipilih *time dial* = 0,1 s

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA sek trafo TR-5} \leq I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc \text{ min bus 9}}$$

$$1,6 \times 86,8 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 247$$

$$138,56 \leq I_{set} \leq 197,6$$

$$\frac{138,56}{100} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{197,6}{100} I_n$$

$$1,356 I_n \leq \text{Tap} \leq 1,976 I_n$$

(*Pickup range* : 0,5In – 40In sekunder CT – 1A dengan *step* 0,01In)

$$\text{Dipilih tap} = 1,9 \times I_n$$

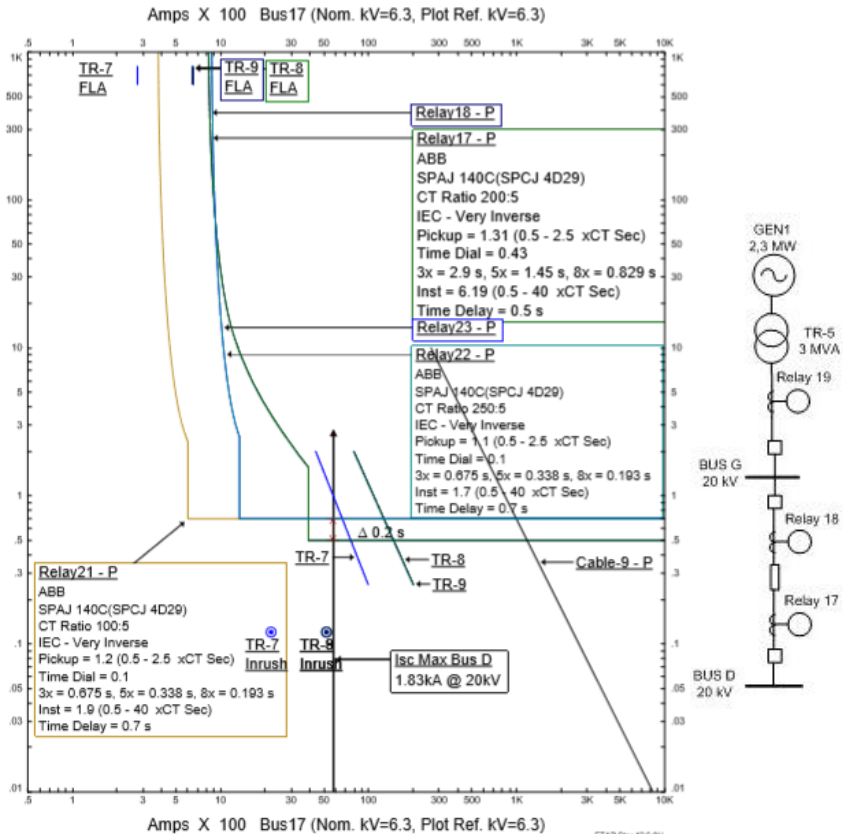
$$I_{set} = 1,9 \times 100$$

$$= 190 \text{ A}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,7 s

Setelah rele *disetting* sesuai dengan hasil perhitungan, rele-rele tersebut di-plot menggunakan *software* ETAP 12.6.0 dan didapatkan *Time-Current Curve* yang dapat dilihat pada Gambar 4.17.



Hasil *plot time current curve* tipikal 4B yang ditunjukkan pada Gambar 4.17 dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi antar rele fasa sudah tepat dan aman. Hal ini diketahui bahwa apabila terjdadi gangguan hubung singkat *3 phase* pada bus D, maka rele 17 dan 18 yang akan bekerja pertama pada waktu operasi 0,5 detik.

Apabila terjadi gangguan pada bus G, maka rele yang bekerja mengenai kurva instan ialah *Relay 9* dengan waktu operasi 0,7. Untuk *grading time* waktu instan sudah memenuhi standard IEEE 242 yaitu 0,2 detik. Dari gambar 4.17 dapat dilihat bahwa Relay 17, 18 dan 9 sudah terkordinasi dengan baik untuk melindungi trafo TR-5.

