



TUGAS AKHIR - EE 184801

EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI *OVER CURRENT RELAY* (OCR) DAN *DIRECTIONAL GROUND RELAY* (DGR) DI GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU

Muhamad Sigit Nurcahyo
NRP 07111745000018

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

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



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

**EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI *OVER CURRENT RELAY*
(OCR) DAN *DIRECTIONAL GROUND RELAY* (DGR) DI GARDU
INDUK 150 KV SEGOROMADU**

Muhamad Sigit Nurcahyo
NRP 07111745000018

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST.,MT.

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



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE 184801

***COORDINATION PROTECTION EVALUATION OF OVER
CURRENT RELAY (OCR) AND DIRECTIONAL GROUND
RELAY (DGR) AT SEGOROMADU 150 KV SUBSTATION***

Muhamad Sigit Nurcahyo
NRP 07111745000018

Advisor

Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST.,MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT
Faculty of Electrical Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2019

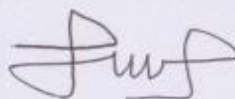
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI OVER CURRENT RELAY (OCR) DAN DIRECTIONAL GROUND RELAY (DGR) DI GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU**" 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 menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juni 2019



Muhamad Sigit Nurcahyo
NRP 07111745000018

**EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI *OVER CURRENT RELAY*
(OCR) DAN *DIRECTIONAL GOUND RELAY* (DGR) DI GARDU
INDUK 150 KV SEGOROMADU**

TUGAS AKHIR

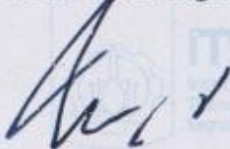
Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

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

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dosen Pembimbing II



Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
NIP 196603181990101001

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.
NIP 198811082012121001



EVALUASI KOORDINASI PROTEKSI *OVER CURRENT RELAY* (OCR) DAN *DIRECTIONAL GROUND RELAY* (DGR) DI GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU

Nama : Muhamad Sigit Nurcahyo
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

ABSTRAK

Suatu sistem kelistrikan tidak akan lepas dari adanya gangguan yang dapat merusak peralatan. Untuk melindungi peralatan yang ada dibutuhkan sistem proteksi yang mampu menjaga kontinuitas dan keandalan sistem kelistrikan. Tidak hanya sistem kelistrikan pada suatu perusahaan atau pembangkitan saja yang membutuhkan sistem proteksi yang baik. Dalam menyalurkan tenaga listrik, PT PLN (Persero) sebagai penyedia listrik sangat membutuhkan sistem proteksi yang terkoordinasi dengan baik dan handal. Proteksi yang baik tentu membutuhkan koordinasi proteksi yang sesuai agar rele pengaman mampu mengamankan peralatan baik sisi distribusi maupun sisi transmisi di Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero). Rele pengaman yang dimaksudkan disini adalah *Over Current Relay* (OCR) dan *Directional Ground Relay* (DGR) serta Rele Diferensial sebagai pengaman utama trafo tenaga.

Karena gangguan penyulang pada sisi distribusi sering terjadi, sehingga mengaktifkan rele arus lebih (OCR) dan gangguan ke tanah (DGR) tersebut untuk bekerja. Tidak hanya pada sisi penyulang gangguan juga dapat terjadi pada sisi transmisi dimana *setting* pada rele arus lebih dan rele Diferensial harus terkoordinasi dengan baik. Dari analisa kurva arus terhadap waktu kondisi exsisting ditemukan beberapa rekomendasi dari hasil evaluasi. Dalam kondisi exsisting *setting* rele masih terdapat kekurangan untuk mengamankan peralatan listrik yang ada. Mulai dari *setting pick up*, *time delay* dan *grading time* 0.2 – 0.4 detik yang kurang sesuai dengan standar IEEE 242 untuk OCR dan DGR. Serta *setting %Slope* rele Diferensial yang lebih baik di sesuaikan dengan nilai gangguan eksternal dan internal dari trafo tenaga.
Kata Kunci : Koordinasi proteksi, *Over Current Relay*, *Directional Ground Relay*, Rele Diferensial

Halaman ini sengaja dikosongkan

**COORDINATION PROTECTION EVALUATION OF OVER
CURRENT RELAY (OCR) AND DIRECTIONAL GROUND RELAY
(DGR) AT SEGOROMADU 150 KV SUBSTASION**

Name : Muhamad Sigit Nurcahyo
Advisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Advidor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

ABSTRACT

An electrical system will not escape the interference that can damage the equipment. To protect existing equipment, a protection system is needed that is able to the continuity and reliability of the electrical system. Not only the electricity system in the company or the power plant that needs a good protection system. But in electricity distribution, PT PLN (Persero) as a provider of electricity requires a coordinated and reliable protection system. Good protection certainly has a coordination of protection in accordance with the needs, so that security relay can secure distribution and transmission equipment at the 150 kV Segoromadu Substation PT PLN (Persero). The protection relays intended here are Over Current Relay (OCR) and Directional Ground Relay (DGR) and Differential Relays as the main safety power transformers.

Because many distribution feeders experience interference, causing overcurrent relays (OCR) and ground fault relay (DGR) to function. Not only the feeder distribution distribution also occurs on the transmission side, the settings for overcurrent relay and Differential relay must be well coordinated. From the analysis of the time flow curve of the test conditions, there are recommendations found from the evaluation results. In the existing conditions of relay setting, there are still evaluations in securing electrical equipment. Starting from pickup settings, delay time and assessment time 0.2 - 0.4 seconds, which is not in accordance with the IEEE 242 standard. And relay differential settings of %slope, which are recommended according to the external and internal fault values of the power transformer.

Keywords : Coordination Protection, Over Current Relay, Directional Ground Relay, Differential Relay

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, puji syukur kehadirat Allah Subhanahu Wata'ala yang telah melimpahkan segala rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul

“Evaluasi Koordinasi Proteksi *Over Current Relay* (OCR) Dan *Directional Ground Relay* (DGR) Di Gardu Induk 150 kV Segoromadu”.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Tidak lupa penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak membantu dalam proses penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Keluarga penulis utamanya kedua orang tua yang selalu memberikan semangat dan mendoakan untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. selaku dosen pembimbing pertama dan Bapak Dr. Dimas Fajar uman Putra, ST., MT. selaku dosen pembimbing kedua yang dengan sabar telah memberikan saran dan masukan.
3. Reny Ayu Aprilliyanti Putri yang telah banyak memberikan semangat, motivasi dan doa kepada penulis.
4. Pegawai PT PLN (Persero) ULP Giri yang telah memberikan banyak ilmu dan pengalaman bidang distribusi.
5. Pegawai PT PLN (Persero) UPT Gresik, Gardu Induk 150 kV Segoromadu yang telah meluangkan waktunya memberikan ilmu dan pengalamannya bidang transmisi dan proteksi.
6. Teman Lintas Jalur 2017 yang telah membantu dalam berbagai saran dan pengalamannya.
7. Teman kontrakan Semolowaru Indah II Q41 yang selalu bersama saling memberi semangat dan masukan.

Penulis berharap agar buku ini dapat memberikan manfaat bagi berbagai pihak. Dalam menyelesaikan tugas akhir ini penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, besar harapan penulis untuk menerima saran dan kritik dari pembaca. Ucapan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah membantu hingga tugas akhir ini selesai.

Penulis

Muhamad Sigit Nurcahyo

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Permasalahan	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Tujuan	2
1.5. Metodologi.....	3
1.5.1. Pengumpulan Data dan Studi Literatur	3
1.5.2. Permodelan Sistem	3
1.5.3. Analisa Hubung Singkat dan Simulasi Koordinasi Proteksi	3
1.5.4. Analisa Data	4
1.5.5. Kesimpulan.....	4
1.6. Sistematika Laporan	4
1.7. Manfaat.....	5
BAB II GANGGUAN DAN PROTEKSI PADA SISTEM TENAGA LISTRIK	7
2.1. Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik	7
2.2. Penyebab Terjadinya Gangguan Arus Lebih	8
2.2.1. Gangguan Beban Lebih (<i>Overload</i>).....	9
2.2.2. Gangguan Tegangan Lebih (<i>Over Voltage</i>).....	9
2.3. Analisa Arus Hubung Singkat	10
2.3.1. Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa	11
2.3.2. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa atau Antar Fasa	12
2.3.3. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah	13
2.3.4. Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah	14
2.4. Sistem Pengaman Tenaga Listrik	15
2.5. Rele Pengaman	17

2.5.1	Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>).....	20
2.5.1.1.	Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Definite</i>)	23
2.5.1.2.	Rele Arus Lebih Seketika Waktu (<i>Instantaneous</i>).....	24
2.5.1.3.	Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (<i>Inverse</i>)	25
2.6.	Rele Gangguan ke Tanah (<i>Ground Fault Relay</i>)	27
2.6.1.	<i>Directional Ground Relay (DGR)</i>	29
2.7.	Rele Diferensial	30
BAB III SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU PT PLN (Persero)		33
3.1.	Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)	33
3.2.	Data Transformator Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)	33
3.3.	Data Beban Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero).....	34
3.4.	Data Rele Pengaman.....	35
BAB IV HASIL SIMULASI DAN EVALUASI KOORDINASI RELE ARUS LEBIH, <i>DIRECTIONAL GROUND</i> DAN DIFERENSIAL GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU PT PLN (Persero).....		43
4.1.	Permodelan Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)	43
4.2.	Tipikal Koordinasi Proteksi Pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)	43
4.3.	Analisa Arus Hubung Singkat	44
4.3.1.	Hubung Singkat Minimum Pada 30 <i>Cycle</i>	44
4.3.2.	Hubung Singkat Maksimum Pada 4 <i>Cycle</i>	45
4.4.	Koordinasi Rele Gangguan Arus Lebih.....	46
4.4.1.	Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1	46
4.4.2.	Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2.....	55
4.5.	Koordinasi Rele <i>Directional Ground</i>	64
4.6.	Koordinasi Rele Diferensial.....	70
4.6.1.	Kondisi Saat Gangguan Eksternal (<i>Fault</i> Pada Busbar 20 kV)	77
4.6.2.	Kondisi Saat Gangguan Eksternal (<i>Fault</i> Pada Busbar 150 kV)	80
4.6.3.	Kondisi Saat Gangguan Internal (<i>Fault</i> Pada Busbar 150 kV).....	83

4.6.4.	Kondisi Saat Gangguan Internal (<i>Fault</i> Pada Busbar 20 kV).....	85
BAB V PENUTUP.....		93
5.1.	Kesimpulan.....	93
5.2.	Saran.....	94
LAMPIRAN.....		97
DAFTAR PUSTAKA		Error! Bookmark not defined.
BIOGRAFI PENULIS		Error! Bookmark not defined.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa	12
Gambar 2.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa	12
Gambar 2.3 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa Ke Tanah	13
Gambar 2.4 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa Ke Tanah	14
Gambar 2.5 Zona Proteksi Dalam Sistem Tenaga Listrik	17
Gambar 2.6 Diagram Rele Proteksi.....	18
Gambar 2.7 Skema Rele Arus Lebih	21
Gambar 2.8 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Definite Time</i>).....	24
Gambar 2.9 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Seketika.....	25
Gambar 2.10 Karakteristik Operasi Rele Arus Lebih <i>Inverse</i> Berdasarkan IEEE 242-2001	26
Gambar 2.11 Prinsip Kerja <i>Ground Fault Relay</i> (GFR).....	28
Gambar 2.12 Prinsip Kerja <i>Directional Ground Relay</i> (DGR)	30
Gambar 2.13 Rele Diferensial Dalam Kondisi Normal	31
Gambar 2.14 Rele Diferensial Kondisi Gangguan Eksternal	31
Gambar 2.15 Rele Diferensial Kondisi Gangguan Internal	32
Gambar 4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1.....	47
Gambar 4.2 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 Kondisi Existing.....	48
Gambar 4.3 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 Kondisi Reseting	53
Gambar 4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2.....	56
Gambar 4.5 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 Kondisi Existing.....	57
Gambar 4.6 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 Kondisi <i>Resetting</i>	62
Gambar 4.7 Koordinasi Rele <i>Directional Ground</i>	65
Gambar 4.8 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Ground (<i>Directional Ground Relay</i>) Kondisi Eksisting	66
Gambar 4.9 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Ground (<i>Directional Ground Relay</i>) Kondisi <i>Resetting</i>	68
Gambar 4.10 Koordinasi Rele Diferensial	70
Gambar 4.11 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Existing	71

Gambar 4.12 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Normal [8]	76
Gambar 4.13 Gangguan Eksternal Pada Sisi 20 kV	77
Gambar 4.14 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Eksternal 20 kV	79
Gambar 4.15 Gangguan Eksternal Pada Sisi 150 kV	80
Gambar 4.16 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Eksternal 150 kV	82
Gambar 4.17 Gangguan Internal Pada Belitan Primer Tegangan 150 kV	83
Gambar 4.18 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Internal Belitan Primer	85
Gambar 4.19 Gangguan Internal Pada Belitan Sekunder Tegangan 20 kV	86
Gambar 4.20 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Internal Belitan Sekunder	88
Gambar 4.21 Kurva Karakteristik Rele Diferensial Exsisting Kondisi Gangguan Eksternal.....	89
Gambar 4.22 Kurva Karakteristik Rele Diferensial <i>Resetting</i> Kondisi Gangguan Eksternal.....	90

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 3.1	Data Transformer Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)..... 33
Tabel 3.2	Spesifikasi Trafo 2..... 34
Tabel 3.3	Spesifikasi Trafo 3..... 34
Tabel 3.4	Spesifikasi Trafo 4..... 34
Tabel 3.5	Data Beban Lumped Load Gardu Induk 150 kV Segoromadu 150 kV PT PLN (Persero) 35
Tabel 3.6	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 2 36
Tabel 3.7	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 2 36
Tabel 3.8	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 2 37
Tabel 3.9	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 3 37
Tabel 3.10	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 3 38
Tabel 3.11	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 3 38
Tabel 3.12	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 4 39
Tabel 3.13	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 4 39
Tabel 3.14	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 4 40
Tabel 3.15	<i>Setting</i> Rele <i>Directional Ground</i> Sisi Penyulang 40
Tabel 3.16	<i>Setting</i> Exsisting Rele Diferensial Trafo 2 41
Tabel 3.17	<i>Setting</i> Exsisting Rele Diferensial Trafo 3 41
Tabel 3.18	<i>Setting</i> Exsisting Rele Diferensial Trafo 4 41
Tabel 4.1	Nilai Hubung Singkat Minimum 30 <i>Cycle</i> 44
Tabel 4.2	Nilai Hubung Singkat Maksimum 4 <i>Cycle</i> 45
Tabel 4.3	Nilai Hubung Singkat Maksimum 1/2 <i>Cycle</i> 45
Tabel 4.4	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Primer Trafo Tipikal 1 Keadaan Exsisting Dan <i>Resetting</i> 54
Tabel 4.5	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sekunder Trafo Tipikal 1 Keadaan Exsisting Dan <i>Resetting</i> 55
Tabel 4.6	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo Tipikal 2 Keadaan Exsisting Dan <i>Resetting</i> 63
Tabel 4.7	<i>Setting</i> Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Tipikal 2 Keadaan Exsisting Dan <i>Resetting</i> 64
Tabel 4.8	<i>Setting</i> Rele <i>Directional Ground</i> Keadaan Exsisting Dan <i>Resetting</i> 69
Tabel 4.9	Perbandingan <i>Setting</i> Rele Diferensial Kondisi Exsisting Dan Normal 76

Tabel 4.10 Perbandingan Setting Rele Diferensial Kondisi Exsisting
Dan *Resetting*..... 91

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pada sisi distribusi PT PLN (Persero) sangat bergantung pada jaringan tegangan menengah yaitu tegangan 20 kV. Meskipun dari sisi pelanggan bervariasi namun dari segi pendistribusian tenaga listrik atau transaksi energi kualitas jaringan sangat menentukan. Baik atau tidaknya suatu jaringan tegangan menengah dipengaruhi oleh penyulang dan proteksi yang baik. Selain itu dapat dipengaruhi oleh panjang dari jaringan serta keadaan eksternal seperti adanya rambatan pohon atau konstruksi bangunan. Bahkan ada beberapa faktor lain yang tidak dapat diperkirakan seperti hewan atau perubahan cuaca yang secara mendadak.

Untuk menjaga agar kualitas dari tenaga listrik yang didistribusikan kepada pelanggan, maka diperlukan tingkat kontinuitas dan keandalan dari sistem ketenagalistrikkannya yang baik. Pelanggan industri adalah salah satu dari contoh beban tenaga listrik yang menghendaki agar listrik tidak padam ketika industri tersebut beroperasi. Agar tingkat kontinuitas dan keandalan dari tenaga listrik terjaga dengan baik maka diperlukan pengamanan tenaga listrik. Koordinasi proteksi menjadi sangat penting untuk menjaga tingkat kontinuitas dan meningkatkan keandalan dari sistem distribusi tenaga listrik.

Selain pengamanan dari sisi tegangan distribusi 20 kV tentunya komponen utama dalam Gardu Induk juga sangat perlu untuk diamankan. Peralatan tersebut adalah Trafo Tenaga yang berfungsi untuk mentransferkan energi listrik dari tegangan 150 kV ke 20 kV atau sering disebut *Transformator Step Down*. Untuk mengamatkannya pastinya diperlukan pengamanan baik dari sisi sekunder trafo yaitu sisi 20 kV dan sisi primer trafo yaitu 150 kV. Rele pengaman yang bekerja pada trafo sebagai pengaman adalah rele pengaman arus lebih (*Over Current Relay*).

Proteksi yang baik akan mengamankan peralatan dan jaringan distribusi dari gangguan. Permasalahan mengenai koordinasi proteksi menjadi masalah yang harus bisa diatasi agar kontinuitas dan keandalan sistem tenaga listrik meningkat [1]. Pemilihan dan setting dari rele pengaman merupakan salah satu kunci dari sistem

koordinasi proteksi yang handal. Rele pengaman dengan kemampuan selektif yang baik diperlukan untuk mendapatkan keandalan sistem yang tinggi karena tindakan pengamanan yang cepat dan tepat akan dapat mengisolir gangguan seminimal mungkin [2]. Beberapa permasalahan atau gangguan yang sering terjadi adalah akibat arus lebih dan gangguan fasa ke tanah. Pada Gardu Induk Segoromadu Gresik dua rele yang sering bekerja adalah rele arus lebih dan rele pengaman gangguan ke tanah. Diharapkan dari adanya evaluasi dari rele pengaman arus lebih dan rele pengaman gangguan fasa ke tanah akan meminimalkan gangguan.

1.2. Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah mengenai evaluasi terhadap rele arus lebih dan *directional ground fault* yang disertai dengan arah gangguannya pada sistem proteksi Gardu Induk 150 kV Segoromadu, Gresik, PT PLN (Persero), apakah sudah sesuai dengan kebutuhan yang diperlukan dan sesuai standar.

1.3. Batasan Masalah

Pada tugas akhir ini penulis akan membatasi permasalahan yang akan dibahas. Permasalahan yang akan dibahas yaitu mengenai analisa hubung singkat yang terjadi, kemudian dari analisa hubung singkat tersebut dapat dilakukan penyetelan rele yang dibutuhkan. Rele yang akan dilakukan penyetelan ulang atau *resetting* pada rele arus lebih, rele *directional ground* dan rele diferensial bila diperlukan adanya peningkatan kebutuhan.

1.4. Tujuan

Adapun tujuan dari dilakukannya tugas akhir ini yaitu:

1. Mampu mengkoordinasikan rele-rele yang ada.
2. Dapat mengevaluasi *setting* rele yang sudah dikoordinasikan sebelumnya.
3. Menemukan koordinasi yang handal dalam mengatasi permasalahan gangguan-gangguan yang terjadi.
4. Menganalisa jenis gangguan penyulang yang menyebabkan OCR dan DGR bekerja.

5. Mengevaluasi koordinasi proteksi OCR dan DGR untuk keamanan jaringan distribusi.
6. Menganalisa penyulang yang membutuhkan tindakan yang lebih intensif dari hasil evaluasi.

1.5. Metodologi

Metode yang akan dilakukan pada penelitian pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1.5.1. Pengumpulan Data dan Studi Literatur

Hal yang harus dilakukan pertama adalah pengumpulan data. Data yang dikumpulkan bertujuan untuk melengkapi informasi yang dibutuhkan mengenai permasalahan yang dihadapi. Pengumpulan data dalam menunjang tugas akhir ini meliputi *single line diagram*, spesifikasi transformator, *rating* kabel, spesifikasi bus, rele dan lainnya pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu, Gresik, PT PLN (Persero). Beberapa sumber atau literatur yang akan digunakan adalah beberapa buku, jurnal ilmiah, buku manual peralatan dan buku standar yang digunakan.

1.5.2. Permodelan Sistem

Setelah pengumpulan data dan semua data diperoleh, maka selanjutnya akan dimodelkan dalam bentuk *single line diagram* yang kemudian akan disimulasikan menggunakan *software ETAP 12.6* agar dapat dilakukan analisa aliran daya, hubung singkat dan koordinasi proteksi atau rele.

1.5.3. Analisa Hubung Singkat dan Simulasi Koordinasi Proteksi

Melakukan analisa hubung singkat ini bertujuan untuk mengetahui seberapa besar nilai arus hubung singkat yang menyebabkan gangguan hubung singkat yang terjadi pada sistem. Setelah diketahui hasil dari gangguan hubung singkat tersebut maka hasilnya akan dijadikan data untuk penyetelan rele-rele pengaman arus lebih, rele *directional ground* dan rele diferensial yang ada pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu, Gresik, PT PLN (Persero).

1.5.4. Analisa Data

Setelah dilakukan analisa hubung singkat serta simulasi koordinasi proteksi pada *software ETAP 12.6*, dilakukan analisa data yang bertujuan untuk menganalisa hasil yang didapatkan apakah sudah sesuai dan memenuhi standar. Apabila belum maka perlu dilakukan analisa ulang mengenai koordinasi proteksi yang ada.

1.5.5. Kesimpulan

Kesimpulan disini adalah tahapan yang terakhir setelah melakukan analisa dimana dari analisa yang telah dilakukan harus memenuhi semua kriteria yang diperlukan dan memenuhi syarat aman sehingga dapat dibuat kesimpulan dari pengkoordinasian proteksi di Gardu Induk 150 kV Segoromadu, Gresik, PT PLN (Persero).

1.6. Sistematika Laporan

Didalam penyusunan laporan tugas akhir ini perlu disusun menjadi beberapa bab dan penjabaran dengan pembahasan sesuai dengan daftar isi yang telah dibuat. Sistematika penyusunan laporan tersebut adalah sebagai berikut:

BAB 1 PENDAHULUAN

Berisikan tentang latar belakang pembuatan tugas akhir, permasalahan yang akan diangkat, tujuan tugas akhir, metodologi penulisan, sistematika penulisan dan manfaat tugas akhir.

BAB 2 GANGGUAN DAN PROTEKSI PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

Bab ini berkaitan dengan teori-teori yang akan digunakan untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Selain teori bila diperlukan adanya standar yang perlu digunakan sebagai penunjang pekerjaan tugas akhir.

BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU, GRESIK, PT PLN (PERSERO)

Pada bab ini akan membahas tentang sistem kelistrikan pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu, Gresik, PT PLN (Persero) yang akan dijadikan sebagai dasar dalam analisa aliran daya, analisa hubung singkat serta analisa koordinasi proteksi rele pengamanan arus lebih dan *ground fault* dan peralatan yang digunakan.

BAB 4 HASIL ANALISA DAN SIMULASI KOORDINASI RELE ARUS LEBIH, RELE *DIRECTIONAL GROUND* DAN RELE DIFERENSIAL GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU, GRESIK, PT PLN (PERSERO)

Berisikan tentang hasil analisa dan simulasi koordinasi proteksi rele arus lebih dan rele *directional ground* serta perbandingan antara *setting* eksisting dan *resetting* dari *software ETAP 12.6*.