Tabel 4.8 dibawah ini merupakan tabel *sequence viewer* apabila terapat gangguan hubung singkat pada bus D :

Tabel 4.37 Sequence Viewer pada Bus D

<i>Line to Line (Symmetrical) fault on bus : Bus LC-3</i>					
No.	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
1.	500	Relay 17	1,374	500	Phase - OC1 - 50
2.	500	Relay 18	1,374	500	Phase - OC1 - 50
3.	555	CB 19		55,0	Tripped by Relay 17 Phase OC1-50
4.	555	CB 20		55,0	Tripped by Relay 18 Phase OC1-50
5.	700	Relay 21	0,243	700	Phase - OC1 - 50
6.	700	Relay 22	0,565	700	Phase - OC1 - 50
7.	700	Relay 23	0,565	700	Phase - OC1 - 50
8.	755	CB 23		55,0	Tripped by Relay 21 Phase OC1-50
9.	755	CB 24		55,0	Tripped by Relay 22 Phase OC1-50
10.	755	CB 25		55,0	Tripped by Relay 23 Phase OC1-50

Pada Tabel 4.37 dapat dilihat bahwa terjadi gangguan hubung singkat 3 *phase* sebesar 1,374 kA pada bus D, pengaman yang pertama bekerja adalah *Relay* 17 dan 18 yaitu pada waktu 500 ms, dan untuk *backup* nya adalah *Relay* 21, 22 dan 23 dengan waktu kerja 700 ms. Seperti yang dijelaskan sebelumnya, bahwa *Relay* 17 dan *Relay* 18 memiliki *setting* yang sama. Pada tampilan *sequence viewer* yang ditampilkan terlebih dahulu adalah CB dengan urutan huruf alfabet yang lebih awal. Oleh karena itu kita harus mengatur nama CB sedemikian mungkin sehingga urutan *trip* CB benar.

4.9 Sistem Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah

Rele arus lebih gangguan tanah digunakan sebagai pengaman saat ada gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah. Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah ini sangat dipengaruhi oleh pemasangan NGR pada trafo di sebuah sistem kelistrikan., karena arus hubung singkat ketanah terbesar adalah sama dengan NGR yang terpasang pada trafo.

Untuk *setting* proteksi rele *groundfault* menggunakan tipe kurva *definite*. Dalam menentukan *time delay* dari rele *overcurrent* gangguan ke tanah ini, digunakan *time delay* 0,2 s walaupun *standard time delay* antar rele yang diperbolehkan oleh IEEE 242 adalah 0,2 – 0,4 s.

Pada sistem kelisitrikan PT. Sura Pamenang Kediri berbentuk radial dengan tiga level tegangan yaitu 150 kV, 20 kV, 0,4 kV memiliki sistem pentanahan peralatan seperti yang terdapat pada Tabel 4.38 dibawah ini.

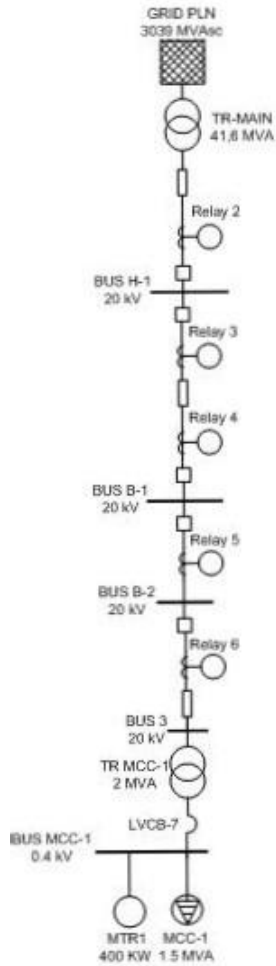
Tabel 4.38 Sistem Pentanahan PT. Surya Pamenang Kediri

No.	Peralatan	Rating Tegangan	Hubungan Belitan	Pentanahan
1.	TR-MAIN	150 kV	Bintang	NGR 8,33 A
2.	TR-MCC1	0,4 kV	Delta – Bintang	Solid
3.	TR-MCC3	0,4 kV	Delta – Bintang	Solid
4.	TR-LC3	0,4 kV	Delta – Bintang	Solid
5.	TR-5	20 kV	Delta – Bintang	NGR 20 A
6.	TR-6	20 kV	Delta – Bintang	NGR 20 A
7.	TR-7	20 kV	Delta – Bintang	NGR 20 A
8.	TR-8	20 kV	Delta – Bintang	NGR 20 A
9.	TR-9	20 kV	Delta – Bintang	NGR 20 A

4.9.1 Setting Relay Groundfault Tipikal 1 Sumber Grid

Untuk men-*setting* rele gangguan ke tanah hanya diperlukan salah satu tipikal saja pada sumber yang sama, dikareanakan gangguan fasa ke tanah dibatasi oleh NGR, yang dimana arus gangguan fasa ke tanah bernilai sama pada setiap bus-nya. Pada tipikal 1 ini terdapat 5 rele yang harus dikoordinasikan yaitu *Relay 6*, *Relay 5*, *Relay 4*, *Relay 3* dan *Relay 2* yang berfungsi sebagai pengamanan trafo TR-MAIN.

Pada Tugas Akhir ini nilai arus NGR didapat dari NGR yang terpasang di main transformator yaitu sebesar 8.3 A. Sebelum melakukan *setting* rele *overcurrent* gangguan fasa ke tanah diperlukan parameter yang dibutuhkan yaitu arus NGR dan *CT ratio ground* serta *manufacture* yang digunakan. Berikut ini adalah gambar *single line diagram* Tipikal 1 yang akan disetting proteksi :



Gambar 4.18 Single Line Diagram Tipikal 1 Groundfault

Berikut ini adalah perhitungan *high set* dan *time delay* untuk *setting* rele gangguan fasa ke tanah pada tipikal 1A :

a. *Relay 6*

Tabel 4.39 Data Setting Groundfault Relay 6

<i>Relay 6</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	8,33 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{sc} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 8.3 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 8.3 \text{ A}$$

$$\frac{0.83}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{4.15}{40}$$

$$0.02 I_n < I_{set} \leq 0.1 I_n$$

Dipilih Tap = 0.1 I_n

Iset = 0.1 \times 40

= 4 A

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,1 s

b. *Relay 5*

Tabel 4.40 Data Setting Groundfault Relay 5

<i>Relay 5</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	8,33 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{sc} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 8.3 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 8.3 \text{ A}$$

$$\frac{0.83}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{4.15}{40}$$

$$0.02 I_n \leq I_{set} \leq 0.1 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0.1 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0.1 \times 40 \\ &= 4 \text{ A} \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3 s

c. *Relay 4*

Tabel 4.41 Data Setting Groundfault Relay 4

<i>Relay 4</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	8,33 A

Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} 10\% \times I_{sc} &\leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc} \\ 10\% \times 8.3 \text{ A} &\leq I_{set} \leq 50\% \times 8.3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\frac{0.83}{40} \text{ In} \leq I_{set} \leq \frac{4.15}{40}$$

$$0.02 \text{ In} \leq I_{set} \leq 0.1 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0.1 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0.1 \times 40 \\ &= 4 \text{ A} \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,5 s

d. *Relay 3*

Tabel 4.42 Data Setting Groundfault Relay 3

<i>Relay 3</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	8,33 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{sc} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 8.3 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 8.3 \text{ A}$$

$$\frac{0.83}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{4.15}{40}$$

$$0.02 I_n \leq I_{set} \leq 0.1 I_n$$

Dipilih Tap = 0.1 In

Iset = 0.1 × 40

= 4 A

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,5 s

e. *Relay 2*

Tabel 4.43 Data Setting Groundfault Relay 2

<i>Relay 2</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC - <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	8,33 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{sc} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 8.3 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 8.3 \text{ A}$$