BAB 5 PENUTUP

Dalam bab ini berisikan kesimpulan dan saran berdasarkan hasil simulasi dan analisa yang telah dilakukan.

1.7. Manfaat

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat antara lain sebagai berikut:

1. Dapat memberikan rekomendasi tentang koordinasi proteksi rele arus lebih dan rele *directional ground*.
2. Dapat digunakan sebagai referensi tentang koordinasi proteksi rele arus lebih dan rele *directional ground* bagi penelitian berikutnya maupun bagi mahasiswa yang akan mengerjakan tugas akhir yang sejenis.
3. Dapat memberikan rekomendasi tentang koordinasi proteksi rele diferensial untuk keamanan trafo tenaga.
4. Dapat digunakan referensi pihak terkait untuk perbaikan sisi koordinasi proteksi bila diperlukan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

GANGGUAN DAN PROTEKSI PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

Pada sistem tenaga listrik tentunya terdapat beberapa gangguan yang akan terjadi. Maka diperlukan adanya sistem proteksi dalam suatu sistem ketenagalistrikan. Sistem proteksi tersebut merupakan pengamanan yang dilakukan untuk mengamankan peralatan yang terpasang pada suatu sistem tenaga listrik tersebut. Peralatan yang diamankan antara lain adalah generator, transformator, motor dan peralatan lainnya. Sistem proteksi ini berfungsi untuk melindungi peralatan dari gangguan-gangguan yang muncul akibat sistem yang abnormal. Kondisi sistem yang tidak normal atau abnormal adalah terjadinya gangguan berupa hubungan singkat, tegangan kurang atau lebih, beban lebih, naik turunnya frekuensi pada sistem dan akibat gangguan lainnya. Rele-rele pengamanan harus dapat dengan cepat bereaksi merasakan gangguan yang terjadi, karena di dalam suatu sistem tenaga listrik jika gangguan tersebut tidak segera teratasi akan menimbulkan kerugian banyak pihak. Baik dari pihak penyedia sumber tenaga listrik yaitu PT PLN (Persero) yang tidak bisa menjual tenaga listriknya akibat padam. Dan juga sisi pelanggan yang terpaksa berhenti beroperasi akibat adanya pemadaman tenaga listrik tersebut. Oleh karena itu diperlukan adanya rele-rele pengamanan yang mampu meminimalisir daerah yang terdampak gangguan. Tujuannya adalah agar gangguan tersebut tidak meluas lebih lebar. Jika rele-rele tersebut bekerja maka selanjutnya akan memerintahkan pemutus tenaga (PMT) bekerja, agar daerah yang mengalami gangguan dapat dengan segera diamankan. Untuk tercapainya keandalan, maka ada beberapa syarat yang harus dipertimbangkan dalam pemilihan pengamanan tenaga listrik antara lain adalah kecepatan bereaksi, kepekaan operasi (*sensitivity*), selektifitas (*selectivity*), keandalan (*reliability*) dan ekonomis [1].

2.1. Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Dalam sistem tenaga listrik tentunya tidak terlepas dari gangguan yang menyebabkan sistem tersebut mengalami permasalahan. Permasalahan yang dimaksudkan adalah terjadinya gangguan yang diakibatkan oleh aliran arus yang tidak seimbang dalam sistem tiga fasa. Selain itu gangguan dapat berarti sebuah kecacatan pada suatu sistem

yang mengganggu aliran arus normal ke beban. Terdapat adanya gangguan tersebut maka diperlukan adanya analisa gangguan yang berfungsi mengetahui kapasitas dari pemutus tenaga yang akan digunakan, mengetahui distribusi arus gangguan pada sistem saat terjadi gangguan, serta mengetahui *setting* rele pengaman yang baik digunakan untuk menghadapi gangguan yang ada.

Begitu pula pada sistem tenaga listrik Gardu Induk 150 kV dan jaringan tegangan menengah atau jaringan distribusi PT PLN (Persero). Permasalahan pada sistem distribusi ini dapat dikarenakan adanya arus lebih yang mengalir, gangguan fasa ke tanah atau gangguan lainnya. Gangguan-gangguan yang dapat menyebabkan timbulnya arus berlebih yang mungkin terjadi diantaranya gangguan beban lebih (*overload*), gangguan hubung singkat (*short circuit*), dan gangguan tegangan lebih. Jika ditinjau dari sifat gangguannya maka gangguan dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu:

1. Gangguan yang bersifat sementara merupakan gangguan yang akan hilang dengan sendirinya jika pemutus tenaga terbuka untuk waktu yang singkat dan kemudian dihubungkan kembali.
2. Gangguan yang bersifat permanen merupakan gangguan yang apabila pemutus tenaga terbuka untuk waktu singkat gangguan akan tetap ada, sehingga diperlukan perbaikan untuk memperbaiki gangguan tersebut.

Sedangkan gangguan berdasarkan asal gangguannya dapat dibagi menjadi dua, yaitu:

1. Gangguan dari dalam sistem merupakan gangguan yang di akibatkan oleh kesalahan dari dalam sistem seperti pemasangan peralatan yang kurang baik, tegangan atau arus yang tidak normal, beban yang berlebih, dan lain lain.
2. Gangguan dari luar sistem merupakan gangguan yang di akibatkan oleh pengaruh cuaca seperti hujan, petir yang dapat menyebabkan hubung singkat akibat tegangan tembus, dan lain-lain.

2.2. Penyebab Terjadinya Gangguan Arus Lebih

Terdapat beberapa faktor atau gangguan yang dapat menyebabkan terjadinya arus lebih pada suatu sistem tenaga listrik, diantaranya adalah gangguan beban lebih, gangguan tegangan lebih dan gangguan hubung singkat.

2.2.1. Gangguan Beban Lebih (*Overload*)

Gangguan beban lebih (*Overload*) ini sebenarnya bukan gangguan murni, tetapi bila dibiarkan terus-menerus berlangsung maka dapat merusak peralatan listrik yang dialiri arus yang terus-menerus tersebut. Namun karena beban lebih adalah suatu keadaan abnormal yang apabila dibiarkan terus berlangsung dapat membahayakan peralatan, jadi harus diamankan, maka beban lebih harus ikut ditinjau dan harus segera diamankan. Beban lebih dapat terjadi pada trafo atau pada saluran tegangan menengah karena beban yang dipasoknya terus meningkat, atau karena adanya manuver atau perubahan aliran beban di jaringan tegangan menengah setelah adanya gangguan. Beban lebih dapat mengakibatkan pemanasan berlebihan akibat arus mengalir yang selanjutnya menyebabkan panas. Bila panas pada jaringan berlebihan dapat mempercepat proses penuaan atau memperpendek umur peralatan listrik.

Gangguan beban lebih akibat adanya arus yang mengalir melebihi kapasitas suatu peralatan listrik dan pengamanan yang terpasang. Gangguan ini terjadi karena arus yang mengalir pada jaringan tegangan menengah melebihi arus nominal yang diizinkan $I > I_{nom}$. Pada saat gangguan ini terjadi arus mengalir melebihi dari kapasitas peralatan listrik. Jika gangguan ini dibiarkan terus menerus, maka dapat merusak peralatan listrik yang terhubung pada jaringan tegangan menengah tersebut.

2.2.2. Gangguan Tegangan Lebih (*Over Voltage*)

Gangguan tegangan lebih diakibatkan karena adanya kelainan pada sistem. Gangguan tegangan lebih dapat terjadi antara lain karena gangguan petir dan gangguan surja hubung, di antaranya adalah penutupan saluran tak serempak pada pemutus tiga fasa, penutupan kembali saluran dengan cepat, pelepasan beban akibat gangguan, penutupan saluran yang semula tidak masuk sistem menjadi masuk sistem, dan sebagainya.

Tegangan lebih dapat dipengaruhi dari gangguan petir, yaitu bunga api listrik (*electrical discharge*) diudara, antara awan dengan awan atau awan dengan bumi / tanah merupakan gelombang berjalan dan tegangan lebih (*over voltage*). Selain dipengaruhi oleh petir tegangan lebih dapat dipengaruhi gangguan surja hubung, diantaranya adalah penutupan saluran yang tidak serempak pada saat pemutusan tiga

fasa, penutupan saluran kembali dengan cepat, pelepasan beban akibat gangguan, penutupan saluran yang semula tidak masuk ke dalam sistem dan sebagainya. Jadi tegangan lebih akibat proses switching berkisar antara 1,1 pu sampai 4,25 pu.

Beberapa faktor yang dapat menyebabkan terjadinya gangguan tegangan lebih tersebut antara lain, yaitu:

1. Kondisi Internal, hal ini diakibatkan isolasi yang mengalami perubahan mendadak dari kondisi rangkaiannya atau karena resonansi. Beberapa contoh kejadiannya antara lain seperti perubahan beban yang mendadak, pelepasan pemutus tenaga yang mendadak mengakibatkan hubung singkat pada suatu jaringan, kegagalan isolasi dan lain sebagainya.
2. Kondisi Eksternal, dalam kondisi ini diakibatkan oleh adanya sambaran petir. Jika terdapat sambaran petir yang mempunyai nilai arus yang besar menyambar suatu tower atau tiang dengan kondisi tahanan pentanahan yang kurang baik, maka akan timbul gangguan tegangan tinggi. Keadaan ini akan berakibat penghantar fasa ini akan mengalami tegangan yang tinggi dan gelombang tegangan yang tinggi pula. Dimana surja petir tersebut akan mengalir menuju ke peralatan yang digunakan dalam sistem tenaga listrik tersebut.

2.3. Analisa Arus Hubung Singkat

Dalam melakukan analisa mengenai arus hubung singkat ini akan lebih mudah jika menggunakan metode komponen simetri. Menurut C. L Fortesque yang menemukan metode untuk menganalisa sistem tiga fasa yang tidak seimbang, adalah dengan mengubahnya atau menguraikannya menjadi sistem tiga fasa dengan fasor yang seimbang [3]. Komponen yang dimaksudkan adalah sebagai berikut:

1. Komponen Urutan Positif (*Positive Sequence Components*)
Merupakan komponen yang terdiri dari tiga fasor yang sama besar, terpisah satu dengan yang lain dalam sudut fasa sebesar 120° dan mempunyai urutan fasa yang sama seperti fasor aslinya.
2. Komponen Urutan Negatif (*Negative Sequence Components*)
Terdiri dari tiga fasor yang sama besarnya, terpisah antara satu dengan yang lainnya dalam sudut fasa sebesar 120° dan

mempunyai urutan fasa yang berlawanan dengan fasor aslinya. Jika dalam kondisi normal hanya terdapat komponen urutan positif, maka komponen urutan negatif hanya terdapat saat terjadi gangguan.

3. Komponen Urutan Nol (*Zero Sequence Components*)

Terdiri dari tiga fasor yang sama besar dan tidak ada pergeseran fasa antara fasor yang satu dengan yang lainnya.

Untuk menentukan setelan (*setting*) untuk rele proteksi dan rating dari pemutus tenaga / *circuit breaker* yang digunakan perlu dilakukan analisa distribusi arus dan tegangan di berbagai tempat sebagai akibat timbulnya gangguan. Gangguan hubung singkat dapat diklasifikasikan menjadi empat jenis antara lain sebagai berikut. Gangguan hubung singkat dapat diklasifikasikan menjadi dua macam yaitu: gangguan hubung singkat simetri dan tidak simetri (asimetri) [2]. Gangguan asimetri merupakan gangguan yang dapat mengakibatkan tegangan dan arus yang mengalir pada setiap fasanya menjadi tidak seimbang. Sedangkan gangguan simetri merupakan gangguan yang terjadi pada semua fasanya sehingga arus maupun tegangan pada tiap fasa tetap seimbang setelah terjadi gangguan. Gangguan asimetri terdiri dari :

1. Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah
2. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa
3. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah

Gangguan Simetri terdiri dari :

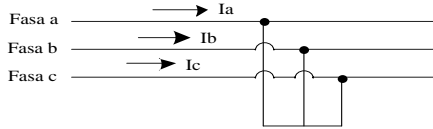
1. Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa
2. Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa ke Tanah

Gangguan yang umumnya sering terjadi pada pada sistem tenaga listrik merupakan gangguan asimetri, dimana pada gangguan tersebut dapat mengakibatkan tegangan dan arus yang mengalir pada setiap fasanya menjadi tidak seimbang. Gangguan hubung singkat dapat mengakibatkan rusaknya peralatan listrik, stabilitas daya menjadi berkurang dan terhentinya kontinuitas daya akibat terbukanya pemutus tenaga.

2.3.1. Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa

Gangguan ini mempunyai nilai arus hubung singkat terbesar dibandingkan dengan hubung singkat lainnya. Gangguan hubung singkat tiga fasa termasuk dalam klasifikasi gangguan hubung singkat simetris, sehingga arus maupun tegangan setiap fasanya tetap seimbang setelah gangguan terjadi. Sistem seperti ini hanya dapat dianalisa dengan

menggunakan komponen pengganti urutan positif. Gambar rangkaian hubung singkat tiga fasa dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa

Persamaan 2.1 berikut merupakan persamaan untuk menghitung besarnya arus hubung singkat tiga fasa.

$$I_{sc\ 3\phi} = \frac{V_{LN}}{x_1} \quad (2.1)$$

Keterangan:

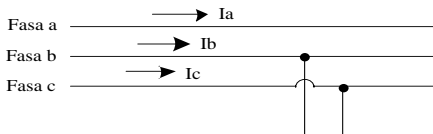
$I_{SC\ 3\phi}$ = Arus hubung singkat 3 fasa

V_{LN} = Tegangan nominal *line to neutral*

X_1 = Reaktansi urutan positif

2.3.2. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa atau Antar Fasa

Gangguan hubung singkat dua fasa merupakan gangguan hubung singkat yang terjadi antara kedua fasanya tanpa terhubung ke tanah. Arus hubung singkat dua fasa merupakan arus hubung singkat paling minimum daripada arus hubung singkat lainnya. Pada gangguan hubung singkat dua fasa, arus saluran tidak mengandung komponen urutan nol dikarenakan tidak ada fasa yang terhubung ke tanah. Gambar rangkaian hubung singkat dua fasa dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Besarnya arus hubung singkat dua fasa dapat di hitung menggunakan persamaan berikut:

$$I_{sc\ 2\emptyset} = \frac{V_{LL}}{x_1 + x_2} = \frac{\sqrt{3} x V_{LN}}{2 x x_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} x I_{sc\ 3\emptyset} \approx 0.866 x I_{sc\ 3\emptyset} \quad (2.2)$$

Keterangan:

$I_{SC\ 2\emptyset}$ = Arus hubung singkat 2 fasa

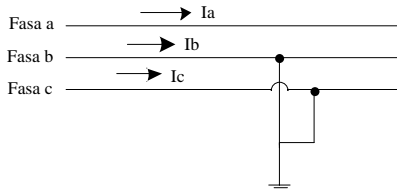
V_{LL} = Tegangan nominal *line to line*

X_1 = Reaktansi urutan positif

X_2 = Reaktansi urutan negative

2.3.3. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah

Hubung singkat 2 fasa ke tanah merupakan gangguan hubung singkat yang terjadi antara kedua fasanya yang secara bersamaan dua fasa yang terkena gangguan terhubung ke tanah. Gangguan hubung singkat 2 fasa ke tanah merupakan gangguan hubung singkat asimetris. Sebagaimana gangguan asimetris lainnya gangguan dua fasa ke tanah perlu direpresentasikan ke komponen simetris untuk menganalisa gangguan gubung singkat yang terjadi. Gambar rangkaian hubung singkat dua fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa Ke Tanah

Besarnya arus hubung singkat dua fasa ke tanah dapat di hitung menggunakan persamaan 2.3.

$$I_{SC\ 2\emptyset\ to\ ground} = \frac{V_{LN}}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \quad (2.3)$$

Keterangan:

$I_{SC\ 2\emptyset\ to\ ground}$ = Arus hubung singkat 2 fasa ke tanah

V_{LN} = Tegangan nominal *line to netral*

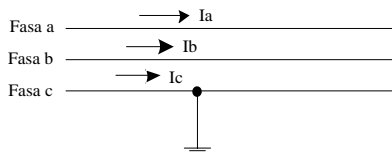
Z_1 = Impedansi urutan positif

Z_2 = Impedansi urutan negatif

Z_0 = Impedansi urutan nol

2.3.4. Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah merupakan jenis gangguan yang paling sering terjadi pada sistem tenaga listrik. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah merupakan jenis gangguan asimetris, sehingga memerlukan metode komponen simetris untuk menganalisa arus gangguan saat terjadi gangguan. Dengan menggunakan metode ini sistem tiga fasa tidak seimbang dapat direpresentasikan dengan menggunakan teori komponen simetris yaitu berdasarkan pada komponen urutan positif, komponen urutan negatif dan komponen urutan nol. Gambar rangkaian hubung singkat satu fasa ke tanah dapat dilihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa Ke Tanah

Besarnya arus hubung singkat satu fasa ke tanah dapat di hitung menggunakan persamaan berikut:

$$I_{sc\ 1\emptyset\ to\ ground} = \frac{3V_{LN}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.4)$$

Keterangan:

$I_{SC\ 1\emptyset\ to\ ground}$ = Arus hubung singkat 1 fasa ke tanah

V_{LN} = Tegangan nominal *line to netral*

Z_0 = Impedansi urutan nol

- Z_1 = Impedansi urutan positif
 Z_2 = Impedansi urutan negatif

2.4. Sistem Pengaman Tenaga Listrik

Untuk mencegah gangguan yang mungkin terjadi pada suatu sistem tenaga listrik, maka diperlukan pengaman pada suatu sistem berupa rele pengaman. Dengan mempertimbangkan harga peralatan yang tinggi pada sistem maka dibutuhkan pengamanan yang baik. Apabila terjadi kerusakan maka akan didapat kerugian yang cukup tinggi, sehingga dibutuhkan sistem keamanan yang handal. Adapun tujuan dari sistem proteksi itu sendiri adalah untuk dapat menghindari kerusakan pada peralatan akibat ada gangguan, dengan kecepatan reaksi dari perangkat proteksi, maka akan makin sedikit pengaruh gangguan terhadap rusaknya peralatan. Dengan tujuan tersebut diharapkan dapat memberikan pelayanan listrik dengan keandalan yang tinggi kepada konsumen. Untuk pengoperasian rele-rele pengaman tenaga listrik diperlukan beberapa syarat seperti berikut :

1. Cepat
Relay harus dapat bekerja dengan cepat saat sistem mengalami gangguan. Cepat reaksi dari *relay* adalah saat *relay* mulai merasakan adanya gangguan sampai kepada perintah dari *relay* tersebut untuk membuka pemutus tenaga. Waktu diusahakan secepat mungkin agar terhindar dari kerusakan peralatan akibat terjadinya gangguan.
2. Selektif
Selektif merupakan kemampuan rele untuk mendeteksi adanya gangguan, memerintah untuk membuka pemutus tenaga dan mengisolasi hanya bagian yang terganggu saja. Hal ini berkaitan dengan koordinasi proteksi dari sistem secara keseluruhan. Dengan demikian segala gangguan akan di eliminasi secara tepat. Selektif yang lebih spesifik adalah mampu melokalisir daerah gangguan sesuai dengan daerah gangguannya.
3. Sensitif
Rele harus memiliki sensitifitas yang tinggi, sehingga dapat mendeteksi gangguan yang paling kecil sekalipun. Selanjutnya memberi respon terhadap gangguan tersebut. Memiliki kepekaan terhadap gangguan agar mampu meminimalisir gangguan yang terjadi.

4. Keandalan

Rele dapat dikatakan handal ketika jumlah *relay* yang bekerja berbanding dengan gangguan yang terjadi. Misalkan dalam setahun gangguan terjadi sebanyak 19 kali dan *relay* dapat bekerja dengan sempurna sebanyak 18 kali. Maka dapat dikatakan *relay* tersebut bekerja dengan handal karena keandalannya mencapai 95% (range keandalan 90% - 99%). Selain itu keandalan harus memenuhi beberapa faktor yaitu *dependable* : rele harus dapat diandalkan setiap saat, *secure* : tidak boleh trip saat tidak di butuhkan. Handal disini adalah bila terjadi suatu gangguan yang menyebabkan rele tersebut bekerja, maka rele tersebut harus segera bekerja sesuai pengaturannya.

5. Ekonomi

Faktor harga juga sangat penting dalam pemilihan rele. Tetapi tidak mengurangi mutu yang didapat dari rele tersebut. Maka dipilih rele mempertimbangkan harga yang ekonomis namun dengan kualitas yang baik.

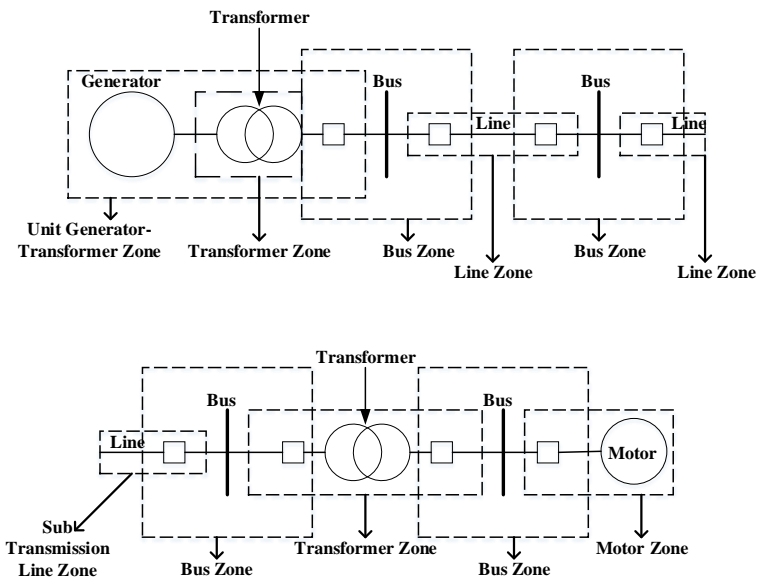
Fungsi utama dari sistem pengamanan yaitu antara lain untuk memisahkan bagian jaring yang terganggu dengan bagian yang normal, mengidentifikasi gangguan, menghindari atau mengurangi kerusakan peralatan listrik akibat adanya gangguan, melokalisir daerah yang terganggu sehingga daerah yang terganggu menjadi semakin kecil serta menjaga keandalan dalam kontinuitas pelayanan tenaga listrik ke pelanggan dan lain sebagainya.

Rele pelindung bertindak hanya setelah kondisi abnormal atau tak tertahankan telah terjadi, pada indikasi yang cukup untuk memungkinkan operasinya dimulai. Dengan demikian proteksi bukan berarti pencegahan, melainkan, meminimalkan durasi masalah dan membatasi kerusakan, waktu pemadaman, dan masalah terkait yang dapat mengakibatkan sebaliknya [4]. Sistem tenaga dibagi menjadi beberapa zona proteksi yang digolongkan berdasarkan peralatan dan circuit breakers yang tersedia dalam sistem. Enam kategori zona perlindungan yang mungkin dalam setiap sistem daya:

- 1) generator dan unit generator- transformator
- 2) transformator
- 3) bus
- 4) *line* (transmisi, subtransmisi, dan distribusi)
- 5) peralatan utilisasi (motor, beban statis, atau lainnya),

- 6) kapasitor atau *reactor bank* (ketika keadaan secara terpisah dari peralatan lainnya).

Sebagian besar zona ini diilustrasikan pada Gambar 2.5. Meskipun dasar-dasar proteksi yang cukup mirip, masing-masing enam kategori memiliki rele perlindungan (*protective*), khusus dirancang untuk perlindungan utama, yang didasarkan pada karakteristik dari peralatan yang dilindungi. Perlindungan masing-masing zona biasanya termasuk rele cadangan dari rele utama untuk melindungi peralatan yang berdekatan [4].

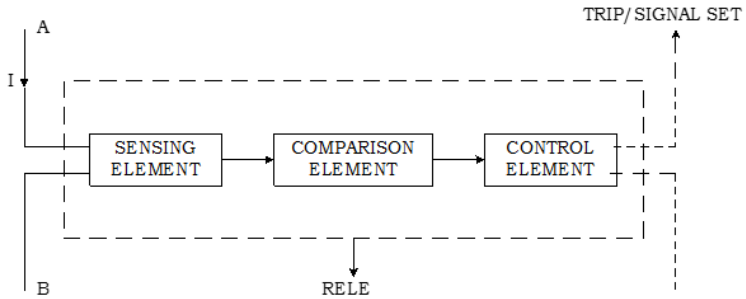


Gambar 2.5 Zona Proteksi Dalam Sistem Tenaga Listrik

2.5. Rele Pengaman

Rele merupakan suatu peralatan yang berfungsi sebagai pendeteksi atau penerima besaran tertentu dan kemudian memberikan perintah sebagai respon atau pembandingan atas besaran yang di deteksi oleh rele tersebut. Besaran tersebut berupa gangguan dan kemudian rele memberi perintah kepada pemutus tenaga untuk memutus saluran pada

titik gangguan. Proses kerja pada rele pengaman dapat dilihat pada Gambar 2.6 dibawah ini :



Gambar 2.6 Diagram Rele Proteksi

1. *Sensing Element* (Elemen Pengindera)
Pada elemen ini berfungsi untuk merasakan besaran tertentu seperti arus, tegangan dan lainnya. Pada elemen ini besaran yang masuk akan dipilih apakah berupa gangguan atau bukan, dan selanjutnya besaran tersebut akan dikirim ke elemen pembanding. Peralatan yang berfungsi sebagai elemen pengindera ini adalah CT (*Current Transformer*) dan VT (*Voltage Transformer*).
2. *Comparison Element* (Elemen Pembanding)
Elemen ini berfungsi menerima besaran yang dikirim oleh elemen pengindera, dan kemudian membandingkan besaran saat kerja normal dan besaran pada saat rele bekerja. Peralatan yang berfungsi sebagai elemen pembanding adalah rele pengaman tenaga listrik.
3. *Control Element* (Elemen Pengkontrol)
Pada elemen ini berfungsi untuk mengkontrol hasil besaran yang sudah dibandingkan dan dengan segera memberi sinyal kepada pemutus tenaga apakah akan membuka atau tidak. Peralatan yang berfungsi sebagai elemen pengkontrol adalah pemutus tenaga atau CB (*Circuit Breaker*).

Rele pengaman mempunyai beberapa syarat untuk mengidentifikasi gangguan yaitu : Kepekaan Operasi (*sensitivity*), Selektif (*Selectivity*), Keandalan (*Realibility*), Kecepatan Bereaksi, dan Ekonomis. Berikut penjelasan lima aspek dasar rele proteksi

1. Sensitivitas

Merupakan kemampuan sistem proteksi untuk mengidentifikasi adanya gangguan di dalam daerah yang diproteksinya. Rele harus cukup peka dalam mengidentifikasi adanya gangguan. Kepekaan rele diartikan sebagai kemampuan merespon bila kondisi kerja cenderung menyimpang dari kondisi kerja normal.

2. Selektivitas

Selektivitas suatu system proteksi jaringan tenaga listrik adalah kemampuan rele proteksi untuk malakukan *tripping* secara tepat sesuai rencana yang telah ditentukan pada waktu mendesain sistem proteksi. Jadi rele harus dapat membedakan apakah gangguan terletak di kawasan pengamanan utamanya sehingga rele harus bekerja cepat atau terletak di sisi pengamanan *backup* dimana dia harus bekerja dengan waktu tunda tertentu atau rele berada pada sisi tidak bekerja sama sekali karena gangguan yang terjadi diluar batas daerah pengamanannya atau ketika sama sekali tidak ada gangguan.

3. Keandalan

Kemampuan sistem proteksi untuk menjamin peralatan proteksi akan bekerja jika terjadi suatu gangguan dan tidak akan bekerja jika tidak terjadi gangguan. Ada tiga aspek keandalan pengaman antara lain :

- a. *Dependability* : yaitu tingkat bekerjanya (keandalan kemampuan bekerjanya). Pada prinsipnya rele pengaman harus dapat diandalkan dalam mendeteksi dan melepaskan bagian yang terganggu dan tidak boleh gagal bekerja sehingga *dependability* rele harus tinggi
- b. *Security* : yaitu tingkat kepastian untuk tidak salah bekerja (keandalan untuk tidak salah kerja). Kondisi salah kerja adalah kondisi dimana rele bekerja pada saat seharusnya rele tidak bekerja, misalnya karena lokasi gangguan berada diluar kawasan pengamanannya atau disaat benar-benar tidak ada gangguan sehingga rele seharusnya dalam kondisi tidak bekerja.
- c. *Availability* : yaitu perbandingan antara waktu dimana rele pengamanan harus selalu siap kerja.

4. Kecepatan

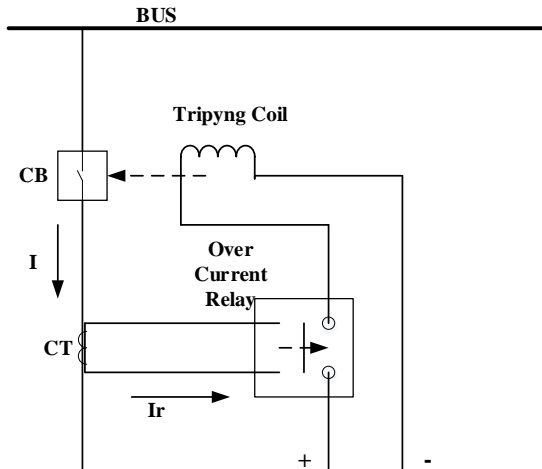
Ketika terjadi gangguan, rele harus dapat memberikan respon waktu yang tepat dan cepat, sesuai dengan koordinasi proteksi yang diinginkan. Waktu pemutusan diusahakan secepat mungkin sehingga dapat mengurangi meluasnya dampak gangguan sehingga kestabilan dan keandalan sistem menjadi lebih baik .

5. Ekonomis

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

2.5.1 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Rele arus lebih digunakan untuk mengamankan beberapa gangguan yang diakibatkan adanya arus melebihi nilai batas nominalnya antara lain gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Prinsip kerja dari rele arus lebih ini berdasarkan besarnya arus masukan dan apabila besarnya arus masukan melebihi suatu harga tertentu yang dapat di atur (Ipp) maka rele arus lebih tersebut akan bekerja. Rele arus lebih akan mendeteksi kenaikan besaran arus yang melalui suatu jaring dengan bantuan trafo arus. Jika arus pada jaring melebihi parameter arus pada *setting* rele, maka rele akan mengirim sinyal *trip* kepada pemutus tenaga agar segera membuka. Pada Gambar 2.7 berikut merupakan skema rele arus lebih.



Gambar 2.7 Skema Rele Arus Lebih

Rele arus lebih akan beroperasi ketika arus yang mengalir pada fasa dirasakan oleh CT melebihi batas *setting* yang telah di ijinan. Berikut adalah syarat yang menyebabkan rele arus lebih mampu bekerja.

$$\begin{array}{lll}
 I_f > I_{pp} & \text{rele bekerja} & (\text{trip}) \\
 I_f < I_{pp} & \text{tidak bekerja} & (\text{blok})
 \end{array}$$

Dimana :

I_f : arus gangguan yang dinyatakan terhadap gulungan sekunder trafo arus (CT)

I_{pp} : arus *pick up* sebagai parameter harga arus maksimal yang dinyatakan menurut gulungan sekunder trafo arus (CT) [5].

Setting arus pada rele harus lebih besar dari arus beban maksimum karena peralatan dapat dioperasikan pada kondisi maksimum dan kondisi ini masih terbilang kondisi aman peralatan sehingga jika *settin* rele dibawah atau sebesar beban maksimum, rele peralatan tersebut akan *trip* sebelum atau saat peralatan mencapai beban maksimum. Batas penyetelan nominal rele menurut Standart British BS 142-1983 yaitu antara 1,05 sampai 1,3 I_{FLA} . Digunakan konstanta 1,05 I_{FLA} karena lebih aman dan memenuhi permintaan asuransi untuk perhitungan *lowset* rele. Sedangkan pada ANSI batas atas yang digunakan adalah 1,4 I_{FLA} . Sehingga untuk perhitungan *lowset* rele pada

tugas akhir ini digunakan persamaan 2.5 dan untuk menghasilkan nilai I_{aktual} atau nilai arus setting yang nantinya digunakan dalam penentuan nilai *lowset* kurva dapat digunakan persamaan 2.6 dan 2.7.

$$1,05 \times I_{\text{FLA}} \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \times I_{\text{FLA}} \quad (2.5)$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{\eta_{\text{CT}}} \quad (2.6)$$

$$I_{\text{aktual}} = I_{\text{set}} = \text{Tap} \times \eta_{\text{CT}} \quad (2.7)$$

dimana :

I_{FLA} = arus nominal *full load ampere*

Tap = arus *pick up setting* rele

I_{set} = arus *setting* aktual

η_{CT} = rasio CT

Pada penyetelan rele arus lebih juga harus memperhatikan batas maksimum *setting* seperti pada persamaan 2.8 berikut.

$$I_{\text{FLA}} \leq I_{\text{set}} \leq I_{\text{SC min}} \quad (2.8)$$

dimana :

I_{Fl} = arus beban penuh atau maksimum

I_{set} = arus *pick up* pada sisi primer trafo arus (CT)

$I_{\text{sc min}}$ = arus hubung singkat 2 fasa pada pembangkitan minimum

Karena $I_{\text{sc min}}$ yang terjadi berada pada ujung saluran dan berasal dari arus hubung singkat 3 fasa yang pada pembangkitan minimum yang dikalikan dengan 0,866. Maka dari konsep tersebut syarat *setting* arus pada rele arus lebih atau *setting highset* dapat dirumuskan seperti persamaan 2.9 berikut.

$$I_{\text{set}} \leq 0,8 \times I_{\text{sc minimum}} \quad (2.9)$$

Untuk *setting* pengaman *feeder* yang dipisahkan oleh sebuah trafo, pengaturan *time delay* pada rele pengaman primer trafo kembali ke 0,1 detik, dengan syarat : $I_{\text{sc maksimum sekunder}} < I_{\text{sc minimum primer}}$. Dimana nilai I_{sc} maksimal sekunder yaitu nilai gangguan maksimum tiga fasa

pada sekunder trafo, dan untuk I_{sc} minimal primer yaitu nilai gangguan minimum dua fasa pada primer trafo.

Rele pada ujung yang terjauh dari sumber harus diatur untuk dapat bekerja pada waktu yang sesingkat mungkin. Untuk menentukan pengaturan rele harus diketahui karakteristik untuk *setting* waktu rele tersebut. Yang harus di hitung adalah arus hubung singkat maksimum yang terdiri dari arus hubung singkat tiga fasa, gangguan di paling dekat dengan pemutus tenaga atau di bus dan pembangkitan maksimum.

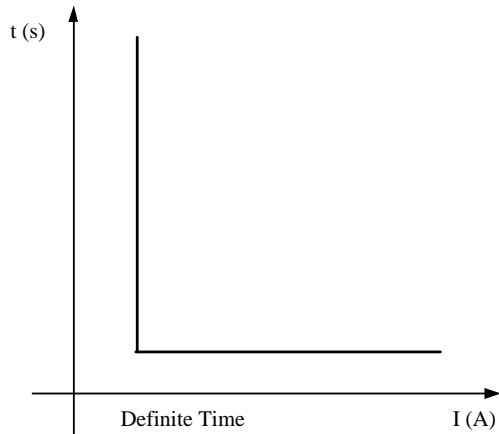
Waktu operasi dari rangkaian pengaman merupakan waktu yang diperlukan untuk rele mulai *pick-up* sampai kontak pemutus tenaga bekerja atau terbuka. Berdasar IEEE STD 242 waktu operasi rangkaian pengaman untuk rele statik adalah :

Waktu terbuka pemutus tenaga	: 0,04 – 0,1 det (2-5 Cycle)
<i>Overtravel</i> dari rele	: 0,1 detik.
Toleransi rele dan eror <i>setting</i>	: 0,12 – 0,22 detik.
Total interval waktu rele	: 0,32 detik.

Untuk rele digital berbasis *microprosesor*, besaran waktu sama seperti rele statik kecuali *overtravel time* dari rele yang dapat diabaikan atau bernilai 0 dengan total interval waktu rele sebesar 0,22 detik. Sehingga total waktu interval untuk rele biasanya digunakan = 0,2 - 0,4 [5].

2.5.1.1. Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite*)

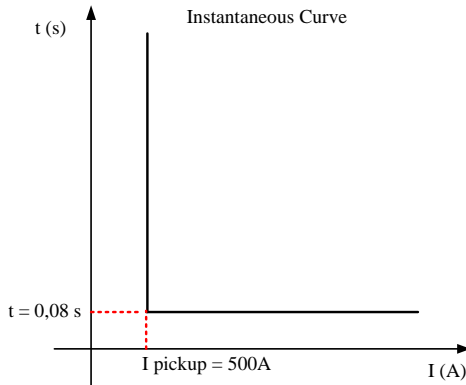
Rele arus lebih waktu tertentu melakukan pengaturan waktu operasi yang bervariasi berdasarkan level arus yang berbeda. Prinsip kerja rele ini adalah dengan mengatur rele dengan waktu tertentu saat mendapat arus tertentu sehingga pemutus tenaga yang paling dekat dengan sumber gangguan akan segera bekerja (*trip*) lebih cepat daripada yang lain dan pengaman lainnya akan *trip* setelah waktu tunda (*time delay*) yang diberikan ketika gangguan masih terus berlanjut. Pada rele arus lebih waktu tertentu, semua level arus yang melebihi *pick-up set point*-nya akan diputuskan dalam waktu yang sama (*definite*). Pada Gambar 2.8 menunjukkan karakteristik rele arus lebih waktu tertentu.



Gambar 2.8 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite Time*)

2.5.1.2. Rele Arus Lebih Seketika Waktu (*Instantaneous*)

Rele ini bekerja seketika ketika terjadi gangguan (tanpa waktu tunda) ketika arus yang mengalir melebihi nilai *setting* yang ada pada rele maka rele akan bekerja dalam waktu beberapa mili detik sehingga rele arus lebih seketika memiliki prinsip kerja rele yang dapat di bilang tanpa penundaan waktu. Karakteristik rele arus lebih seketika memiliki waktu operasi $0,5\text{cycle}$ sampai 2 cycle atau antara $0,01\text{-}0,04$ detik [6]. Rele ini jarang berdiri sendiri tetapi umumnya dikombinasikan dengan rele arus lebih dengan karakteristik yang lain. Gambar 2.9 menunjukkan karakteristik rele arus lebih waktu seketika.



Gambar 2.9 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Seketika

2.5.1.3. Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse*)

Rele ini akan bekerja dengan waktu tunda yang tergantung dari besarnya arus secara terbalik (*inverse time*), makin besar arus yang mengalir maka makin kecil waktu untuk rele memberikan sinyal agar pemutus tenaga membuka. Semakin kecil arus gangguan, maka waktu rele untuk mengirimkan sinyal ke pemutus tenaga akan semakin lama begitu pula sebaliknya. Pada masing-masing *merk* rele mempunyai jenis kurva karakteristik yang berbeda-beda namun pada umumnya ada lima jenis karakteristik rele *inverse* yaitu *long time inverse*, *standart inverse*, *very inverse*, *short time invers* dan *extremely inverse*.

a. *Long Time Inverse*

Karakteristik jenis *long time* memiliki waktu kerja yang cukup lama pada *setting* arus yang sama. Biasanya karakteristik ini digunakan untuk pengamanan tahanan pentanahan trafo dan cadangan pengamanan gangguan tanah.

b. *Normal Inverse*

Karakteristik ini digunakan sebagai karakteristik standar untuk koordinasi antar rele.

c. *Very Inverse*

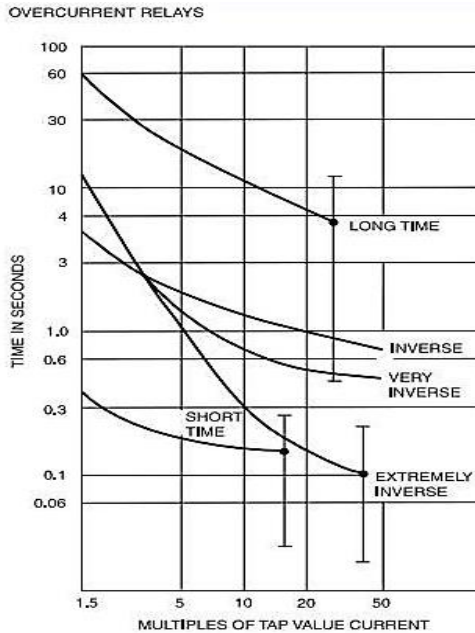
Karakteristik *very inverse* memiliki kurva lebih curam dibanding kurva *inverse*. Karakteristik ini digunakan untuk koordinasi rele dengan perbedaan kapasitas arus gangguan di antara lokasi rele.

d. *Short Time Inverse*

Karakteristik *short time* memiliki waktu trip yang sangat cepat, sehingga digunakan sistem yang membutuhkan waktu pemutus gangguan sangat cepat tanpa koordinasi dengan rele lain.

e. *Extremely Inverse*

Karakteristik ini lebih curam dibandingkan karakteristik *very inverse*, digunakan untuk koordinasi dengan fuse di sisi bawah rele. Untuk kurva karakteristiknya bisa dilihat seperti pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10 Karakteristik Operasi Rele Arus Lebih *Inverse* Berdasarkan IEEE 242-2001

Untuk menghitung besar waktu tunda pada masing-masing karakteristik rele berdasar Standart IEC adalah seperti persamaan 2.10, 2.11, 2.12 dan 2.13 sebagai berikut.

a. Very inverse

$$t = \frac{13,5}{I-1} Td \quad (2.10)$$

b. Standard inverse

$$t = \frac{0,14}{I^{0,02} - 1} Td \quad (2.11)$$

c. Extremely inverse

$$t = \frac{80}{I^2 - 1} Td \quad (2.12)$$

d. Long Time inverse

$$t = \frac{120}{I - 1} Td \quad (2.13)$$

dimana :

$$I = \frac{I_f}{I_{set}}$$

I_f = arus hubung singkat maksimum

I_{set} = arus *setting* aktual rele

Td = *setting time dial*

t = *setting time delay* yang diinginkan

2.6. Rele Gangguan ke Tanah (*Ground Fault Relay*)

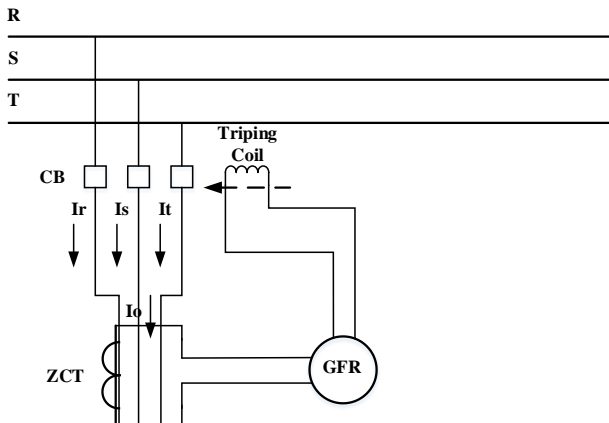
Rele gangguan ke tanah atau *ground fault relay* atau biasa disebut GFR berfungsi untuk mendeteksi adanya hubung singkat yang terjadi ke tanah. Pada dasarnya prinsip kerja dari rele ini sama dengan rele arus lebih, namun mempunyai fungsi dasar yang berbeda. Yang dimaksudkan sama dengan rele arus lebih adalah yang dibandingkan datanya adalah berupa arus. Bila kondisi beban seimbang maka I_r , I_s dan I_t memiliki nilai yang sama besar sehingga pada penghantar netral tidak mengalir arus. Sehingga rele gangguan ke tanah tidak memberikan instruksi trip pada CB. Namun berbeda bila adanya ketidakseimbangan arus atau terjadi hubung singkat ke tanah. Arus urutan nol akan mengalir pada penghantar netral, sehingga rele gangguan ke tanah akan bekerja. Hal yang harus dipertimbangkan pada setting koordinasi rele gangguan ke tanah ini adalah :

- a. Arus urutan nol akan terisolasi pada trafo belitan *delta*
- b. Arus urutan nol akan mengalir dari sumber gangguan trafo pada belitan *wye*

Bila jenis pentanahan menggunakan jenis *solid grounded*, maka arus gangguan fasa ke tanah akan terdeteksi sebagai arus gangguan pada fasa sehingga dapat diamankan dengan rele arus lebih. Akan berbeda bila menggunakan pentanahan menggunakan NGR, bila terjadi gangguan ke tanah tentunya diperlukan adanya GFR. Selain itu untuk *sensing* arus gangguan fasa ke tanah diperlukan jenis CT yang berbeda pula. Maka dari itu diperlukan *zero CT*, yang fungsinya hanya merasakan arus gangguan ke tanah. Untuk *setting* rele gangguan ke tanah ini adalah:

$$5 - 10\% \times I_{NGR} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{NGR} \quad (2.14)$$

Prinsip kerja dari GFR pada kondisi normal dengan beban seimbang arus – arus fasa I_r , I_s , dan I_t (I_b) sama besar sehingga kawat netral tidak timbul arus dan relai gangguan tanah tidak dialiri arus. Namun bila terjadi ketidakseimbangan arus atau terjadi gangguan hubung singkat fasa ke tanah maka akan timbul arus urutan nol pada kawat netral. Arus urutan nol ini akan mengakibatkan *Ground Fault Relay* (GFR) bekerja. Untuk lebih jelasnya mengenai prinsip kerjanya dapat dilihat pada Gambar 2. 11 berikut ini.



Gambar 2.11 Prinsip Kerja *Ground Fault Relay* (GFR)

2.6.1. Directional Ground Relay (DGR)

Rele gangguan ke tanah disertai dengan arah ini berfungsi untuk mengamankan bila terjadi gangguan ke tanah pada penyulang 20 kV. Selain itu berfungsi untuk memproteksi saluran udara terhadap gangguan antar fasa atau tiga fasa dan hanya akan bekerja pada satu arah saja. Menggunakan prinsip dua jenis rele yang digabungkan, yaitu rele gangguan ke tanah dan rele arah. Rele ini mempunyai dua buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus urutan nol, yang mana I_0 dideteksi oleh ZCT (*Zero Current Transformer*) dan V_0 dideteksi oleh GPT (*Ground Potential Transformer*)..

Tegangan yang digunakan pada rele ini berfungsi sebagai acuan untuk sudut fasa yang mengalami gangguan. Sedangkan untuk arusnya berfungsi sebagai besaran kerja akibat adanya gangguan fasa ke tanah. Dua elemen penting yang terdapat pada rele ini adalah: elemen arah (*directional element*) yang berfungsi untuk menentukan arah kerja rele dan elemen kerja (*operating element*) yang berfungsi untuk mendeteksi besarnya arus gangguan yang terjadi. Rele ini dipakai untuk jaringan loop atau jaringan yang paralel, biasanya digunakan pada jaringan radial.