$$\frac{0.83}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{4.15}{40}$$

$$0.02 I_n \leq I_{set} \leq 0.1 I_n$$

Dipilih Tap = 0.1 In

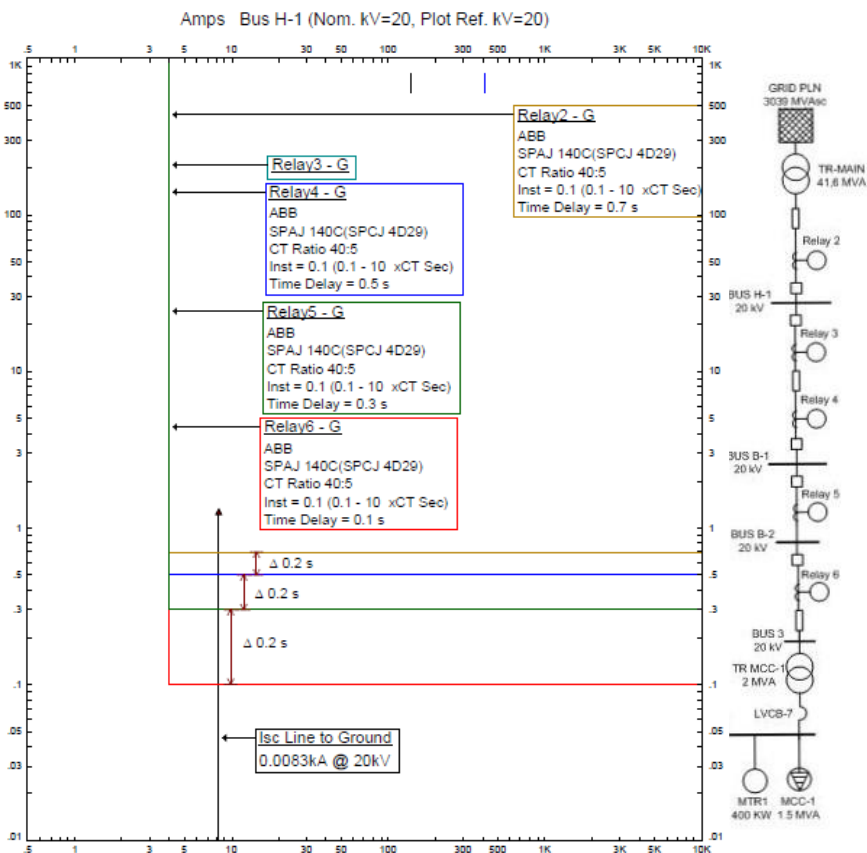
Iset = 0.1 × 40

= 4 A

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,7 s

Selanjutnya, setelah rele *disetting* sesuai dengan perhitungan di atas, kemudian rele – rele tersebut diplot *time current curve*-nya menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Sehingga menghasilkan kurva seperti yang terlihat pada Gambar di bawah ini :



Gambar 4.19 Time Current Curve Groundfault Relay Tipikal 1

Gambar di atas merupakan gambar TCC *setting* rele fasa – tanah. Dapat dilihat, bahwa apabila terjadi gangguan fasa ke tanah, sudah dapat diamankan dengan baik. Terlihat apabila terjadi gangguan fasa ke tanah

pada bus 7 maka *Relay 6 ground* yang akan bekerja pada waktu 100 ms. Dan *Relay 5 ground* berfungsi sebagai *backup* bekerja pada waktu 300 ms, apabila pada rele sebelumnya tidak dapat meminimalisir terjadinya gangguan. Selain itu terdapat *Relay 4* dan *Relay 3 ground* yang bekerja pada waktu 500 ms untuk mengamankan bus H-1. Selanjutnya *Relay 2* yang bekerja pada waktu 700 ms. Untuk grading time pada *setting* rele gangguan fasa ke tanah sudah sesuai dengan standar yang digunakan yaitu sebesar 200 ms. Berikut ini terlihat hasil *sequence viewer* apabila terjadi gangguan *line to ground* pada Bus 3 dapat dilihat pada Tabel dibawah.

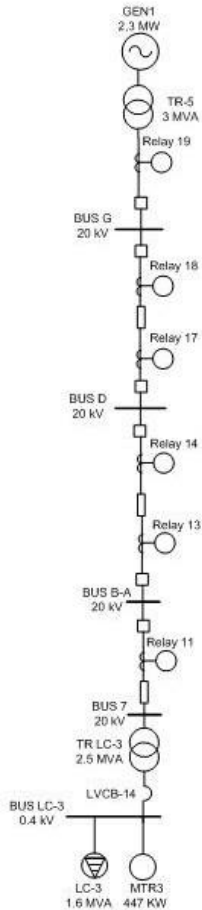
Tabel 4.44 Sequence Viewer Gangguan ke Tanah pada Bus 3

<i>Line to Ground (Symmetrical) fault on bus : Bus 3</i>					
No.	<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	100	<i>Relay 6</i>	0,008	100	<i>Ground - OC1 - 50</i>
2.	155	CB 6		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Ground OC1-51</i>
3.	300	<i>Relay 5</i>	0,008	300	<i>Ground - OC1 - 50</i>
4.	355	CB 5		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Ground OC1-51</i>
5.	500	<i>Relay 3</i>	0,008	500	<i>Ground - OC1 - 50</i>
6.	500	<i>Relay 4</i>	0,008	500	<i>Ground - OC1 - 50</i>
7.	555	CB 3-1		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Ground OC1-51</i>
8.	555	CB 3-2		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Ground OC1-51</i>
9.	700	<i>Relay 2</i>	0,008	500	<i>Ground - OC1 - 50</i>
10.	755	CB 2		55,0	<i>Tripped by Relay 5 Ground OC1-51</i>

Pada tabel *sequence viewer* di atas terlihat bahwa apabila terjadi gangguan *line to ground* pada Bus 3 sebesar 8A, maka rele utama yang akan bekerja adalah rele 6 *time delay* 100 ms, dan yang bekerja adalah rele *ground*-nya. Dan untuk rele *backup*-nya adalah rele *ground 5* dengan *time delay* 300 ms. Rele 3 dan rele 4 *ground* bekerja dengan *time delay* 500 ms. Rele 2 bekerja pada waktu 700 ms. Pemilihan waktu kerja pada *setting* rele di sesuaikan dengan standar yang digunakan, maka dari itu pada tipikal ini jarak antar rele sebesar 200 ms, sudah sesuai dengan standard.

4.9.2 Setting *Relay Groundfault* Tipikal 2 Sumber Generator

Pada tipikal 2 ini di-*setting* rele gangguan ke tanah dengan sumber *generator emergency*. Pada tipikal ini terdapat 6 rele yang harus dikoordiasikan yaitu *Relay 11, Relay 13, Relay 14, Relay 17, Relay 18* dan *Relay 19*. Pada tugas akhir ini nilai arus NGR diapat dari NGR yang terpasang di transformator genset yaitu sebesar 20 A.



Gambar 4.20 *Single Line Diagram* Tipikal 2 Groundfault

Berikut ini adalah perhitungan *high set* dan *time delay* untuk *setting* rele gangguan fasa ke tanah pada tipikal 2:

a. *Relay 11*

Tabel 4.45 Data Setting Groundfault Relay 11

<i>Relay 11</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{10}{40} I_n$$

$$0.05 I_n \leq I_{set} \leq 0.4 I_n$$

Dipilih Tap = 0.4 I_n

I_{set} = 0.4 × 40

= 16 A

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,1 s

b. *Relay 13*

Tabel 4.46 Data Setting Groundfault Relay 13

<i>Relay 13</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{10}{40} I_n$$

$$0.05 I_n \leq I_{set} \leq 0.4 I_n$$

Dipilih Tap = 0.4 I_n
 Iset = 0.4 × 40
 = 16 A

Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1 s

c. Relay 14

Tabel 4.47 Data Setting Groundfault Relay 14

<i>Relay 14</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I _{NGR}	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{10}{40} I_n$$