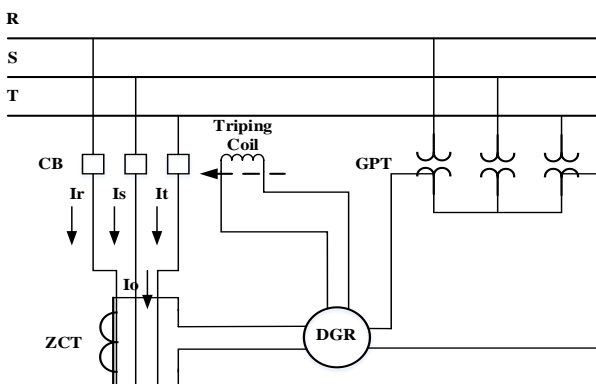
Penggunaan DGR (67 G) dan GFR (51 N) terletak dari penerapan disistem pola pentanahan, sesuai SPLN 52 - 3 : 1983 tentang Pola Pengamanan Sistem bagian III Sistem Distribusi 6 kV dan 20 kV, ditetapkan rele pengaman 1 fasa ke tanah pada penyulang harus menggunakan DGR untuk high resistance dan GFR dianjurkan tidak dipakai. Selain mengacu pada SPLN terdapat pertimbangan lain untuk lebih memilih DGR dibanding GFR antara lain:

- a. Dengan penerapan metode pentanahan netral transformator daya melalui tahanan tinggi 500 ohm karena berada pada daerah Jawa Timur yang nilai pentanahannya tinggi, didapatkan arus gangguan satu fasa ke tanah maksimum pada penyulang sebesar 23 A.
- b. Tingginya jumlah gangguan 1 fasa ke tanah pada sistem distribusi penyulang 20 kV.
- c. Rele lebih sensitif dengan pengaturan I_0 sebesar 2 A sedangkan, untuk GFR atau rele EF biasa digunakan sebagai cadangan dengan pengaturan I_0 sebesar 5 A dengan waktu 5 detik.
- d. Dengan mempertimbangkan jumlah banyaknya penyulang, panjang dari penyulang yang bervariasi dan *line charging* yang

terjadi pada penyulang maka diperlukan rele yang lebih sensitif.

- e. Bila terjadi adanya gangguan satu fasa ke tanah pada sisi pelanggan yang memiliki sumber beberapa penyulang akan segera dapat dianalisa dengan cepat bila menggunakan rele DGR karena rele ini disertai dengan arah.

Apabila terjadi ketidakseimbangan tegangan pada sistem maka GPT akan mendeteksi V_0 . Apabila terjadi ketidakseimbangan arus pada sistem maka ZCT akan mendeteksi I_0 . Selain itu rele DGR mendeteksi sudut fasa yang timbul dari ketidakseimbangan tegangan dan arus pada saat gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. *Setting* GPT memiliki tap *setting* 5 – 10 V, dimana setiap 1 Volt mewakili 4 kV sehingga 5 V pada rele sama dengan 20 kV untuk tegangan seimbang pada penyulang 20 kV. Sedangkan untuk ZCT memiliki tap *setting* arus 1 – 5 A pada sisi primer, jika terjadi gangguan 1 fasa ke tanah dan menimbulkan arus urutan nol yang kecil maka ZCT pada rele DGR akan mendeteksi arus urutan nol. Untuk lebih jelasnya mengenai prinsip kerja dari DGR dapat dilihat pada Gambar 2.12 berikut ini.

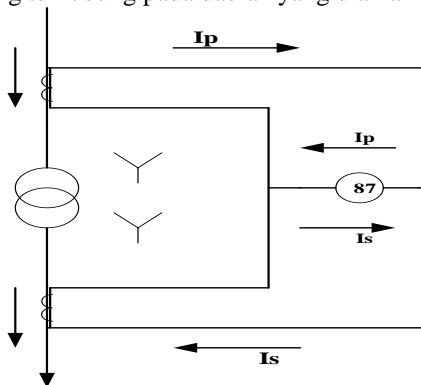


Gambar 2.12 Prinsip Kerja *Directional Ground Relay* (DGR)

2.7. Rele Diferensial

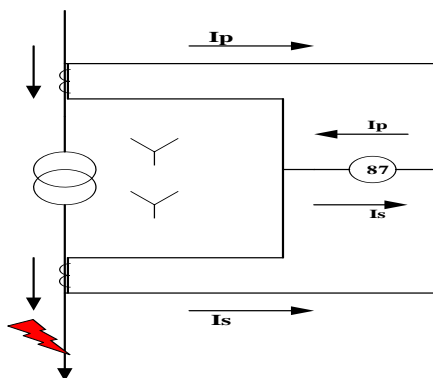
Rele ini digunakan untuk mendeteksi perbedaan antara arus yang masuk dan arus yang keluar pada daerah yang diamankan. Prinsip kerja dari rele ini mengacu pada hukum kirchoff yaitu jumlah arus yang masuk sama dengan jumlah arus yang keluar pada satu titik. Rele ini

akan bekerja bila arus yang masuk tidak sama dengan arus yang keluar. Namun tidak dipengaruhi dengan adanya gangguan akibat beban lebih (*overload*). Daerah pengamanannya dibatasi oleh CT (*Current Transformer*) yang terhubung pada daerah yang diamankan.



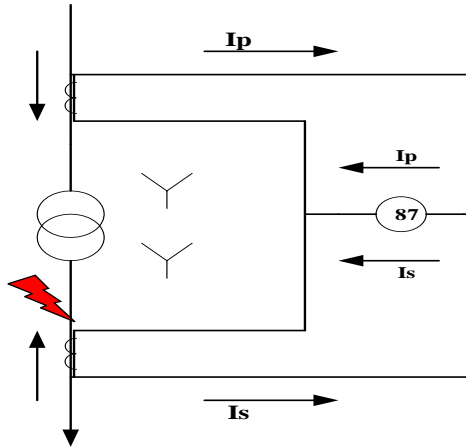
Gambar 2.13 Rele Diferensial Dalam Kondisi Normal

Pada Gambar 2.13 tersebut adalah sebuah sistem dengan menggunakan rele diferensial pada saat kondisi normal. Dimana besar arus $I_D = |I_P + I_S| = 0$, hal tersebut sesuai dengan hukum kirchoff sehingga sistem tersebut dinyatakan setimbang dan tidak menyebabkan rele bekerja.



Gambar 2.14 Rele Diferensial Kondisi Gangguan Eksternal

Dari Gambar 2.14 diatas adalah keadaan dimana terjadi gangguan yang berada di luar daerah yang diamankan atau eksternal. Gangguan tersebut dapat muncul ketika sistem tersebut mengalami *short circuit* pada kabel transmisi atau sisi distribusi dan lainnya. Maka besar arus yang mengalir tetap sama dengan keadaan normal, karena gangguan berada diluar daerah yang diamankan. Sehingga rele diferensial tidak akan bekerja.



Gambar 2.15 Rele Diferensial Kondisi Gangguan Internal

Pada Gambar 2.15 menunjukkan bahwa terjadi gangguan internal atau didalam daerah yang diamankan. Terjadi ketidakseimbangan arus yang mengalir masuk dengan arus yang mengalir keluar. Sehingga pada saat terjadi gangguan ini arah arus yang mengalir pada CT akan berbalik arah dari arah normal. Maka besar arus $I_D = |I_p + I_s| > 0$. Dengan syarat tersebut akan menyebabkan rele diferensial akan bekerja karena I_p tidak sama dengan 0 dan dianggap mengalami ketidakseimbangan.

BAB III

SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU PT PLN (Persero)

3.1. Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

Dalam sistem kelistrikan Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) mendapatkan sumber dari beberapa pembangkit antara lain pembangkit Lamongan, Petrokimia, Altaprima dan PLTU Gresik. Suplai daya yang didapatkan oleh Gardu Induk ini adalah 9353 MVA_{sc} dengan tegangan 150 kV. Dengan kapasitas dari Gardu Induk sendiri adalah 290 MVA. Sistem kelistrikan pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) memiliki level tegangan tinggi 150 kV, level tegangan menengah 20 kV.

3.2. Data Transformator Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

Pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) memiliki dua level tegangan yaitu tegangan tinggi 150 kV dan tegangan menengah 20 kV. Untuk mentransformasikan tegangan dari 150 kV menjadi 20 kV tentunya diperlukan peralatan transformator. Data dari transformator yang digunakan pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) dapat dilihat pada Tabel 3.1 berikut ini.

Tabel 3.1 Data Transformer Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

No	ID Trafo	Rating Daya (MVA)	Tegangan (kV)
1	TR_2	60	150/20
2	TR_3	60	150/20
3	TR_4	60	150/20

Untuk spesifikasi teknis dari trafo yang dipakai pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu, PT PLN (Persero) dapat diketahui dari Tabel 3.2, Tabel 3.3 dan Tabel 3.4 berikut.

Tabel 3.2 Spesifikasi Trafo 2

Merk	Pauwels
Tahun Pembuatan	2011
Standard	IEC 60076
Tipe Pendinginan	ONAN/ONAF
Frekuensi	50 Hz
Fasa	3
Impedansi	13.172

Tabel 3.3 Spesifikasi Trafo 3

Merk	Pasti
Tahun Pembuatan	1993
Standard	IEC 76
Tipe Pendinginan	ONAN/ONAF
Frekuensi	50 Hz
Fasa	3
Impedansi	12.691 %

Tabel 3.4 Spesifikasi Trafo 4

Merk	Unindo
Tahun Pembuatan	2013
Standard	IEC 60076
Tipe Pendinginan	ONAN/ONAF
Frekuensi	50 Hz
Fasa	3
Impedansi	12.17 %

3.3. Data Beban Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) hanya memiliki satu jenis beban yaitu *lumped load*. Karena pada Gardu Induk ini menyuplai penyalang untuk sistem kelistrikan distribusi PT PLN (Persero) 20 kV. Dari Tabel 3.2 dibawah ini menunjukkan data beban berupa *lumped load* pada penyalang yang di suplai dari Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero).

Tabel 3.5 Data Beban Lumped Load Gardu Induk 150 kV Segoromadu 150 kV PT PLN (Persero)

No	ID <i>Lumped Load</i>	Nama Penyulang	Rating Tegangan (kV)	Rating Daya (kVA)
1	Lump 1	Gramitrama 4	20	0,4
2	Lump 2	Kartini	20	0,4
3	Lump 3	Panglima Sudirman	20	0,4
4	Lump 4	Iglas	20	0,4
5	Lump 5	Gulomantung 1	20	0,4
6	Lump 6	Gulomantung 2	20	0,4
7	Lump 7	Gramitrama 3	20	0,4
8	Lump 8	Gramitrama 2	20	0,4
9	Lump 9	Gramitrama 1	20	0,4
10	Lump 10	Sentana 1	20	0,4
11	Lump 11	Sentana 2	20	0,4
12	Lump 12	Nusantara 2	20	0,4
13	Lump 13	Budinyata	20	0,4
14	Lump 14	Nusantara 1	20	0,4
15	Lump 15	Veteran Tama	20	0,4
16	Lump 16	Wilmar 2	20	0,4
17	Lump 17	Wilmar 1	20	0,4
18	Lump 18	Wilmar 3	20	0,4
19	Lump 19	Prambangan	20	0,4
20	Lump 20	Sekarkurung	20	0,4
21	Lump 21	Podotrisno	20	0,4
22	Lump 22	Izizuka 2	20	0,4
23	Lump 23	Romokalisari	20	0,4

3.4. Data Rele Pengaman

Untuk menjaga kontinuitas dan stabilitas dari sistem kelistrikan pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) diperlukan rele pengaman. Rele pengaman yang dipakai antara lain adalah:

1. Rele arus lebih (50/51)
2. Rele gangguan ke tanah disertai arah (67)
3. Rele diferensial (87T)

Rele-rele pengamanan tersebut memiliki fungsi masing-masing sebagai sensor dimana nantinya bila terjadi gangguan pada daerah kerja rele tersebut maka akan memerintahkan CB trip. Sehingga mengamankan peralatan dari kerusakan serta menjaga keandalan dari sistem tersebut. Untuk data *setting* existing rele arus lebih Trafo 2 dapat dilihat pada Tabel 3.6, Tabel 3.7 dan Tabel 3.8 berikut ini.

Tabel 3.6 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 2

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
ALSTOM (P143)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	0.7
		<i>Pick Up Range</i>	0.08 – 4
		<i>Time Dial</i>	0.3
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	4
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.08 – 32
		<i>Time Delay</i>	1.2

Tabel 3.7 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 2

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
AREVA (P122)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.2
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	2.55
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	1

Tabel 3.8 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 2

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
<i>ALSTOM (P127)</i>	<i>Standard Inverse</i>	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.15
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	7
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	0.3

Untuk data *setting* existing rele arus lebih Trafo 3 dapat dilihat pada Tabel 3.9, Tabel 3.10 dan Tabel 3.11 berikut ini.

Tabel 3.9 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 3

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
<i>ALSTOM (P141)</i>	<i>Standard Inverse</i>	<i>Over Current Pick Up</i>	0.7
		<i>Pick Up Range</i>	0.08 – 4
		<i>Time Dial</i>	0.3
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	4
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.08 – 32
		<i>Time Delay</i>	1.2

Tabel 3.10 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 3

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Exsisting
AREVA (P122)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.2
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	2.55
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	1

Tabel 3.11 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 3

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Exsisting
ALSTOM (P127)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.15
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	7
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	0.3

Untuk data *setting* existing rele arus lebih Trafo 4 dapat dilihat pada Tabel 3.12, Tabel 3.13 dan Tabel 3.14 berikut ini.

Tabel 3.12 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Primer Trafo 4

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
ABB (RET615)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	0.9
		<i>Pick Up Range</i>	0.3 – 5
		<i>Time Dial</i>	0.3
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	7
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 – 35
		<i>Time Delay</i>	1.2

Tabel 3.13 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo 4

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
ABB (REF630)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.3 - 5
		<i>Time Dial</i>	0.2
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	2.5
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 – 35
		<i>Time Delay</i>	1

Tabel 3.14 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Trafo 4

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
ALSTOM (P127)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.15
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	7
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	0.3

Data *setting* existing rele *directional ground* pada penyulang yang di suplai Trafo 2, Trafo 3 dan Trafo 4 dapat dilihat pada Tabel 3.15 berikut ini.

Tabel 3.15 *Setting* Rele *Directional Ground* Sisi Penyulang

Merk	Tipe Kurva	Setting	Exsisting
ALSTOM (P127)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	0.01
		<i>Pick Up Range</i>	0.002 – 1
		<i>Time Dial</i>	0.2
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	0.0375
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.002 – 1
		<i>Time Delay</i>	0.4

Data *setting* existing rele diferensial dapat dilihat pada Tabel 3.16, Tabel 3.17 dan 3.18 berikut ini.

Tabel 3.16 *Setting* Existing Rele Diferensial Trafo 2

Merk Rele	Transformer Protection Data	Existing
<i>ALSTOM (P643)</i>	<i>Setting Rele</i>	0.3
	<i>%Slope 1</i>	30%
	<i>%Slope 2</i>	80%

Tabel 3.17 *Setting* Existing Rele Diferensial Trafo 3

Merk Rele	Transformer Protection Data	Existing
<i>ALSTOM (P643)</i>	<i>Setting Rele</i>	0.3
	<i>%Slope 1</i>	30%
	<i>%Slope 2</i>	80%

Tabel 3.18 *Setting* Existing Rele Diferensial Trafo 4

Merk Rele	Transformer Protection Data	Existing
<i>ABB (RET670)</i>	<i>Setting Rele</i>	0.3
	<i>%Slope 1</i>	30%
	<i>%Slope 2</i>	80%

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

HASIL SIMULASI DAN EVALUASI KOORDINASI RELE ARUS LEBIH, *DIRECTIONAL GROUND* DAN DIFERENSIAL GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU PT PLN (Persero)

4.1. Permodelan Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

Sebelum dilakukan analisa terhadap koordinasi proteksi dalam sistem kelistrikan Gardu Insuk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) harus dilakukan pengambilan data berupa spesifikasi, tipe dan *setting* eksisting dari peralatan yang digunakan pada Gardu Induk tersebut. Setelah didapatkan semua data lengkap yang berhubungan dengan peralatan yang dibutuhkan maka dilakukan pembuatan permodelan sistem kelistrikannya menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Bila permodelan sudah dibuat yang harus dikerjakan adalah simulasi aliran daya dan hubung singkat pada sistem kelistrikan tersebut. Permodelan dari sistem kelistrikan Gardu Insuk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) dapat dilihat pada gambar terlampir. Setelah melakukan simulasi aliran daya dan hubung singkat maka diperlukan pengambilan datanya. Data inilah yang digunakan sebagai analisa dan pertimbangan dalam *resetting* rele pengaman yang terdapat kesalahan pada *setting* eksistingnya.

4.2. Tipikal Koordinasi Proteksi Pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero)

Untuk koordinasi rele pengaman pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) terdapat 4 tipikal koordinasi yang digunakan pada keseluruhan sistem kelistrikannya. Tipikal koordinasi rele pengaman yang akan dilakukan *resetting* tersebut antara lain adalah:

1. Tipikal 1: Koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa mulai dari bus 150 kV sampai pada outgoing trafo. Terdapat beberapa rele pengaman arus lebih dalam tipikal ini antara lain adalah rele 5 dan rele 6.
2. Tipikal 2: Koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa mulai dari bus outgoing trafo yaitu bus 20 kV sampai pada beban penyulang berupa *lumped load*. Terdapat rele

pengaman arus lebih dalam tipikal ini adalah rele 43 dan rele 6.

3. Koordinasi rele pengaman berupa rele *directional ground* sebagai rele pengaman bila terjadi gangguan fasa ke tanah. Tipikal koordinasi yang digunakan sama dengan tipikal 2 yaitu koordinasi pengaman arus lebih bila terjadi gangguan.
4. Koordinasi rele pengaman berupa rele diferensial. Rele diferensial ini sebagai pengaman trafo.

4.3. Analisa Arus Hubung Singkat

Setelah melakukan analisa *load flow* maka tahap berikutnya adalah melakukan analisa dari pengambilan data hubung singkat dari simulasi *software* ETAP 12.6.0. Analisa yang dimaksudkan adalah dari beberapa parameter yaitu perhitungan arus hubung singkat minimum dan arus hubung singkat maksimum. Hal tersebut dilakukan sebagai pertimbangan *setting* dari rele pengaman arus lebih. Untuk hubung singkat minimum dilakukan pada hubung singkat antar fasa pada saat 30 *cycle*. Sedangkan untuk hubung singkat maksimum adalah hubung singkat tiga fasa pada $\frac{1}{2}$ *cycle*, 4 *cycle* dan 30 *cycle*.

4.3.1. Hubung Singkat Minimum Pada 30 Cycle

Hubung singkat ini digunakan sebagai *pick up setting* rele arus lebih instan. Bila terjadi gangguan hubung singkat pada arus gangguan yang minimum diharapkan rele bekerja instan atau sesuai dengan *time delay* yang telah diseting. Untuk data hubung singkat minimum 30 *cycle* ini dapat dilihat pada Tabel 4.1 berikut ini.

Tabel 4.1 Nilai Hubung Singkat Minimum 30 Cycle

No	Bus	Tegangan (kV)	I _{sc} min 30 cycle (kA)
1	Bus_Grid	150	31.18
2	Bus_PN_TR_2	20	10.53
3	Bus_PN_TR_3	20	10.16
4	Bus_PN_TR_4	20	11.37

Dari data Tabel 4.1 diatas akan digunakan sebagai acuan bahwa dimungkinkan gangguan hubung singkat minimum yang terjadi pada masing-masing Bus bernilai sesuai pada tabel. Besarnya nilai yang

tercatat pada tabel akan dimasukkan sebagai perhitungan untuk *setting* rele.

4.3.2. Hubung Singkat Maksimum

Arus hubung singkat maksimum pada 4 dan $\frac{1}{2}$ cycle ini digunakan sebagai batasan arus maksimal yang mungkin akan terjadi. Pada Tabel 4.2 berikut ini menunjukkan data arus hubung singkat maksimum.

Tabel 4.2 Nilai Hubung Singkat Maksimum 4 Cycle

No	Bus	Tegangan (kV)	I _{SC} max 4 cycle (kA)
1	Bus_Grid	150	36
2	Bus_PN_TR_2	20	12.17
3	Bus_PN_TR_3	20	11.74
4	Bus_PN_TR_4	20	13.14

Dari data Tabel 4.2 diatas didapatkan nilai gangguan hubung singkat maksimum yang terjadi pada masing-masing Bus. Besarnya nilai arus gangguan hubung singkat maksimum ini juga akan digunakan sebagai parameter nilai perhitungan untuk *setting* rele.

Tabel 4.3 Nilai Hubung Singkat Maksimum 1/2 Cycle

No	Bus	Tegangan (kV)	I _{SC} max 1/2 cycle (kA)
1	Bus_Grid	150	36
2	Bus_PN_TR_2	20	12.17
3	Bus_PN_TR_3	20	11.74
4	Bus_PN_TR_4	20	13.14

Dari data Tabel 4.3 didapatkan nilai gangguan hubung singkat maksimum yang terjadi pada masing-masing Bus. Besarnya nilai arus gangguan hubung singkat maksimum $\frac{1}{2}$ cycle ini juga akan digunakan sebagai parameter nilai perhitungan untuk *setting* rele utamanya rele diferensial.

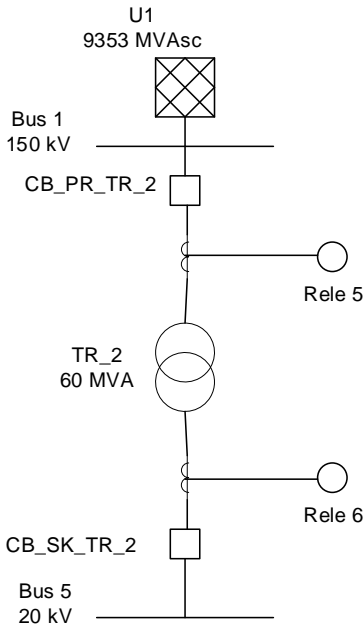
4.4. Koordinasi Rele Gangguan Arus Lebih

Pada koordinasi rele gangguan arus lebih ini dilakukan untuk mengamankan peralatan dari gangguan yang terjadi. Gangguan yang terjadi antara lain dapat diakibatkan dari gangguan *overload* dan *short circuit*. Rele yang dipakai untuk koordinasi rele gangguan arus lebih ini adalah rele 50/51. Fungsi rele 50 sendiri adalah mengamankan bila terjadi gangguan arus lebih yang diakibatkan *overload*, sedangkan rele 51 memiliki fungsi mengamankan bila terjadi gangguan arus lebih diakibatkan hubung singkat baik tiga fasa atau antar fasa. Dalam pengaturannya, yang harus diperhatikan adalah waktu kerja dari masing-masing agar terkoordinasi dengan baik. Sehingga bila terjadi gangguan tidak menyebabkan rele bekerja secara bersamaan. Untuk waktu koordinasi dari rele atau *grading time* sesuai dengan disarankan adalah 0.2 – 0.4 s.

Selain *grading time* yang perlu diperhatikan selanjutnya adalah letak dari rele pengaman terhadap beban. Rele yang berada dekat dengan beban harus di *setting* lebih cepat untuk bekerja bila terjadi gangguan. Pada koedinasinya rele arus lebih harus memperhatikan nilai dari *pick up*, *time dial* dan *time delay*. Dimana parameter tersebut nantinya sebagai acuan untuk *setting* rele tersebut. Dari data tersebut akan disimulasikan pada *software* ETAP 12.6 untuk diketahui kurva dari masing-masing rele agar dapat dianalisa, dievaluasi serta dilakukan *resetting* bila diperlukan perbaikan.

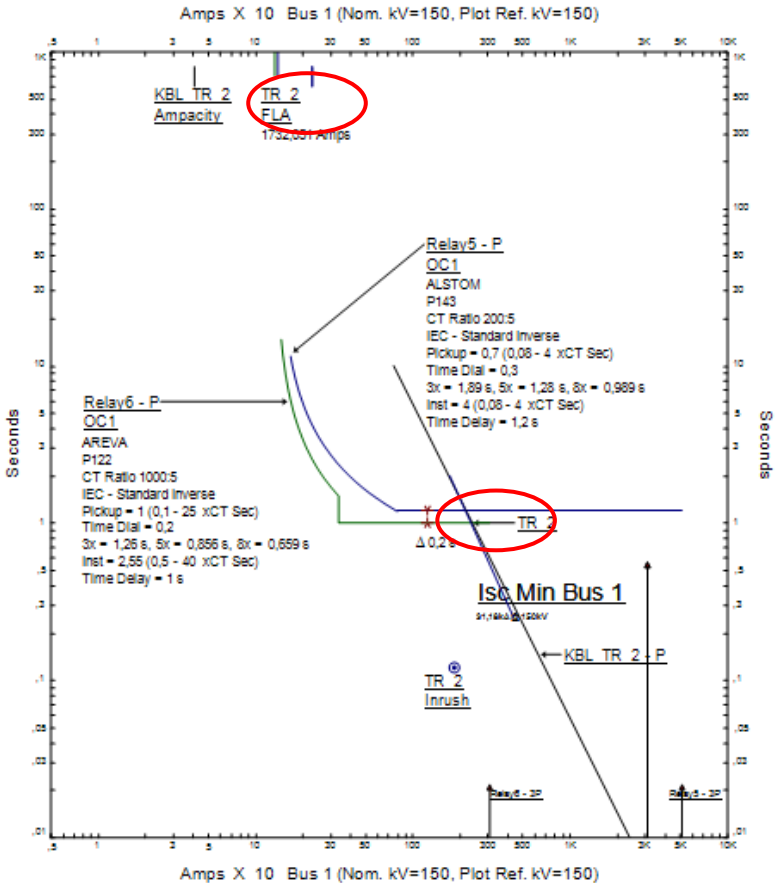
4.4.1. Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1

Koordinasi rele arus lebih pada tipikal 1 ini, pengoordinasian rele dari bus 150 kV yang terhubung sumber grid. Dari bus tersebut menuju rele proteksi arus lebih trafo Gardu Induk sisi primer. Kemudian rele proteksi arus lebih trafo Gardu Induk sisi sekunder yang terhubung bus 20 kV. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 4.1 yang mengoordinasikan rele 5 dan 6.



Gambar 4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1

Pada Gambar 4.1 diatas dapat diketahui bahwa rele arus lebih digunakan untuk melindungi peralatan dan agar gangguan dapat diminimalisir. Bila terdapat gangguan pada sisi Bus 5 tegangan 20 kV maka rele yang akan bekerja terlebih dahulu adalah rele 6 kemudian akan melanjutkan koordinasi ke rele 5. Berbeda kasus apabila gangguan *short circuit* terjadi pada Bus 1 tegangan 150 kV, rele yang harus bekerja terlebih dahulu adalah rele 5. Bila rele 5 bekerja maka sumber tegangan menuju ke pelatan trafo akan terputus dimana akan mengamankan peralatan tersebut. Namun dalam bidang transmisi di Gardu Induk hal tersebut yang paling dihindari. Karena bila gangguan *short circuit* dalam area kerja tersebut dapat menghambat pendistribusian tenaga listrik. Dari koordinasi rele arus lebih tipikal 1 ini didapatkan kurva perbandingan waktu dan arus atau *Time Current Curve* (TCC). Pada Gambar 4.2 berikut ini adalah plot dari TCC tipikal 1 secara existing.



Gambar 4.2 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 Kondisi Existing

Dari Gambar 4.2 dapat diketahui plot kurva koordinasi rele arus lebih tipikal 1 kondisi eksisting. Pada tipikal 1 ini dapat diketahui terdapat beberapa kondisi yang harus diperbaiki antara lain adalah:

1. Pada kurva kerusakan trafo tidak ada rele yang melindungi baik rele 5 atau rele 6. Sehingga bila terjadi kerusakan trafo yang masih belum menyebabkan kerusakan yang parah, CB tidak melakukan trip untuk melindungi trafo tersebut.

2. Bila pada kondisi beban penuh atau *Full Load Ampere* trafo, rele akan melakukan trip karena rele 6 membatasi FLA trafo yang seharusnya memiliki nilai batas antara 1.05 – 1.4 kali FLA trafo agar rele tidak trip saat 1 kali FLA trafo.

Selanjutnya akan dilakukan *resetting* pada tipikal ini dengan menggunakan perhitungan. Berikut ini adalah secara perhitungannya:

Trafo Sisi Sekunder : Rele 6

Manufacturer	: AREVA
Model	: P122
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 1000 : 5
I _{SC} min Bus 5	: 10.53 kA
I _{SC} max Bus 5	: 12.17 kA
FLA Trafo 2-TR_2	: 1732 A

Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 1732 \text{ A} < I_{set} < 1,4 \times 1732$$

$$1818,6 \text{ A} < I_{set} < 2424,8 \text{ A}$$

Dipilih I_{set} = 2000 A

Dengan rasio CT sebesar 1000 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{2000}{1000} = 2$$

Sehingga dipilih Tap = 2

Time Dial

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

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I_{SC} \text{ Max Bus 5}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{12170}{2 \times 1000} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = 0.23$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA < I_{set} < 0.8 \times I_{sc} \text{ min Bus 5}$$

$$1.6 \times 1732 \text{ A} < I_{set} < 0.8 \times 10530 \text{ A}$$

$$2771, 2 \text{ A} < I_{set} < 8424 \text{ A}$$

Dipilih $I_{set} = 3000 \text{ A}$

Dengan CT ratio sebesar 1000 : 5 maka dapat dihitung

$$\text{Tap} = \frac{3000}{1000} = 3$$

Dipilih Tap = 3

Time Delay

Dipilih *time delay* 0.1 s

Trafo Sisi Primer : Rele 5

Manufacturer	: ALSTOM
Model	: P143
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 200 : 5
I _{sc} min Bus 1	: 31.18 kA
I _{sc} max Bus 1	: 36 kA
FLA Trafo 2-TR_2	: 230.9 A

Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < Iset < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 230,9 A < Iset < 1,4 \times 230,9$$

$$242,5 A < Iset < 323,3 A$$

Dipilih Iset = 300 A

Dengan rasio CT sebesar 200 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{300}{200} = 1.5$$

Sehingga dipilih Tap = 1.5

Time Dial

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

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I}{Iset} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{ISC \text{ Max Bus 1}}{tap \times CT \text{ primer}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{36000}{1.5 \times 200} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = 0.64$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA < Iset < 0.8 \times I_{sc \text{ min Bus 1}}$$

$$1.6 \times 230.9 A < Iset < 0.8 \times 31180 A$$

$$369.44 A < Iset < 24944 A$$

Dipilih Iset = 2000 A

Dengan CT ratio sebesar 200 : 5 maka dapat dihitung

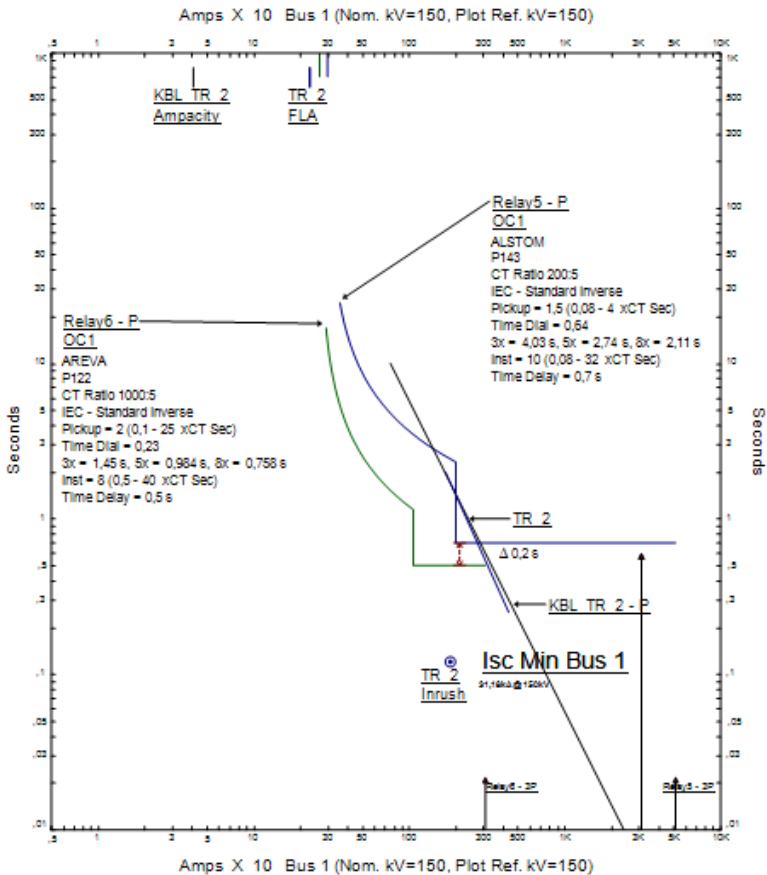
$$Tap = \frac{2000}{200} = 10$$

Dipilih Tap = 10

Time Delay

Dipilih *time delay* 0.2 s

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan diatas didapatkan kurva plot TCC yang baru atau TCC *resetting*. *Resetting* dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa faktor yang menyebabkan harus dilakukan *resetting*. Faktor yang pertama adalah memperhatikan hasil existing dari kurva kerusakan trafo. Dimana sebelumnya kurva kerusakan trafo tidak dilindungi oleh kedua rele yang dikoordinasikan. Selanjutnya adalah *grading* time dari hasil existing sesuai dengan standar aman koordinasi rele yaitu berkisar 0.2 – 0.4 detik. Faktor yang terakhir adalah dari keadaan beban penuh dari trafo. Bila keadaan sebelum beban penuh rele sudah melakukan trip, hasil dari *setting* existingnya mengamankan peralatan dengan baik. Namun tidak memperhatikan dari segi faktor keamanan atau *safety factor* trafo. Faktor keamanan dari trafo berkisar antara 1.05 – 1.4 kali dari keadaan beban penuh atau FLA trafo. Hasil *resetting* dari tipikal 1 dapat dilihat dari plot kurva TCC pada Gambar 4.3 berikut.



Gambar 4. 3 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 Kondisi Reseting

Pada kurva TCC hasil dari *reseting* ini dapat diketahui bahwa bila terjadi gangguan pada level tegangan 150 kV, maka rele yang akan melakukan trip adalah rele 5. Pada gangguan *short circuit* minimum yang akan bereaksi adalah rele 5. Selain itu kurva kerusakan trafo tidak dapat terlindungi dengan maksimal. Hal ini mempertimbangkan pada trafo juga terdapat rele gangguan internal atau rele diferensial. Sehingga

untuk rele arus lebih ini yaitu rele 5 lebih mengamankan bila terjadi gangguan *short circuit*. Untuk *grading time* tidak diperbaiki karena sudah sesuai dengan standar yang ada yaitu 0.2 detik. Namun yang diperbaiki adalah dari *delay time* yang diharapkan lebih optimal karena di *setting* lebih cepat.

Untuk *time delay* rele 6 sisi dari sekunder trafo di *setting* lebih cepat dari pada kondisi existing. Namun tetap memperhatikan dari keadaan *inrush current* yang terjadi pada trafo tersebut. *Inrush current* trafo ini biasa terjadi pada saat *energize* trafo pertama kali digunakan. Bila pada saat *energize* diatur rele melakukan trip maka pengaturan relenya kurang baik. Untuk perbandingan antara *setting* rele keadaan existing dan *reseting* dapat pada rele arus lebih sisi primer trafo dapat dilihat pada Tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 *Setting* Rele Arus Lebih Primer Trafo Tipikal 1 Keadaan Existing Dan *Reseting*

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Existing	<i>Reseting</i>
ALSTOM (P143)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	0.7	1.5
		<i>Pick Up Range</i>	0.08 – 4	0.08 – 4
		<i>Time Dial</i>	0.3	0.64
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	4	10
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.08 – 32	0.08 – 32
		<i>Time Delay</i>	1.2	0.7

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa terdapat perubahan beberapa nilai kondisi existing dan hasil *reseting*. Nilai yang berubah antara lain adalah nilai *Time Over Current Pick Up* yang semula bernilai 0.7 menjadi nilai 1.5. Kemudian nilai dari *Time Dial* yang semula 0.3 menjadi 0.64 secara perhitungan. Selanjutnya adalah nilai dari *Instantaneous Pick Up* yang semula bernilai 4, dengan hasil perhitungan nilainya menjadi 10. Untuk nilai terakhir yang berubah adalah nilai *Time Delay* dari nilai 1.2 menjadi 0.7.

Sedangkan Untuk perbandingan antara *setting* rele keadaan existing dan *reseting* dapat pada rele arus lebih sisi sekunder trafo dapat dilihat pada Tabel 4.5 berikut.

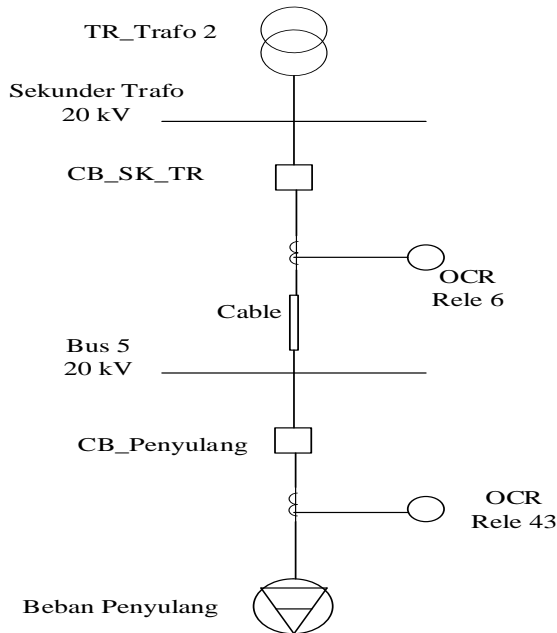
Tabel 4.5 *Setting* Rele Arus Lebih Sekunder Trafo Tipikal 1 Keadaan Existing Dan *Reseting*

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Existing	<i>Reseting</i>
AREVA (P122)	<i>Standard Inverse</i>	<i>Over Current Pick Up</i>	1	2
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25	0.1 - 25
		<i>Time Dial</i>	0.2	0.23
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	2.55	8
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	1	0.5

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa terdapat perubahan beberapa nilai kondisi existing dan hasil *reseting*. Nilai yang berubah antara lain adalah nilai *Time Over Current Pick Up* yang semula bernilai 1 menjadi nilai 2. Kemudian nilai dari *Time Dial* yang semula 0.2 menjadi 0.23 secara perhitungan. Selanjutnya adalah nilai dari *Instantaneous Pick Up* yang semula bernilai 2.55, dengan hasil perhitungan nilainya menjadi 8. Untuk nilai terakhir yang berubah adalah nilai *Time Delay* dari nilai 1 menjadi 0.5.

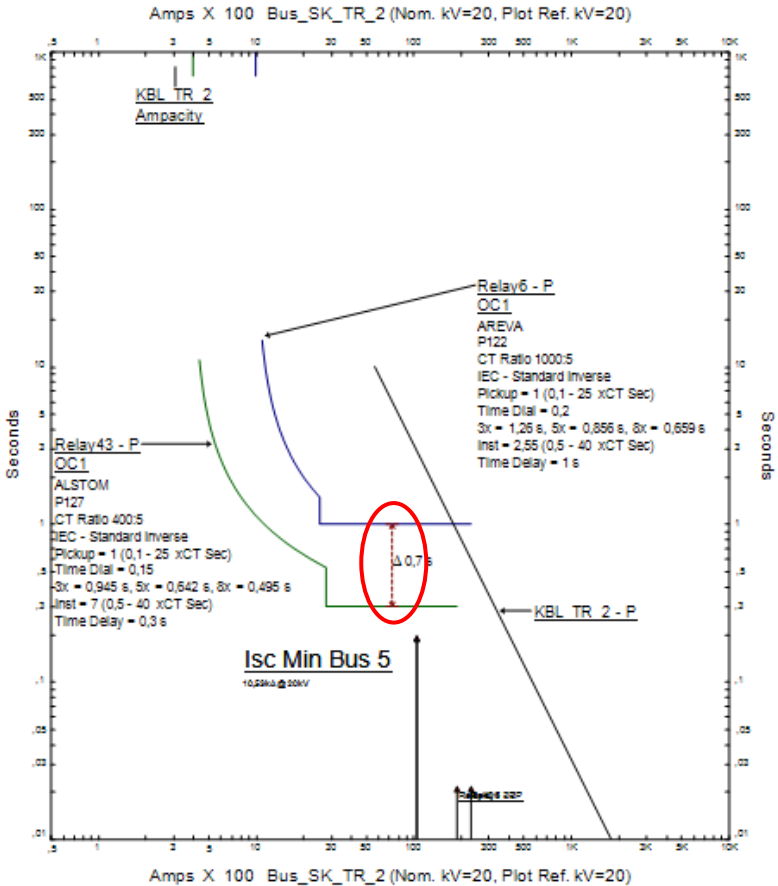
4.4.2. Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2

Koordinasi rele arus lebih pada tipikal 2 ini, pengoordinasian rele dari sisi sekunder trafo 20 kV yang terhubung dengan beban penyulang. Rele yang digunakan pada tipikal ini adalah rele 6 dan rele 43. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 4.4 yang mengoordinasikan rele 6 dan rele 43.



Gambar 4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2

Pada Gambar 4.4 dapat diketahui bahwa rele 43 dan rele 6 memiliki level tegangan yang sama yaitu 20 kV. Namun memiliki fungsi secara spesifik berbeda, untuk rele 43 sendiri memiliki fungsi sebagai pengaman pada penyulang sisi distribusi atau *feeder* bila terjadi gangguan arus lebih. Sedangkan rele 6 sendiri yaitu mengamankan sisi sekunder trafo pada tegangan 20 kV bila terjadi gangguan. Dari koordinasi rele arus lebih tipikal 2 ini didapatkan kurva perbandingan waktu dan arus atau *Time Current Curve* (TCC). Pada Gambar 4.5 berikut ini adalah plot dari TCC tipikal 2 secara existing.



Gambar 4.5 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 Kondisi Existing

Dari Gambar 4.5 dapat diketahui plot kurva koordinasi rele arus lebih tipikal 2 kondisi eksisting. Pada tipikal 2 ini dapat diketahui terdapat beberapa kondisi yang harus diperbaiki antara lain adalah:

1. *Grading time* untuk koordinasi dari rele 6 dan rele 43 ini memiliki waktu yang terlampaui lama yaitu 0.7 detik perlu diperbaiki sesuai standar 0.2 – 0.4 detik.

2. Dari kondisi eksisting ini rele 6 belum di *setting* untuk dikoordinasikan dengan rele 5 untuk kurva kerusakan trafo. Sehingga diperlukan *resetting* pada rele 6.
3. Kabel pada sisi sekunder trafo sampai pada kubikel penyulang tidak terlindungi oleh rele manapun. Meskipun pemilihan kabel dengan kapasitas yang lebih besar dari pada *rating* tegangan yang digunakan, namun bila terjadi gangguan pasti akan mempengaruhi umur dari kabel tersebut. Faktor keamanan juga perlu dipertimbangkan dalam mengamankan kabel.

Selanjutnya akan dilakukan perhitungan sesuai dengan spesifikasi peralatan yang digunakan. Dari perhitungan ini akan digunakan sebagai pertimbangan untuk data *resetting*. Maka perlu dilakukan perhitungan pada rele 43 terlebih dahulu agar hasil dari *resetting* sebelumnya dapat dioptimalkan dengan baik. Untuk itu dilakukan *resetting* berdasarkan perhitungan berikut

Penyulang atau Beban : Rele 43

Manufacturer	: ALSTOM
Model	: P127
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 400 : 5
I _{SC} min Bus 5	: 10.53 kA
I _{SC} max Bus 5	: 12.17 kA
FLA Penyulang	: 400 A

Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 400 A < I_{set} < 1,4 \times 400$$

$$420 A < I_{set} < 560 A$$

Dipilih Iset = 500 A

Dengan rasio CT sebesar 400 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{500}{400} = 1.25$$

Sehingga dipilih Tap = 1.25

Time Dial

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

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I_{SC \text{ Max Bus 5}}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{12170}{1.25 \times 400} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = 0.42$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA < I_{set} < 0.8 \times I_{sc \text{ min Bus 5}}$$

$$1.6 \times 400 A < I_{set} < 0.8 \times 10530 A$$

$$640 A < I_{set} < 8424 A$$

Dipilih $I_{set} = 3000 A$

Dengan CT ratio sebesar 400 : 5 maka dapat dihitung

$$\text{Tap} = \frac{3000}{400} = 7.5$$

Dipilih Tap = 7.5

Time Delay

Dipilih *time delay* 0,3

Trafo Sisi Sekunder : Rele 6

Manufacturer	: AREVA
Model	: P122
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 1000 : 5
I _{SC} min Bus 5	: 10.53 kA
I _{SC} max Bus 5	: 12.17 kA
FLA Trafo 2-TR_2	: 1732 A

Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < Iset < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 1732 A < Iset < 1,4 \times 1732$$

$$1818,6 A < Iset < 2424,8 A$$

Dipilih Iset = 2000 A

Dengan rasio CT sebesar 1000 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{2000}{1000} = 2$$

Sehingga dipilih Tap = 2

Time Dial

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

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{I}{Iset} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{ISC Max Bus 5}{tap \times CT primer} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T_d = \frac{0.3 \times 2.97 \times \left[\left(\frac{12170}{2 \times 1000} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T_d = 0.23$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA < I_{set} < 0.8 \times I_{sc \text{ min Bus 5}}$$

$$1.6 \times 1732 \text{ A} < I_{set} < 0.8 \times 10530 \text{ A}$$

$$2771,2 \text{ A} < I_{set} < 8424 \text{ A}$$

Dipilih $I_{set} = 3000 \text{ A}$

Dengan CT ratio sebesar 1000 : 5 maka dapat dihitung

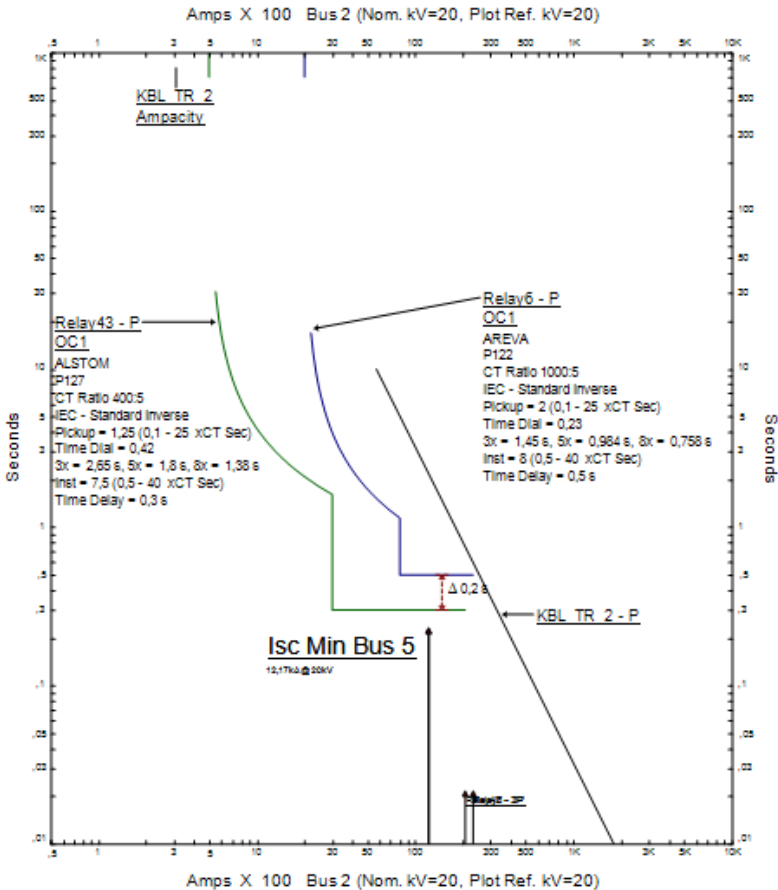
$$Tap = \frac{3000}{1000} = 3$$

Dipilih Tap = 3

Time Delay

Dipilih *time delay* 0.2 s

Setelah melakukan perhitungan, hasilnya akan digunakan sebagai acuan dalam melakukan *resetting*. Bila perhitungan dan hasil dari kurva *resetting* baik maka langsung dapat dilakukan *resetting* sesuai dengan perhitungan. Namun akan dilakukan perhitungan ulang bila hasil dari kurva TCC yang didapatkan kurang baik. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan diatas didapatkan kurva plot TCC yang baru atau TCC *resetting*. Hasil *resetting* dari tipikal 2 dapat dilihat dari plot kurva TCC pada Gambar 4.6 berikut.