$$0.05 I_n \leq I_{set} \leq 0.4 I_n$$

Dipilih Tap = 0.4 I_n
 Iset = 0.4 × 40
 = 16 A

Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1 s

d. *Relay 17*

Tabel 4.48 Data Setting Groundfault Relay 17

<i>Relay 17</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{10}{40} I_n$$

$$0.05 I_n \leq I_{set} \leq 0.4 I_n$$

Dipilih Tap = 0.4 I_n

I_{set} = 0.4 × 40
= 16 A

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3 s

e. *Relay 18*

Tabel 4.49 Data Setting Groundfault Relay 18

<i>Relay 18</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq I_{set} \leq \frac{10}{40} I_n$$

$$0.05 I_n \leq I_{set} \leq 0.4 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0.4 I_n \\ \text{Iset} &= 0.4 \times 40 \\ &= 16 \text{ A} \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3 s

f. *Relay 19*

Tabel 4.50 Data Setting Groundfault Relay 19

<i>Relay 19</i>	
<i>Manufacturer</i>	ABB
<i>Model</i>	SPAJ 140 C
<i>Curve Type</i>	IEC – <i>Instantaneous</i>
<i>CT Ratio</i>	40 / 5
I NGR	20 A

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 20 \text{ A} \leq \text{Iset} \leq 50\% \times 20 \text{ A}$$

$$\frac{2}{40} I_n \leq \text{Iset} \leq \frac{10}{40} I_n$$

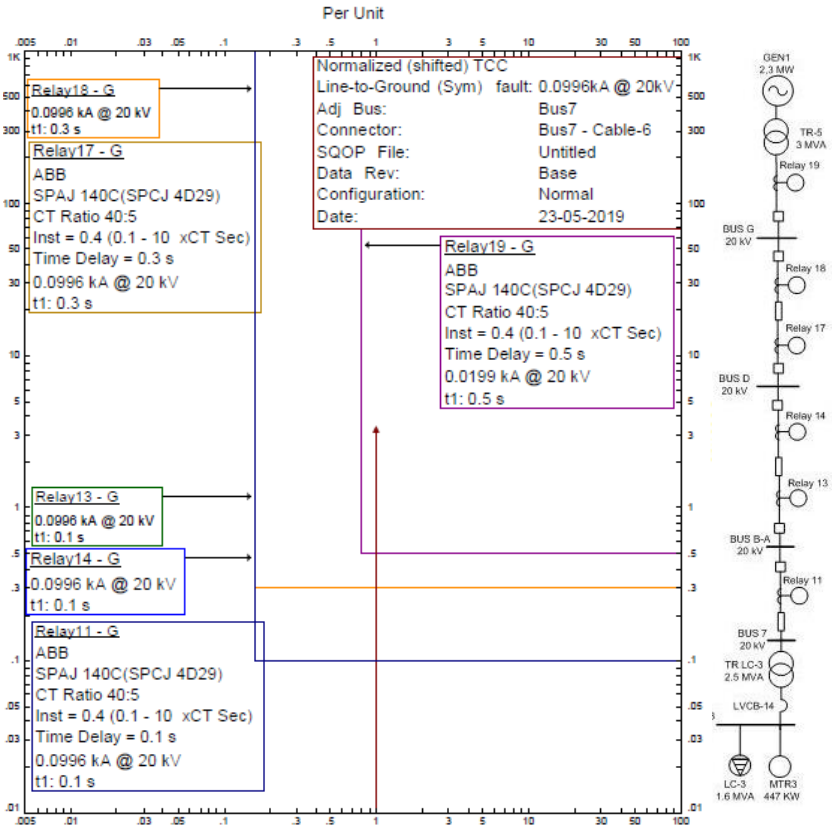
$$0.05 I_n \leq \text{Iset} \leq 0.4 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0.4 I_n \\ \text{Iset} &= 0.4 \times 40 \\ &= 16 \text{ A} \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3 s

Selanjutnya, setelah rele *disetting* sesuai dengan perhitungan di atas, kemudian rele – rele tersebut diplot *time current curve*-nya menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Sehingga menghasilkan kurva seperti yang terlihat pada Gambar di bawah ini :



Gambar 4.21 Time Current Curve Groundfault Relay Tipikal 2

Gambar di atas merupakan gambar TCC *setting* rele fasa – tanah. Dapat dilihat, bahwa apabila terjadi gangguan fasa ke tanah, sudah dapat diamankan dengan baik. Terlihat apabila terjadi gangguan fasa ke tanah pada bus 7 maka rele 11, rele 13, dan rele 14 *ground* yang akan bekerja bersamaan pada waktu 100 ms, dikarenakan pada ketiga rele tersebut berada pada bus yang sama, maka dari itu untuk waktu delay boleh disamakan. Dan rele 17 dan rele 18 *ground* berfungsi sebagai *backup* bekerja pada waktu 300 ms, apabila pada rele sebelumnya tidak dapat meminimalisir terjadinya gangguan. Selain itu terdapat rele 19 *ground* yang berada pada saluran salah satu genset, terlihat pada gambar diatas

arus gangguan hubung singkat fasa ke tanah yang dirasakan rele pada saluran genset lebih kecil dikarenakan arus hubung singkat fasa ke tanah terbagi menjadi lima, sesuai dengan jumlah genset yang ada pada sistem. Untuk grading time pada setting rele gangguan fasa ke tanah sudah sesuai dengan standar yang digunakan yaitu sebesar 200 ms. Berikut ini terlihat hasil sequence viewer apabila terjadi gangguan *line to ground* pada Bus 7 dapat dilihat pada Tabel dibawah.

Tabel 4.51 Sequence Viewer Gangguan ke Tanah pada Bus 7

<i>Line to Ground (Symmetrical) fault on bus : Bus 7</i>					
No.	<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
1.	100	<i>Relay 11</i>	0,1	100	<i>Ground - OC1 - 50</i>
2.	100	<i>Relay 13</i>	0,1	100	<i>Ground - OC1 - 50</i>
3.	100	<i>Relay 14</i>	0,1	100	<i>Ground - OC1 - 50</i>
4.	155	CB 13		55,0	<i>Tripped by Relay 11 Ground OC1-51</i>
5.	155	CB 15		55,0	<i>Tripped by Relay 13 Ground OC1-51</i>
6.	155	CB 16		55,0	<i>Tripped by Relay 14 Ground OC1-51</i>
7.	300	<i>Relay 17</i>	0,1	300	<i>Ground - OC1 - 50</i>
8.	300	<i>Relay 18</i>	0,1	300	<i>Ground - OC1 - 50</i>
9.	355	CB 19		55,0	<i>Tripped by Relay 17 Ground OC1-51</i>
10.	355	CB 20		55,0	<i>Tripped by Relay 18 Ground OC1-51</i>
11.	500	<i>Relay 19</i>	0,1	500	<i>Ground - OC1 - 50</i>
12.	555	CB 21		55,0	<i>Tripped by Relay 19 Ground OC1-51</i>

Pada tabel *sequence viewer* di atas terlihat bahwa apabila terjadi gangguan *line to ground* pada Bus 7 sebesar 100 A , maka rele utama yang akan bekerja adalah rele 11, rele 13 dan rele 14 dengan *time delay* 100 ms, dan yang bekerja adalah rele *ground*-nya. Dan untuk rele *backup*-nya adalah rele *ground* 17 dan rele 18 dengan *time delay* 300 ms. Rele 19 *ground* bekerja dengan *time delay* 500 ms.