Gambar 4.6 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 Kondisi *Resetting*

Pada kurva TCC hasil dari *resetting* rele 43 dan rele 6 terkoordinasi lebih baik dari pada kondisi eksisting. Bila terjadi gangguan pada sisi peyulang atau *feeder* maka yang akan melakukan trip terlebih dahulu adalah rele 43 sesuai dengan fungsi rele tersebut berada. Namun jika gangguan terjadi pada sisi tegangan 20 kV sekunder dari trafo maka rele 6 akan melakukan trip terlebih dahulu. Sehingga dari rele 43 dan rele 6 kondisi *resetting* ini dapat berkoordinasi dengan

baik. Untuk perbandingan antara *setting* rele keadaan existing dan *reseting* dapat pada rele arus lebih sisi sekunder trafo dapat dilihat pada Tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Sekunder Trafo Tipikal 2 Keadaan Existing Dan *Reseting*

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Existing	<i>Reseting</i>
AREVA (P122)	<i>Standard Inverse</i>	<i>Over Current Pick Up</i>	1	2
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25	0.1 – 25
		<i>Time Dial</i>	0.2	0.23
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	2.55	8
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40	0.5 – 40
		<i>Time Delay</i>	1	0.5

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa terdapat perubahan beberapa nilai kondisi existing dan hasil *reseting*. Nilai yang berubah antara lain adalah nilai *Time Over Current Pick Up* yang semula bernilai 1 menjadi nilai 2. Kemudian nilai dari *Time Dial* yang semula 0.2 menjadi 0.23 secara perhitungan. Selanjutnya adalah nilai dari *Instantaneous Pick Up* yang semula bernilai 2.55, dengan hasil perhitungan nilainya menjadi 8. Untuk nilai terakhir yang berubah adalah nilai *Time Delay* dari nilai 1 menjadi 0.5. Sedangkan untuk perbandingan antara *setting* rele keadaan existing dan *reseting* dapat pada rele arus lebih sisi penyulang atau *feeder* dapat dilihat pada Tabel 4.7 berikut.

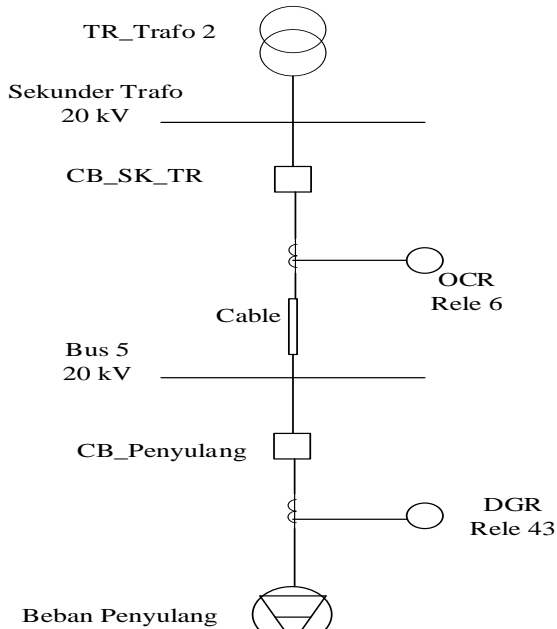
Tabel 4.7 *Setting* Rele Arus Lebih Sisi Penyulang Tipikal 2 Keadaan Existing Dan *Resetting*

Merk	Tipe Kurva	<i>Setting</i>	Existing	<i>Reseting</i>
ALSTOM (P127)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	1	1.25
		<i>Pick Up Range</i>	0.1 - 25	0.1 – 25
		<i>Time Dial</i>	0.15	0.42
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	7	7.5
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.5 - 40	0.5 - 40
		<i>Time Delay</i>	0.3	0.3

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa terdapat perubahan beberapa nilai kondisi existing dan hasil *reseting*. Nilai yang berubah antara lain adalah nilai *Time Over Current Pick Up* yang semula bernilai 1 menjadi nilai 1.25. Kemudian nilai dari *Time Dial* yang semula 0.15 menjadi 0.42 secara perhitungan. Selanjutnya adalah nilai dari *Instantaneous Pick Up* yang semula bernilai 7, dengan hasil perhitungan nilainya menjadi 7.5. Untuk nilai terakhir adalah nilai *Time Delay* tidak mengalami perubahan yaitu tetap 0.3 karena rele ini berada pada paling bawah sistem kelistrikan di Gardu Induk.

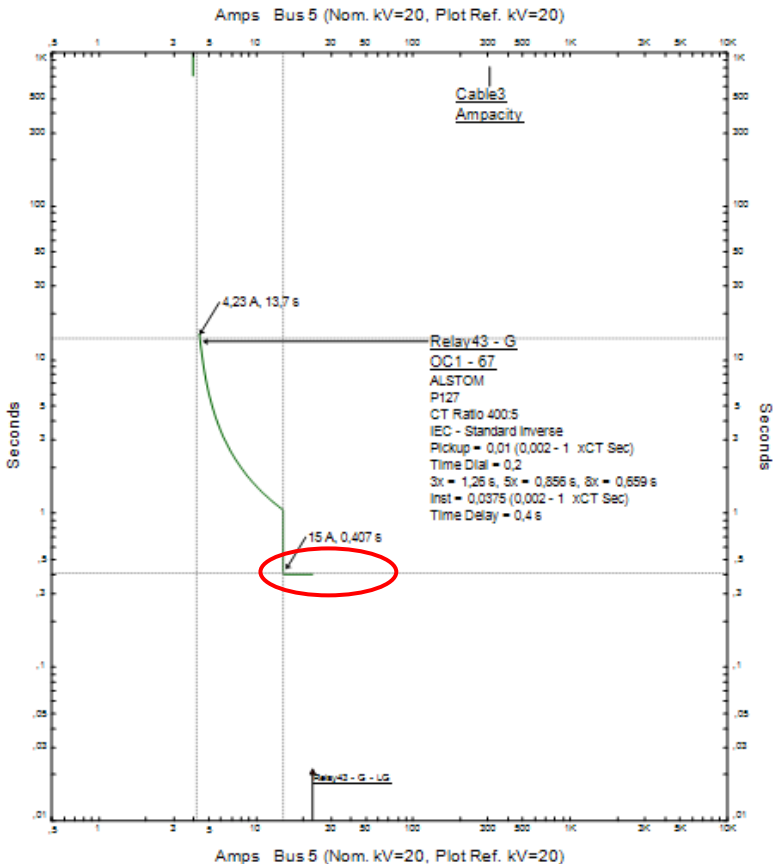
4.5. Koordinasi Rele *Directional Ground*

Koordinasi rele arus lebih *ground* pada tipikal ini, pengoordinasian rele dari sisi sekunder trafo 20 kV yang terhubung dengan beban penyulang. Rele yang digunakan pada tipikal ini adalah rele rele 43 sebagai rele gangguan ke tanah dipengaruhi oleh arah gangguan. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 4.7 yang mengoordinasikan rele 43.



Gambar 4.7 Koordinasi Rele *Directional Ground*

Pada Gambar 4.7 dapat diketahui bahwa rele 43 yaitu rele *Directional Ground* hanya terdapat pada sisi penyulang atau *feeder*. Fungsi utama dari rele tipe 67 ini adalah mendeteksi adanya gangguan fasa ke tanah disertai dengan arah gangguannya. Dari koordinasi rele *Directional Ground* ini didapatkan kurva TCC berdasarkan *setting* eksisting. Kurva TCC dari koordinasi rele *Directional Ground* kondisi eksisting ini dapat dilihat pada Gambar 4.8 berikut.



Gambar 4. 8 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Ground
(*Directional Ground Relay*) Kondisi Eksisting

Pada Gambar 4.8 diatas dapat diketahui beberapa kekurangan dari *setting* dari rele *Directional Ground* secara existing. Beberapa kekurangan dari koordinasi rele *Directional Ground* berikut ini:

1. Arus gangguan yang diatur pada existing untuk *setting*, *instantaneous* nilainya terlalu besar yaitu 15 A. Seharusnya dapat diatur 50% dari arus gangguan 23 A yaitu 11.5 A.
2. Untuk waktu trip *instantaneous* terlampaui lama yaitu 0.4 detik, sebaiknya di *setting* sesuai standar atau lebih lambat

yaitu 0.5 detik untuk memberikan selang waktu kepada pelanggan yang terhubung pada penyulang tersebut untuk mengamankan peralatan, akibat gangguan *line to ground* yang nilai arusnya kecil.

Penyulang atau Beban : Rele 43

Manufacturer : ALSTOM
Model : P127
Curve Type : IEC – Standard Inverse
CT Ratio : 400 : 5
I_{NGR} : 23 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$
 $10\% \times 23 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 23 \text{ A}$
 $2.3 \text{ A} < I_{set} < 11.5 \text{ A}$

Dipilih Iset 11 A

Dengan CT rasio sebesar 400 : 5, maka dapat dihitung

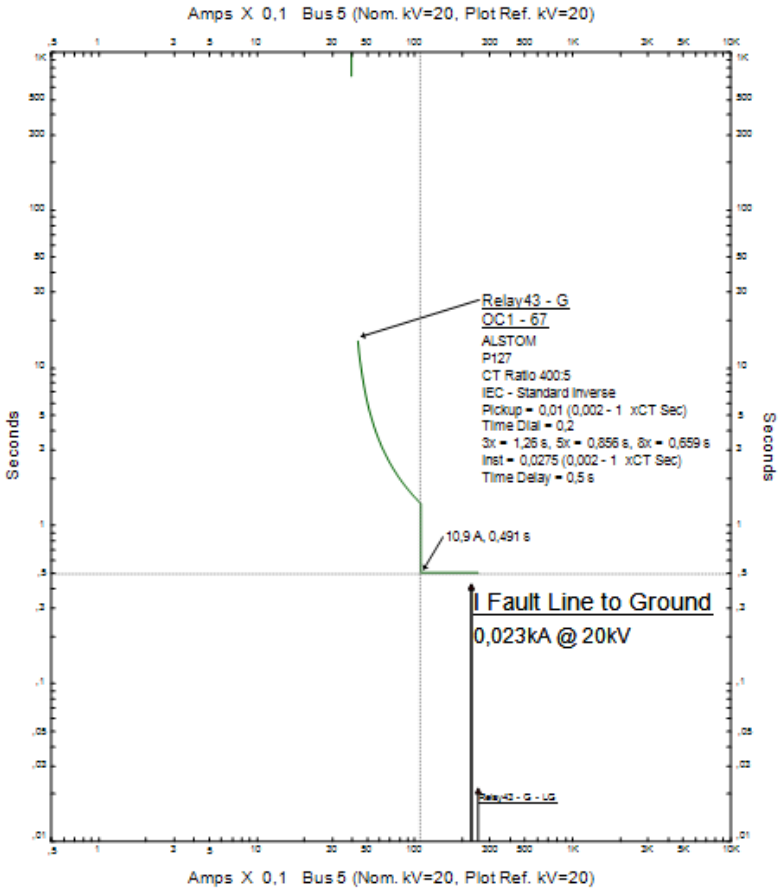
$$Tap = \frac{11}{400} = 0.0275$$

Dipilih Tap = 0.0275

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.2 s

Dari perhitungan yang telah dilakukan didasarkan dengan data arus gangguan ke tanah dan rele yang digunakan, maka akan dilakukan *resetting*. Setelah dilakukan *resetting* didapatkan kurva TCC yang tergambar pada Gambar 4.9 berikut ini.



Gambar 4.9 Plot Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Ground (*Directional Ground Relay*) Kondisi *Resetting*

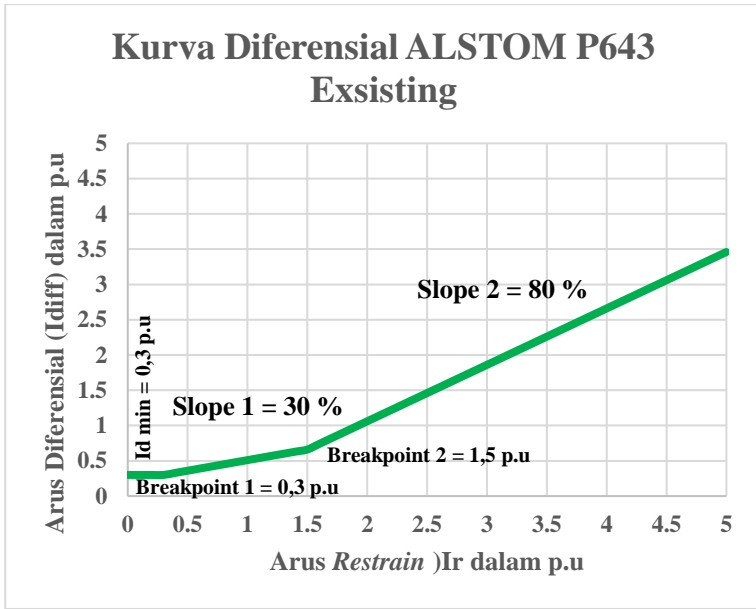
Pada Gambar 4.9 diatas didapatkan kurva TCC kondisi *resetting*, dapat diketahui bahwa waktu trip dari CB bila terjadi arus gangguan ke tanah memiliki waktu yang lebih lambat yaitu 0.5 detik. Untuk nilai dari *instantaneous pickup* sudah diatur sesuai dengan 50% nilai dari 23 A yaitu 11,5 A. Tujuan utamanya ada pada pembahasan sebelumnya, yaitu untuk melindungi peralatan NGR dari kerusakan. Karena NGR trafo memiliki ketahanan yang kurang bile teraliri arus yang besar. Bahkan

dapat menyebabkan kerusakan bila terlalui arus yang nilainya kecil namun secara terus-menerus. Dan bila terjadi gangguan ke tanah maksimum memiliki waktu trip CB yang baik. Untuk perbandingan antara *setting* rele keadaan existing dan *reseting* dapat pada rele *Directional Ground* sisi penyulang atau *feeder* dapat dilihat pada Tabel 4.8 berikut.

Tabel 4.8 *Setting Rele Directional Ground Keadaan Existing Dan Reseting*

Merk	Tipe Kurva	Setting	Existing	Reseting
ALSTOM (P127)	Standard Inverse	<i>Over Current Pick Up</i>	0.01	0.01
		<i>Pick Up Range</i>	0.002 – 1	0.002 – 1
		<i>Time Dial</i>	0.2	0.2
		<i>Instantaneous Pick Up</i>	0.0375	0.0275
		<i>Pick Up Range Instantaneous</i>	0.002 – 1	0.002 - 1
		<i>Time Delay</i>	0.4	0.5

Dari Tabel 4.8 diatas dapat diketahui bahwa terdapat perubahan beberapa nilai kondisi existing dan hasil *reseting*. Nilai yang berubah antara lain adalah nilai *Instantaneous Pick Up* yang semula bernilai 0.0375, dengan hasil perhitungan nilainya menjadi 0.0275. Untuk nilai terakhir adalah nilai *Time Delay* mengalami perubahan nilai dari 0.4 menjadi 0.5. Perubahan nilai *Time Delay* mempertimbangkan apabila terjadi gangguan *line to ground* pada sisi penyulang tidak akan langsung berdampak pada pelanggan yang terhubung dengan penyulang tersebut. Bila trip *Circuit Breaker* rele *Directional Ground* ini terlalu cepat maka pelanggan akan langsung merasakan gangguan tersebut. Yang seharusnya bukan gangguan pada sisi pelanggan, maka pelanggan akan merasakan gangguan tersebut dan mengakibatkan padam juga pada pelanggan.



Gambar 4.11 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Exsisting

Pada Gambar 4.11 diatas dapat diketahui kondisi exsisting dari *setting* rele diferensial. Dari hasil pengaturan tersebut akan dibandingkan dengan pengaturan secara terhitung. Perhitungan untuk *resetting* rele diferensial ini adalah sebagai berikut.

Bagian Primer Trafo 150 kV

kV_{Base} : 150 kV
 Kapasitas : 60 MVA
 CT Ratio Primer : 400 : 5

$$I_n = \frac{MVA \text{ per}}{\sqrt{3} \text{ kV}} = \frac{60 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 150} = 230.9 \text{ A}$$

$$I_{\text{sekunder CT}} = \frac{1}{\text{rasio CT}} \times I_n = \frac{1}{400/5} \times 230.9 = 2.88 \text{ A}$$

Karena pada sisi sekunder CT menggunakan rasio 5, maka hasil dari arus sekunder dibagi dengan 5, untuk perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$I_1 = \frac{2.88}{5} = 0.576 A$$

I_{rating} untuk sisi primer trafo 150 kV
 $I_{\text{rat}} = 110\% \times I_n = 110 \% \times 230.9 = 253.99 A$

Bagian Sekunder Trafo 20 kV

kV_{Base} : 20 kV
 Kapasitas : 60 MVA
 CT Ratio Sekunder : 2000 : 5

$$I_n = \frac{MVA \text{ per}}{\sqrt{3} kV} = \frac{60 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 1732 A$$

$$I_{\text{sekunder CT}} = \frac{1}{\text{rasio CT}} \times I_n = \frac{1}{2000/5} \times 1732 = 4.33 A$$

Karena pada sisi sekunder CT menggunakan rasio 5, maka hasil dari arus sekunder dibagi dengan 5, untuk perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$I_2 = \frac{4.33}{5} = 0.866 A$$

I_{rating} untuk sisi sekunder trafo 20 kV
 $I_{\text{rat}} = 110\% \times I_n = 110 \% \times 1732 = 1905.2 A$

Perhitungan Error Mismatch

Error mismatch sendiri merupakan kesalahan dalam dari perbandingan yang pembacaan dari sisi primer dan sekunder transformator serta pergeseran dari fasa trafo tersebut. Untuk menentukan atau menghitung besarnya arus *mismatch* dengan cara membandingkan rasio CT ideal dari perhitungan dengan CT yang terpasang atau yang tersedia dipasaran, dengan memperhatikan %*error* tidak melebihi dari 5% dari rasio CT yang dipilih. Maka perhitungannya adalah sebagai berikut

$$\text{Error mismatch} = \frac{CT \text{ Ideal}}{CT \text{ Terpasang}} \%$$

Dimana:

$$\frac{CT_2}{CT_1} = \frac{V_1}{V_2}$$

CT (Ideal) = Trafo arus ideal
V₁ = Tegangan sisi primer
V₂ = Tegangan sisi sekunder

Error Mismatch di sisi primer trafo tegangan 150 kV:

$$\begin{aligned} CT_1 (Ideal) &= CT_2 \times \frac{V_2}{V_1} \\ &= \frac{2000}{5} \times \frac{20}{150} = 53.3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$Error \text{ Mismatch} = \frac{53.3}{2000} \% = 0.026\%$$

Error Mismatch di sisi sekunder trafo tegangan 20 kV:

$$\begin{aligned} CT_2 (Ideal) &= CT_1 \times \frac{V_1}{V_2} \\ &= \frac{400}{5} \times \frac{150}{20} = 600 \text{ A} \end{aligned}$$

$$Error \text{ Mismatch} = \frac{600}{400} \% = 1.5\%$$

Hasil dari perhitungan *error mismatch* yang telah dilakukan didapatkan untuk sisi primer trafo pada tegangan 150 kV CT₁ sebesar 53.3 A dengan nilai *error mismatch* sebesar 0.026%. Sedangkan pada sisi sekunder trafo pada tegangan 20 kV CT₂ sebesar 600 A dengan nilai *error mismatch* 1.5%.

Perhitungan *I_{differential}*

Karena nilai I_{sekunder} CT pada sisi primer trafo 150 kV dan sisi sekunder trafo 20 kV telah diketahui nilainya yaitu masing-masing sebesar 0.576 A dan 0.866 A maka:

$$\begin{aligned} I_{diff} &= I_2 - I_1 \\ &= 0.866 - 0.576 = 0.29 \text{ A} \end{aligned}$$

Dimana:

I_{diff} = Arus diferensial

I_1 = Arus sekunder CT₁

I_2 = Arus sekunder CT₂

Selisish antara $I_{sekunder}$ CT₁ dan CT₂ dari perhitungan yang telah dilakukan adalah sebesar 0.29 A. Nilai tersebut adalah nilai dari arus diferensial yang mana akan dipakai untuk dibandingkan dengan arus *setting* rele diferensial.

Perhitungan $I_{restrain}$

Arus *restrain* diperoleh dengan cara menjumlahkan nilai arus sekunder CT₁ dan CT₂ kemudian dibagi dua, sebagai berikut:

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2} = \frac{0.576 + 0.866}{2} = 0.721A$$

Dimana:

I_r = Arus *restrain*

I_1 = Arus sekunder CT₁

I_2 = Arus sekunder CT₂

Arus *restrain* yang didapatkan setelah melakukan perhitungan adalah sebesar 0.712 A. Ketika arus diferensial membesar atau mengalami kenaikan maka akan berakibat perubahan nilai rasio pada tegangan sisi primer trafo dan tegangan sisi primer trafo. Perubahan tersebut dikarenakan oleh perubahan tap trafo, maka secara otomatis nilai dari arus *restrain* juga akan mengalami kenaikan. Hal tersebut akan menentukan kerja dari rele diferensial bila bukan merupakan area gangguannya maka rele tersebut tidak akan bekerja. Dan bila termasuk dari area gangguan maka rele akan mengirimkan sinyal menuju CB untuk melakukan trip.

Perhitungan Nilai *Slope*

Nilai *slope* didapatkan dari perhitungan dengan cara membagi antara arus diferensial dengan arus *restarin*. *Slope 1* akan menentukan arus diferensial dan arus *restrain* pada kondisi normalnya dan memastikan sensitifitas dari rele pada saat terjadi gangguan internal dengan arus yang kecil. Sedangkan pada *slope 2* agar pada saat terjadi gangguan eksternal dengan nilai arus gangguan yang besar rele diferensial tidak bekerja sehingga salah satu CT mengalami saturasi.

Rumus untuk mencari nilai %*slope* 1 dan %*slope* 2 adalah sebagai berikut:

$$slope_1 = \frac{I_{diff}}{I_r} \times 100\%$$

$$slope_2 = \left(\frac{I_{diff}}{I_r} \times 2 \right) \times 100\%$$

Dimana:

$Slope_1$ = *setting slope 1*

$Slope_2$ = *setting slope 2*

I_{diff} = Arus diferensial

I_r = Arus *restrain*

Menghitung *slope* 1

$$slope_1 = \frac{0.29}{0.721} \times 100\% = 40.22\%$$

Menghitung *slope* 2

$$slope_2 = \left(\frac{0.29}{0.721} \times 2 \right) \times 100\% = 80.44\%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* 1 sebesar 40.22% dan *slope* 2 sebesar 80.44%.

Perhitungan Arus Setting

Arus *setting* didapatkan dari mengalikan nilai *slope* dan arus *restrain*. Arus *setting* inilah yang akan dibandingkan dengan nilai arus diferensial. Dengan mempertimbangkan aspek untuk peralatan yang dipakai terdapat beberapa hal yang harus diperhatikan dalam arus settingnya, berikut ini adalah aspek yang perlu diperhatikan:

- a. Kesalahan Tap CT 10%
- b. Kesalahan CT 10%
- c. *Mismatch* 4%
- d. Arus eksitasi 1%
- e. Faktor keamanan 5% [7]

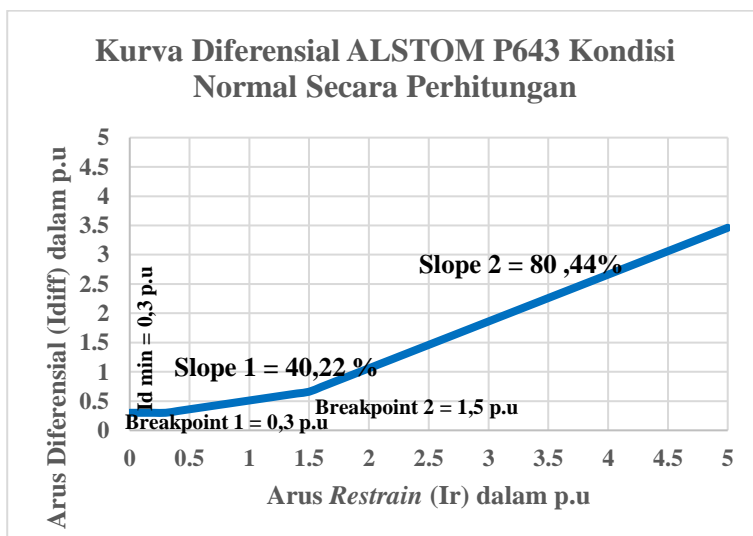
Dari aspek tersebut didapatkan presentase arus *setting* sebesar 30% atau sebesar 0.3 A. Setelah melakukan perhitungan didapatkan nilai *slope* 1 sebesar 40.22 % dan *slope* 2 sebesar 80.44 %. Terdapat

perubahan nilai pada *slope* 1 yang mulanya 30 % menjadi 40.22 %. Sedangkan untuk *slope* 2 juga mengalami perubahan nilai dari 80 % menjadi 80.44%, meskipun untuk perubahan pada *slope* 2 ini tidak mengalami perubahan yang signifikan. Perubahan nilai *slope* dapat diketahui dari Tabel 4.9 berikut ini.

Tabel 4.9 Perbandingan Setting Rele Diferensial Kondisi Existing Dan Normal

Merk Rele	Transformer Protection Data	Existing	Normal
ALSTOM (P643)	Setting Rele	0.3	0.3
	%Slope 1	30%	40.22%
	%Slope 2	80%	80.44%

Untuk kurva dari kondisi normal rele diferensial dari perhitungan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.12 berikut ini.

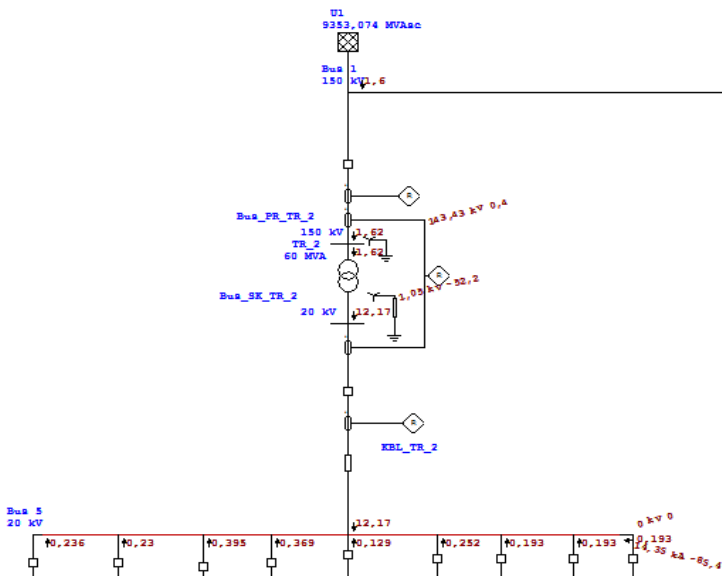


Gambar 4.12 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Normal [8]

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.13 diatas dapat diketahui bahwa nilai dari *slope* 1 mengalami kenaikan. Dari nilai 30% menjadi 40.22 %. Dari kondisi perhitungan secara normal atau kondisi beban penuh ini akan dibandingkan dengan perhitungan pada saat gangguan eksternal dan internal. Bila *setting* yang dilakukan sudah baik maka kondisi beban penuh ini dapat digunakan sebagai *resetting*. Namun bila nilai dari *slope* yang didapatkan dari perhitungan kondisi normal ini kurang baik dengan mempertimbangkan kondisi gangguan eksternal. Maka akan dilakukan *resetting* dengan mempertimbangkan nilai *slope* pada gangguan eksternal juga. Untuk mengetahui besar nilai dari gangguan tersebut baik gangguan eksternal maupun internal maka akan dilakukan perhitungan dari nilai simulasi *software* ETAP 12.6.

4.6.1. Kondisi Saat Gangguan Eksternal (*Fault* Pada Busbar 20 kV)

Pada saat gangguan eksternal pada bus 20 kV disini adalah Bus 5 didapatkan besarnya nilai arus gangguannya. Baik di sisi primer dan sisi sekunder trafo. Besar nilainya dari simulasi *software* ETAP 12.6 pada Gambar 4.13 sebagai berikut:



Gambar 4.13 Gangguan Eksternal Pada Sisi 20 kV

Dari Gambar 4.13 diatas didapatkan nilai arus gangguan pada sisi primer dan sekunder adalah sebagai berikut:

$$I_P = 1.62 \text{ kA}$$

$$I_S = 12.17 \text{ kA}$$

Maka besarnya nilai arus yang terukur atau terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_P \times \eta CT_1 \\ &= 1620 \times \frac{5}{400/5} = 4.05 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_S \times \eta CT_2 \\ &= 12170 \times \frac{5}{2000/5} = 6.085 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$\begin{aligned} I_{diff} &= I_1 - I_2 \\ &= 4.05 - 6.085 = 2.035 \text{ A} \end{aligned}$$

Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

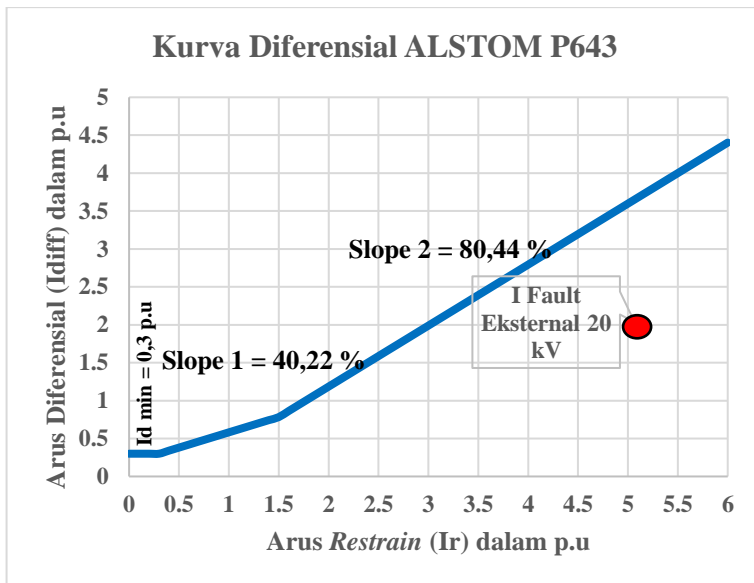
$$\begin{aligned} I_r &= \frac{I_1 + I_2}{2} \\ &= \frac{4.05 + 6.085}{2} = 5.067 \text{ A} \end{aligned}$$

Sedangkan nilai *slope* pada saat gangguan pada bus tegangan 20 kV adalah sebesar

$$\begin{aligned} \text{Slope} &= \frac{I_{diff}}{I_r} \% \\ &= \frac{2.035}{5.067} \times 100\% = 40.16\% \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 40.16 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka bila terjadi gangguan eksternal pada sisi Bus 5 dengan tegangan 20 kV rele diferensial pada trafo tidak melakukan trip. Namun nilai *slope* yang didapatkan terlalu mendekati dengan *slope* 1, rele diferensial terlalu sensitif bila digunakan. Diperlukan adanya *resetting* pada rele

diferensial tersebut. Kondisi trip atau tidaknya rele tersebut juga dapat diketahui dari kurva pada Gambar 4.14 berikut ini.

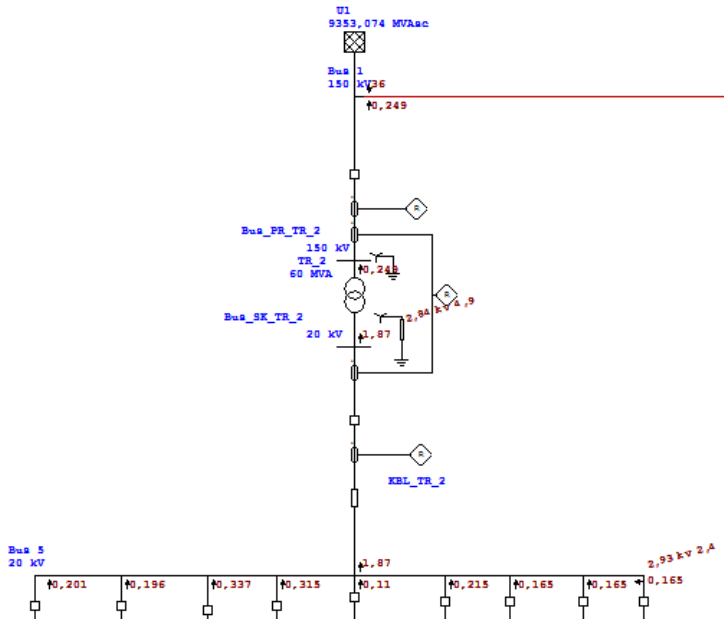


Gambar 4.14 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Eksternal 20 kV

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.14 diatas dapat diketahui bahwa pada saat gangguan eksternal pada sisi tegangan 20 kV titik gangguan dibawah dari kurva kerja rele. Maka bila *fault* tersebut terjadi, rele diferensial tidak akan melakukan trip sesuai dari kurva kerjanya. Namun perlu diperhatikan nilai dari *slope* saat gangguan tersebut terjadi nilainya adalah 40.16 %. Nilai tersebut sangat berhimpit dengan nilai dari *slope* 1 yaitu 40.22%, untuk menghindari kerja rele yang terlalu sensitif lebih baik *setting* diatur 45 – 50% disesuaikan dengan nilai gangguan eksternal lainnya.

4.6.2. Kondisi Saat Gangguan Eksternal (*Fault* Pada Busbar 150 kV)

Pada saat gangguan eksternal pada bus 150 kV disini adalah Bus 1 didapatkan besarnya nilai arus gangguannya. Baik di sisi primer dan sisi sekunder trafo. Besar nilainya dari simulasi *software* ETAP 12.6 pada Gambar 4.15 sebagai berikut:



Gambar 4.15 Gangguan Eksternal Pada Sisi 150 kV

Dari Gambar 4.15 diatas didapatkan nilai arus gangguan pada sisi primer dan sekunder adalah sebagai berikut:

$$I_P = 0.249 \text{ kA}$$

$$I_S = 1.87 \text{ kA}$$

Maka besarnya nilai arus yang terukur atau terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar:

$$I_1 = I_P \times \eta CT_1$$

$$= 249 \times \frac{5}{400/5} = 0.62A$$

$$I_2 = I_S \times \eta CT_2$$

$$= 1870 \times \frac{5}{2000/5} = 0.935A$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_1 - I_2$$

$$= 0.6225 - 0.935 = 0.3125A$$

Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

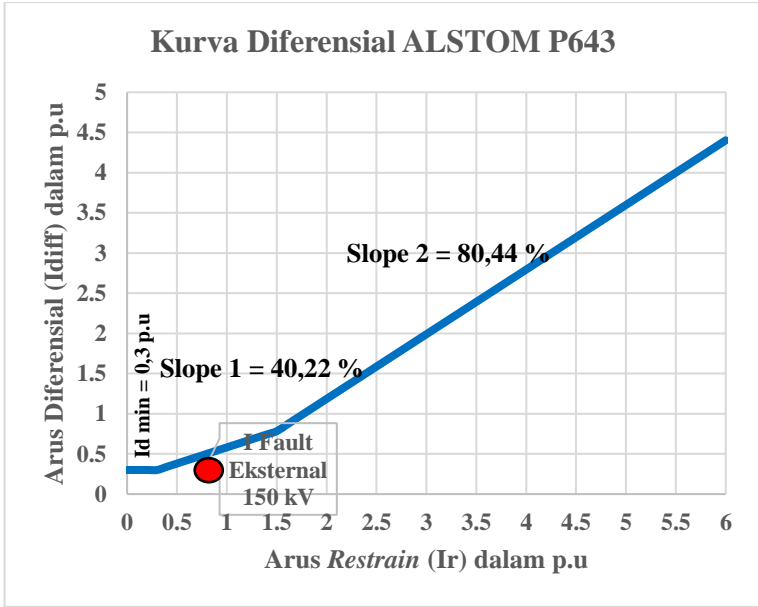
$$= \frac{0.6225 + 0.935}{2} = 0.78A$$

Sedangkan nilai *slope* pada saat gangguan pada bus tegangan 150 kV adalah sebesar

$$Slope = \frac{I_{diff}}{I_r} \%$$

$$= \frac{0.3125}{0.78} \times 100\% = 40.06\%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 40.06 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan eksternal Bus 1 sisi tegangan 150 kV sesuai dengan Gambar 4.15. Dari gambar kurva yang telah didapatkan dapat diketahui kerja dari rele diferensial. Untuk lebih jelasnya kondisi trip atau tidaknya rele tersebut juga dapat diketahui dari kurva pada Gambar 4.16 berikut ini.

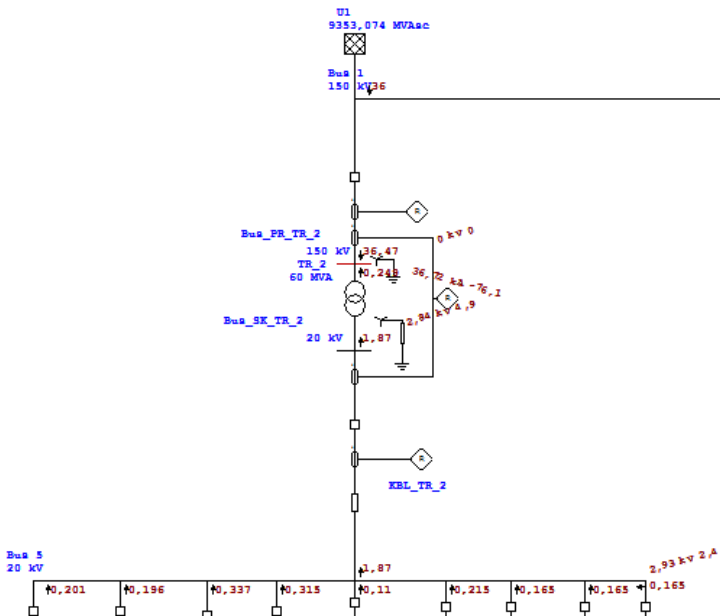


Gambar 4.16 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Eksternal 150 kV

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.16 diatas dapat diketahui bahwa pada saat gangguan eksternal pada sisi tegangan 150 kV titik gangguan dibawah dari kurva kerja rele. Maka bila *fault* tersebut terjadi, rele diferensial tidak akan melakukan trip sesuai dari kurva kerjanya. Namun perlu diperhatikan nilai dari *slope* saat gangguan tersebut terjadi nilainya adalah 40.06 %. Nilai tersebut sangat berhimpit dengan nilai dari *slope* 1 yaitu 40.22%, untuk menghindari kerja rele yang terlalu sensitif lebih baik *setting* diatur 45 – 50% disesuaikan dengan nilai gangguan eksternal lainnya. Setelah diketahui dari kedua gangguan eksternal yang nilainya 40.16 % dan 40.06 %, dapat direkomendasikan untuk kondisi dari *resetting* akan lebih baik lebih dari kondisi beban penuh atau normal. Agar rele diferensial dapat bekerja sesuai dengan harapan bila terjadi gangguan eksternal tidak melakukan trip, namun untuk gangguan internal harus melakukan trip.

4.6.3. Kondisi Saat Gangguan Internal (*Fault Pada Busbar 150 kV*)

Pada saat gangguan internal pada bus 150 kV disini adalah Bus 1 didapatkan besarnya nilai arus gangguannya. Baik di sisi primer dan sisi sekunder trafo. Besar nilainya dari simulasi *software* ETAP 12.6 pada Gambar 4.17 sebagai berikut:



Gambar 4.17 Gangguan Internal Pada Belitan Primer Tegangan 150 kV

Dari Gambar 4.17 diatas didapatkan nilai arus gangguan pada sisi primer dan sekunder adalah sebagai berikut:

$$I_P = 36.47 \text{ kA}$$

$$I_S = 1.87 \text{ kA}$$

Maka besarnya nilai arus yang terukur atau terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar:

$$I_1 = I_P \times \eta \times CT_1$$

$$= 36470 \times \frac{5}{400/5} = 91.18 \text{ A}$$

$$I_2 = I_S \times \eta CT_2$$

$$= 1870 \times \frac{5}{2000/5} = 0.935 A$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_1 - I_2$$

$$= 91.18 - (-0.935) = 92.115 A$$

Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

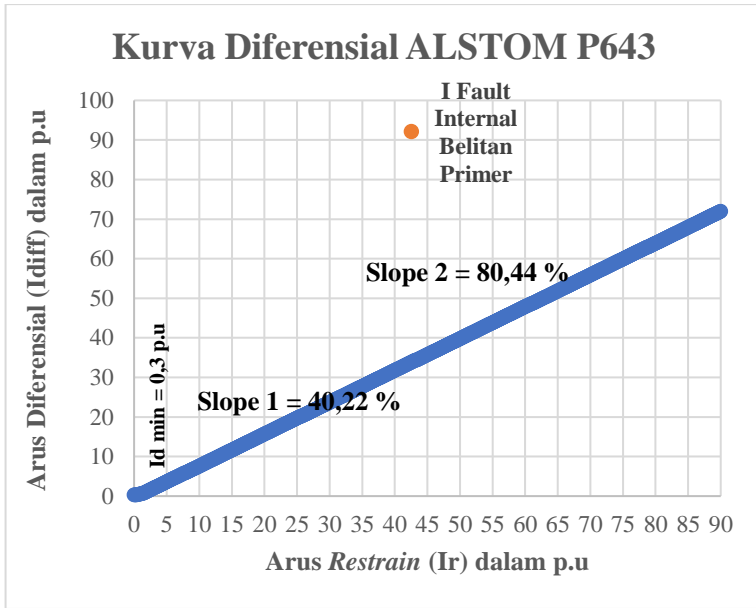
$$= \frac{92.115 + 0.935}{2} = 46.52 A$$

Sedangkan nilai *slope* pada saat gangguan pada belitan primer trafo adalah sebesar

$$Slope = \frac{I_{diff}}{I_r} \%$$

$$= \frac{92.115}{46.52} \times 100\% = 198\%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 198 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan internal belitan primer sisi tegangan 150 kV sesuai dengan Gambar 4.17. Dari gambar kurva yang telah didapatkan dapat diketahui kerja dari rele diferensial. Untuk lebih jelasnya kondisi trip atau tidaknya rele tersebut juga dapat diketahui dari kurva pada Gambar 4.18 berikut ini.

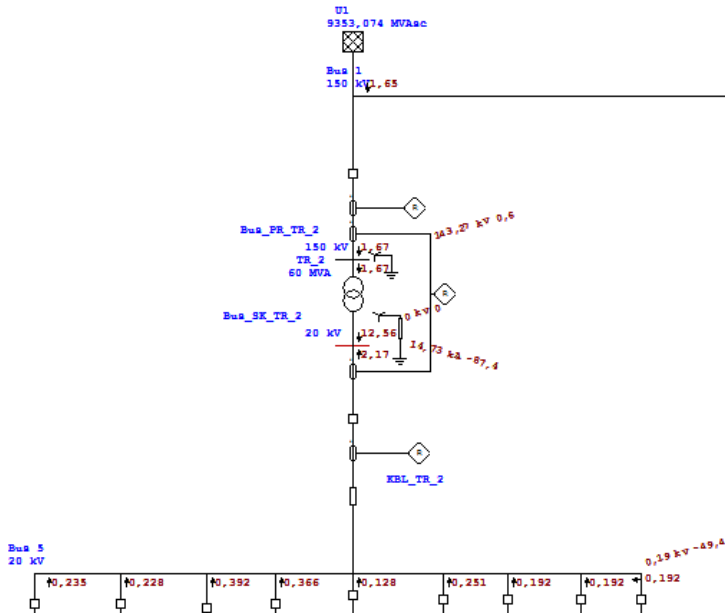


Gambar 4.18 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Internal Belitan Primer

Dari gambar kurva pada Gambar 4.18 diatas didapatkan nilai *slope* pada gangguan internal belitan primer ini sebesar 198 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 % dan *slope* 2 sebesar 80.44 %. Titik gangguan yang terjadi saat gangguan internal belitan primer berada pada sisi atas dari kurva. Maka bila terjadi gangguan internal pada sisi primer trafo dengan tegangan 150 kV rele diferensial pada trafo melakukan trip. Sesuai dengan daerah kerja dari kurva dan fungsinya bila terjadi gangguan internal dengan pada trafo maka rele diferensial ini harus melakukan trip.