BAB V

PENUTUP

Dari hasil yang telah didapatkan selama proses perancangan dan pembuatan serta proses pengujian dan analisa data untuk Tugas Akhir ini, maka dapat diambil beberapa kesimpulan dan saran yang berguna untuk perbaikan dan pengembangan agar nantinya bermanfaat.

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan *setting* koordinasi proteksi *overcurrent relay* dan *groundfault relay* pada sistem kelistrikan PT.Surya Pamenang Kediri dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Untuk mempermudah *setting* koordinasi proteksi dibuat empat tipikal yang mewakili seluruh sistem kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri. Tipikal ini dibuat berdasarkan saluran terpanjang dari sumber *grid* PLN menuju ke beban, beban terbesar dengan sumber *grid* PLN, saluran terpanjang dari sumber generator *emergency* menuju ke beban, dan beban terbesar dengan sumber generator *emergency*.
2. Dalam *setting* rele arus lebih fasa ke tanah dipergunakan arus NGR dari sistem gunakan yaitu sebesar 8 A untuk sumber dari main trafo dan 20 A dari trafo generator *emergency*.
3. Setelah dilakukan *setting* koordinasi proteksi, dapat dilihat pada kurva TCC (Time Current Curve) bahwa rele sudah terkoordinasi dengan benar sesuai dengan *standard* IEE-242. Lebih lengkapnya dapat dilihat pada Gambar 4.3.

5.2 Saran

Setelah dilakukan *setting* koordinasi proteksi, maka ada beberapa saran yang dapat dipertimbangkan, yaitu sebagai berikut :

1. Hasil *setting* koordinasi proteksi tugas akhir ini dapat dipergunakan sebagai bahan pertimbangan *setting* rele pada sistem kelistrikan di PT. Surya Pamenang Kediri.
2. Untuk studi selanjutnya dapat dilakukan pengembangan dengan pertimbangan *arc flash* yang terjadi pada koordinasi proteksi PT. Surya Pamenang Kediri. Pertimbangan *arc flash* dapat meningkatkan standar keandalan sistem proteksi kelistrikan PT. Surya Pamenang Kediri.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Pandjaitan, Bonar. 2012. *Proteksi Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta : Andi Offset.
- [2] Pujiantara, Margo, “*Kuliah Desain Sistem Tenaga Listrik*”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, 2016
- [3] IEEE Std 242-2001. “*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System*”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, Ch. 15, 2001.
- [4] Lazar, Irwin, “*Electrical System Analysis and Design for Industrial Plants*”, McGraw-Hill, Inc., USA, Ch.1,Ch.4, 1980.
- [5] Anderson, P.M., “*Power system Protection*”, IEEE Press Power Engineering Series, New York, 1999
- [6] Penangsang, Ontoseno. “*Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik 2*”, Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [7] Ir R.Wahyudi. “*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*”, Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [8] ABB Manual 1997, *SPAJ 140 C Overcurrent and Earth-Fault Relay User’s Manual and Thecnical Description*

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN A

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR RIWAYAT HIDUP



Nama : Gita Rizka Anandya
TTL : Mojokerto, 12 Desember 1996
Jenis Kelamin : Perempuan
Agama : Islam
Alamat : Perumahan Griya Japan Raya
Jl. Kresna A5 kec. Sooko Kab.
Mojokerto
Telp/HP : 081217222895
Email : anandyagita@gmail.com

RIWAYAT PENDIDIKAN

1. 2000-2002 : TK Bhayangkara
2. 2002-2008 : SDN Puloniti Bangsal Mojokerto
3. 2008-2011 : SMP Negeri 1 Kota Mojokerto
4. 2011-2014 : SMA Negeri 2 Kota Mojokerto
5. 2014-2017 : D3 Teknik Elektro Otomasi ITS
6. 2017-2019 : LJ Teknik Elektro ITS

PENGALAMAN KERJA PRAKTEK :

1. Kerja Praktek di PT. Telkom Akses Sidoarjo, Jawa Timur
2. Kerja Praktek di APP Jawa Timur PT. PLN (Persero)

Halaman ini sengaja dikosongkan