4.6.4. Kondisi Saat Gangguan Internal (*Fault* Pada Busbar 20 kV)

Pada saat gangguan internal pada bus 20 kV disini adalah Bus 5 didapatkan besarnya nilai arus gangguannya. Baik di sisi primer dan sisi sekunder trafo. Besar nilainya dari simulasi *software* ETAP 12.6 pada Gambar 4.19 sebagai berikut:



Gambar 4.19 Gangguan Internal Pada Belitan Sekunder Tegangan 20 kV

Dari Gambar 4.19 diatas didapatkan nilai arus gangguan pada sisi primer dan sekunder adalah sebagai berikut:

$$I_P = 1.67 \text{ kA}$$

$$I_S = 12.56 \text{ kA}$$

Maka besarnya nilai arus yang terukur atau terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_P \times \eta CT_1 \\ &= 1670 \times \frac{5}{400/5} = 4.175 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_S \times \eta CT_2 \\ &= 12560 \times \frac{5}{2000/5} = 6.28 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$\begin{aligned} I_{diff} &= I_1 - I_2 \\ &= 4.175 - (-6.28) = 10.455A \end{aligned}$$

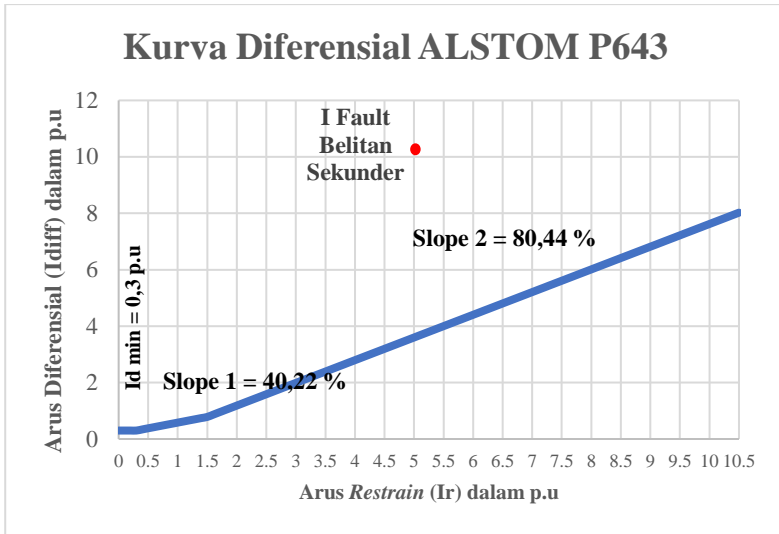
Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$\begin{aligned} I_r &= \frac{I_1 + I_2}{2} \\ &= \frac{4.175 + 6.28}{2} = 5.23A \end{aligned}$$

Sedangkan nilai *slope* pada saat gangguan pada belitan sekunder trafo adalah sebesar

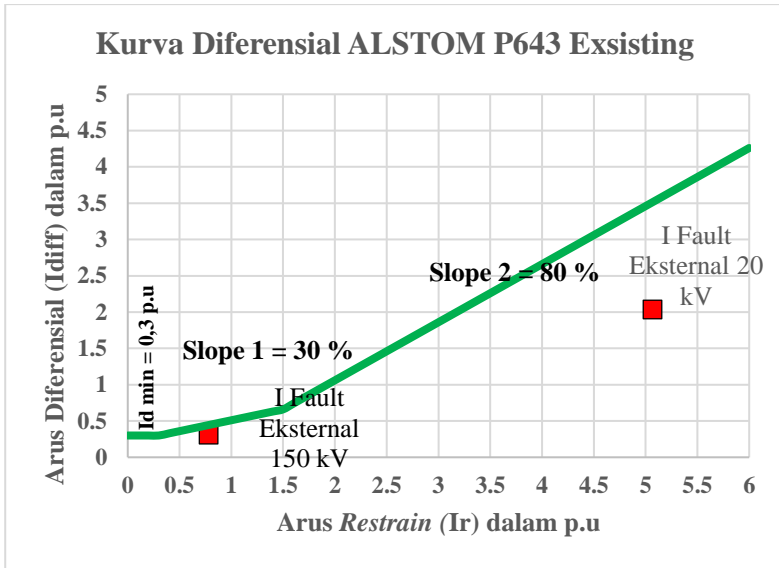
$$\begin{aligned} Slope &= \frac{I_{diff}}{I_r} \% \\ &= \frac{10.455}{5.23} \times 100\% = 199\% \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 199 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan internal belitan sekunder sisi tegangan 20 kV sesuai dengan Gambar 4.19. Dari gambar kurva yang telah didapatkan dapat diketahui kerja dari rele diferensial. Untuk lebih jelasnya kondisi trip atau tidaknya rele tersebut juga dapat diketahui dari kurva pada Gambar 4.20 berikut ini.



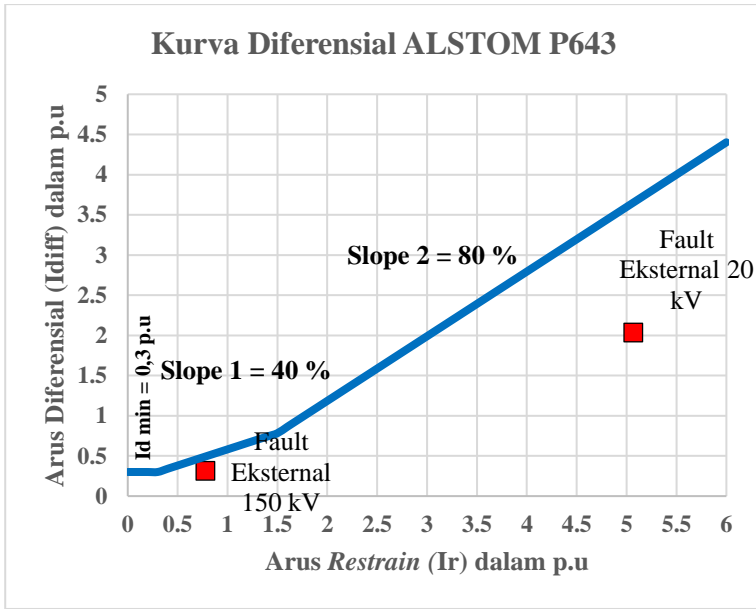
Gambar 4.20 Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Gangguan Internal Belitan Sekunder

Dari gambar kurva pada Gambar 4.20 diatas didapatkan nilai *slope* pada gangguan internal belitan primer ini sebesar 199 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 % dan *slope* 2 sebesar 80.44 %. Titik gangguan yang terjadi saat gangguan internal belitan sekunder berada pada sisi atas dari kurva. Maka bila terjadi gangguan internal pada sisi primer trafo dengan tegangan 20 kV rele diferensial pada trafo melakukan trip. Sesuai dengan daerah kerja dari kurva dan fungsinya bila terjadi gangguan internal dengan pada trafo maka rele diferensial ini harus melakukan trip. Dapat dilihat dari perbandingan data kurva dibawah ini antara keadaan existing dan rekomendasi *setting* berdasarkan nilai gangguannya pada Gambar 4.21 dan Gambar 4.22 berikut ini.



Gambar 4.21 Kurva Karakteristik Rele Diferensial Exsisting Kondisi Gangguan Eksternal

Dari gambar diatas dapat diketahui bahwa pada kondisi exsisting pengaturan *slope* 1 bila terjadi gangguan eksternal terlalu berhimpit dengan titik gangguan tersebut terjadi. Sedangkan rele diferensial sendiri diharapkan akan bekerja bila terdapat gangguan internal yang benar - benar dapat menyebabkan kerusakan trafo. Bila gangguan tersebut termasuk gangguan eksternal maka yang harusnya bekerja adalah rele arus lebih yang terpasang pada bagian gangguan tersebut. Maka rekomendasi untuk *setting slope* 1 dari analisa data gangguan yang ada dapat di *setting* dengan nilai lebih dari 40%. Sesuai dengan Gambar 4.22 berikut ini.



Gambar 4.22 Kurva Karakteristik Rele Diferensial *Resetting* Kondisi Gangguan Eksternal

Dari gambar diatas dapat diketahui bahwa pada kondisi *resetting* lebih aman dibandingkan dengan nilai dari *slope* existing. Nilai *slope* tersebut berdasarkan dari perhitungan nilai gangguan eksternal yang terjadi berdasarkan simulasi. Namun untuk nilai dari *slope* 2 dengan nilai 80% dari hasil perhitungan dan kondisi existing dirasa sudah aman dikarenakan hanya selisih nilai yang tidak signifikan. Selain dari gambar diatas dapat juga dilihat dari Tabel 4.7 data berikut ini.

Tabel 4.10 Perbandingan Setting Rele Diferensial Kondisi Exsisting Dan *Resetting*

Merk Rele	Transformer Protection Data	Exsisting	<i>Resetting</i>
<i>ALSTOM (P643)</i>	<i>Setting Rele</i>	0.3	0.3
	<i>%Slope 1</i>	30%	40%
	<i>%Slope 2</i>	80%	80%

Dari tabel diatas dan analisa yang telah dilakukan, didapatkan rekomendasi bahwa untuk *setting slope 1* disarankan nilainya menjadi 40% dan *slope 2* tetap 80%. Dengan mempertimbangkan nilai titik gangguan eksternal yang terjadi dari data simulasi yang telah dilakukan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan dari hasil simulasi *software* ETAP 12.6 dan analisa dari kondisi existing rele arus lebih, *directional ground* dan diferensial yang telah dilakukan pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut ini:

1. Hasil dari koordinasi rele arus lebih pada kondisi existing didapatkan hasil yang kurang baik dalam memproteksi beberapa peralatan yang ada.
2. Hasil pengaturan dari rele *directional ground* pada kondisi existing didapatkan hasil yang kurang baik dalam nilai NGR untuk daerah Jawa Timur dengan nilai tahanan 500 Ohm.
3. Hasil konfigurasi atau *setting* rele diferensial kondisi existing kurang baik untuk dengan kondisi gangguan eksternal yang sangat mendekati nilai *setting slope* sesuai standar yang digunakan.
4. Dari hasil analisa untuk rele arus lebih, perlu dilakukan *resetting* pada rele tersebut dengan memperhatikan keadaan beban penuh dari trafo atau FLA trafo agar rele tidak mengirim sinyal trip pada CB bila kondisi belum beban penuh. Selain itu rele harus mampu mengamankan kurva kerusakan dari trafo yang dilindungi. Bila tidak ada koordinasi antar rele arus lebih maka akan menyebabkan kerusakan pada peralatan vital pada Gardu Induk yaitu Trafo Tenaga. Untuk *setting grading time* koordinasi antar rele lebih dianjurkan sesuai dengan standar IEEE 242 dengan waktu antara 0.2 – 0.4 detik.
5. Berdasarkan analisa dari rele *directional ground* perlu dilakukan *resetting* dengan memperhatikan nilai arus gangguan fasa ke tanah dan nilai NGR dari trafo. Karena Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) berada pada daerah Jawa Timur dengan nilai tahanan NGR sebesar 500 Ohm, maka nilai dari arus gangguan fasa ke tanah tidak lebih dari 23 A. Sehingga untuk *setting* nilai *instantaneous* dari rele *directional ground* tidak boleh melebihi 50% dari

besarnya nilai arus gangguan tersebut. Sehingga dipilih nilai 11 A untuk nilai *instantaneous*, serta nilai dari kondisi inverse dari rele tidak dilakukan perubahan karena nilai arus sudah diatur dengan nilai yang kecil yaitu 4 A.

6. Dari hasil simulasi *short circuit software ETAP 12.6* dan analisa yang telah dilakukan rele diferensial yang terpasang perlu dilakukan *resetting*. Sesuai dengan Buku Pedoman Pemeliharaan Peralatan Gardu Induk untuk rekomendasi PLN nilai *slope 1* sebesar 25% - 35% dan nilai *slope 2* sebesar 50% - 80%, yang dipilih pada Gardu Induk 150 kV Segoromadu PT PLN (Persero) adalah 30% dan 80%. Namun secara analisa yang telah dilakukan dari perhitungan nilai keadaan normal pada beban penuh dan gangguan eksternal nilai yang direkomendasikan adalah diatas nilai 41% atau 45% - 50% untuk nilai *slope 1*. Untuk nilai dari *slope 2* bisa digunakan nilai *setting* yang sama yaitu 80% atau dikalikan 2 dari nilai *slope 1* yang digunakan.

5.2. Saran

Dari hasil analisa dan evaluasi yang telah dilakukan pada tugas akhir ini didapatkan beberapa masukan berupa saran yang dapat dipertimbangkan sebagai rekomendasi *setting* rele yang lebih baik antara lain adalah:

1. Diperlukan adanya pengaturan ulang atau *resetting* dari rele arus lebih, *directional ground* dan diferensial agar lebih mengamankan peralatan bila terjadi gangguan.
2. Untuk rele arus lebih *resetting* harus memperhatikan keadaan dari kurva kerusakan trafo serta keadaan beban penuh atau FLA trafo tersebut. Agar dalam *setting* lebih didapatkan hasil yang lebih optimal.
3. Dalam *resetting* rele *directional ground* perlu memperhatikan nilai dari tahanan NGR (*Neutral Ground Relay*) yang terpasang pada trafo dan nilai pentanahan daerah tersebut. Serta lebih memperhatikan *grading time* sesuai dengan standar IEEE 242 dengan waktu 0.2 – 0.4 detik, dipilih 0.5 detik untuk memberikan waktu keamanan sisi pelanggan bila terjadi gangguan.
4. Untuk sisi penyulang atau *feeder* karena sering terjadinya gangguan fasa ke tanah dengan nilai arus yang relatif kecil,

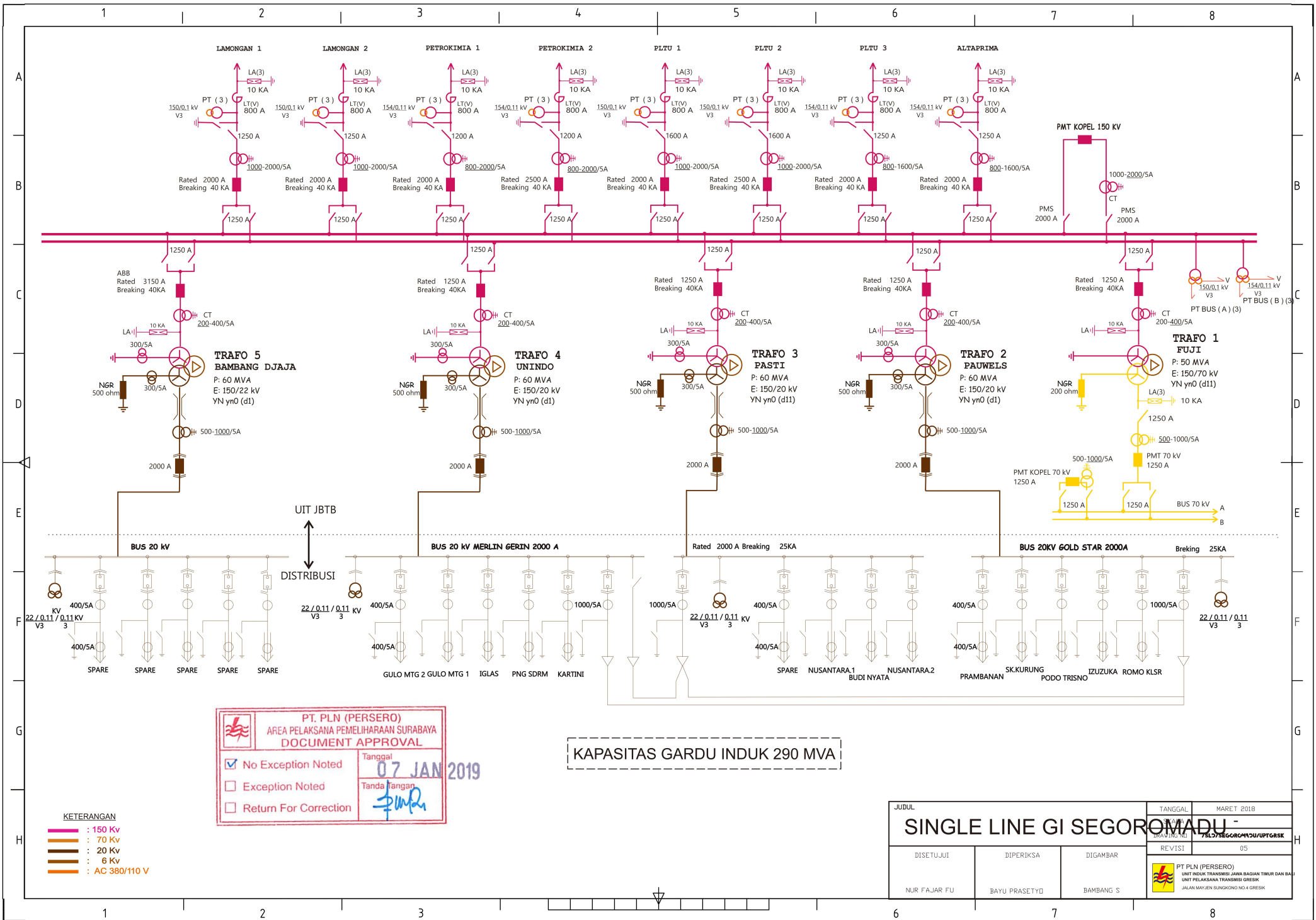
lebih dilakukan pengamanan dari rambatan pohon, utamanya pada penyulang dengan jarak yang jauh dan masih menggunakan konduktor yang belum berisolasi.

5. Berdasarkan perhitungan dan analisa yang dilakukan untuk mendapatkan nilai arus rele diferensial yang lebih akurat dari hasil perbandingan CT (*Current Transformer*) sisi sekunder menggunakan pembanding 1 A bukan 5 A. Dengan nilai perbandingan CT 400 : 1 dan 2000 : 1.
6. *Setting slope* 1 untuk rele diferensial dari hasil analisa dan perhitungan direkomendasikan lebih besar dari 40%. Lebih disarankan dengan nilai 45% dengan mempertimbangkan nilai gangguan eksternal.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

Halaman ini sengaja dikosongkan



PT. PLN (PERSERO)
 AREA PELAKSANA PEMELIHARAAN SURABAYA
 DOCUMENT APPROVAL

No Exception Noted
 Exception Noted
 Return For Correction

Tanggal
07 JAN 2019
 Tanda Tangan
[Signature]

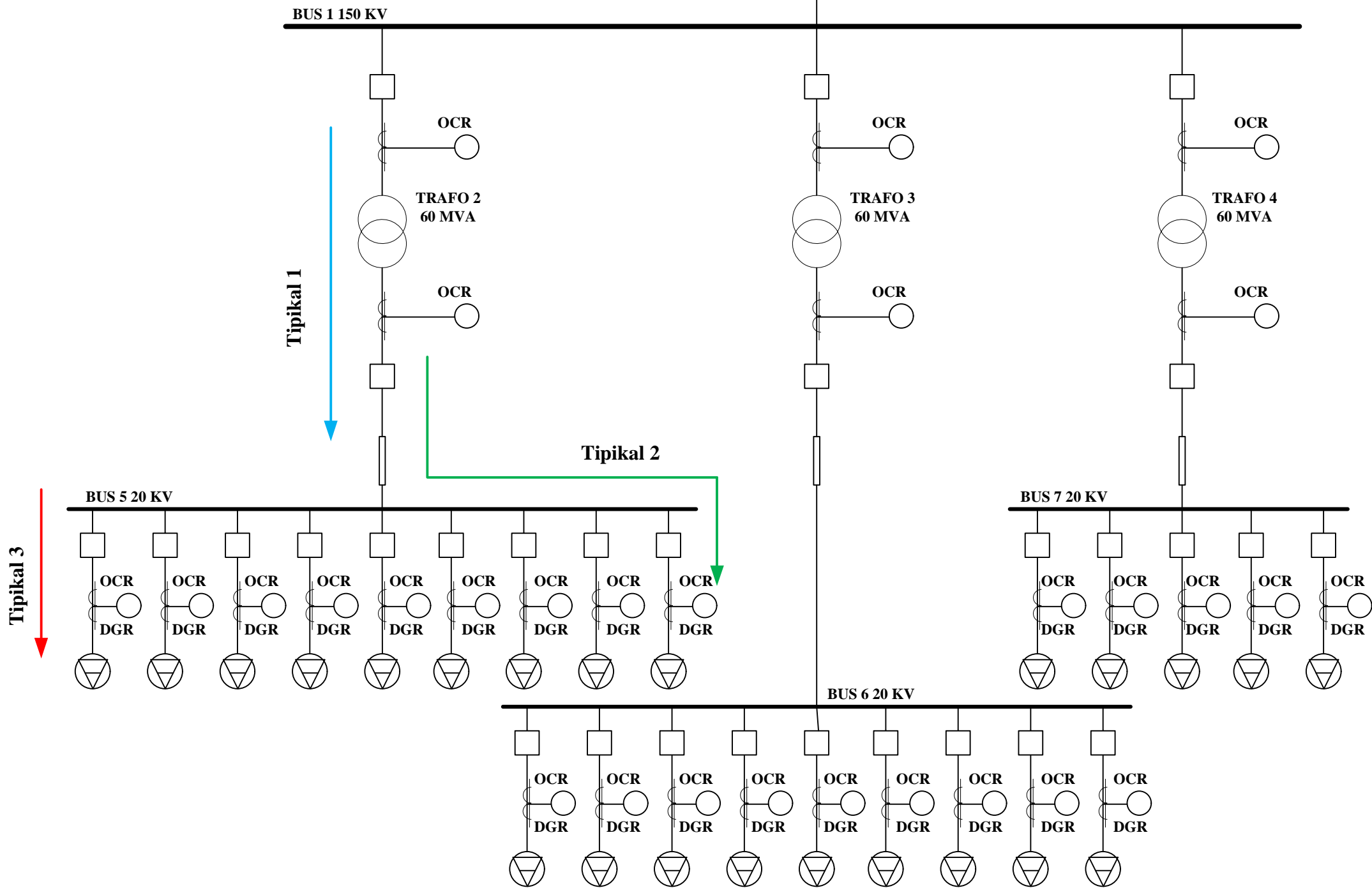
KAPASITAS GARDU INDUK 290 MVA

- KETERANGAN
- : 150 Kv
 - : 70 Kv
 - : 20 Kv
 - : 6 Kv
 - : AC 380/110 V

JUDUL			TANGGAL	MARET 2018
SINGLE LINE GI SEGOROMADU			REVISI	05
DISETUJUI	DIPERIKSA	DIGAMBAR	PT PLN (PERSERO) UNIT INDUK TRANSMISI JAWA BAGIAN TIMUR DAN BARAT UNIT PELAKSANA TRANSISI GRESIK JALAN MAYJEN BUNGGONO NO 4 GRESIK	
NUR FAJAR FU	BAYU PRASETYO	BAMBANG S		

**SINGLE LINE DIAGRAM GARDU INDUK 150 KV SEGOROMADU
PT PLN (PERSERO) TRAFU DAYA TERSAMBUNG PENYULANG
DISTRIBUSI**

U1
9353
MVAsc



DAFTAR PUSTAKA

- [1] Wahyudi R, *Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*. Surabaya: Teknik Elektro, ITS, 2004.
- [2] Ontoseno Penangsang, *Kestabilan Sistem Tenaga Listrik, Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik*, 2nd ed.: Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2008.
- [3] PT PLN (Persero), "Pola Pengaman Sistem Bagian Tiga, Sistem Distribusi 6 kV dan 20 kV," in *SPLN 52-3 Pasal 4*. Jakarta: Perusahaan Umum Listrik Negara, 1983.
- [4] Jr., William D., Stevenson, *Analisis Sistem Tenaga Listrik*, 4th ed., Ir. Kamal Idris, Ed. Jakarta: Erlangga, 1983.
- [5] J.Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, H. Lee Willis, and Muhammad H Rashid, *Protective Relaying-Principles and Applications*, 3rd ed., Kunto. W, Ed., 2012.
- [6] IEEE std 242-2001, "IEEE Recommended Practice for Protection and Cordination of Industrial and Commercial Power System," in *The Institute of Electrical and Electronic Engineering, Inc*, New York, Ch 15, 2001.
- [7] PT PLN (Persero), *Buku Pedoman Pemeliharaan Peralatan Gardu Induk*, 16th ed., Lampiran Surat Keputusan Direksi, Ed. Jakarta: PT PLN (Persero), 2014.
- [8] ALSTOM, "Technical Manual," in *Technical Manual MiCOM P642, P643, P645.*: ALSTOM, 2013, pp. OP 5-17.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI PENULIS



Muhamad Sigit Nurcahyo, lahir di Gresik pada tanggal 11 November 1995. Anak pertama dari dua bersaudar pasangan Naryono dan Jayanah. Penulis memulai jenjang pendidikan di TK Gulomantung pada tahun 1999-2001, melanjutkan sekolah di SD Negeri Gulomantung pada tahun 2001-2007, kemudian masuk ke SMP Negeri 3 Gresik pada tahun 2007-2010 dan tingkat selanjutnya di SMK Negeri 1 Cerme-Gresik. Pada tahun 2013 penulis melanjutkan pendidikan pada tingkat Diploma 3 di Politeknik Elektronika Negeri Surabaya pada tahun 2013-2017 dengan Program Studi D3 Elektro Industri. Selama berkuliah kurang lebih 3.5 tahun di Politeknik penulis aktif dalam berbagai organisasi kemahasiswaan antara lain adalah Organisasi Mahasiswa Daerah dan Badan Eksekutif Mahasiswa. Setelah lulus dari Diploma 3 penulis melanjutkan bekerja selama beberapa bulan di PT. Roman Ceramic International tepatnya berada di Ngoro Industri. Pada tahun 2017 penulis melanjutkan pendidikan pada Program Lintas Jalur S1 Insitut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS). Tepatnya bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro. Penulis dapat dihubungi melalui email muhamadsigitnurcahyo@gmail.com

Halaman ini sengaja dikosongkan