



**TUGAS AKHIR - EE184801**

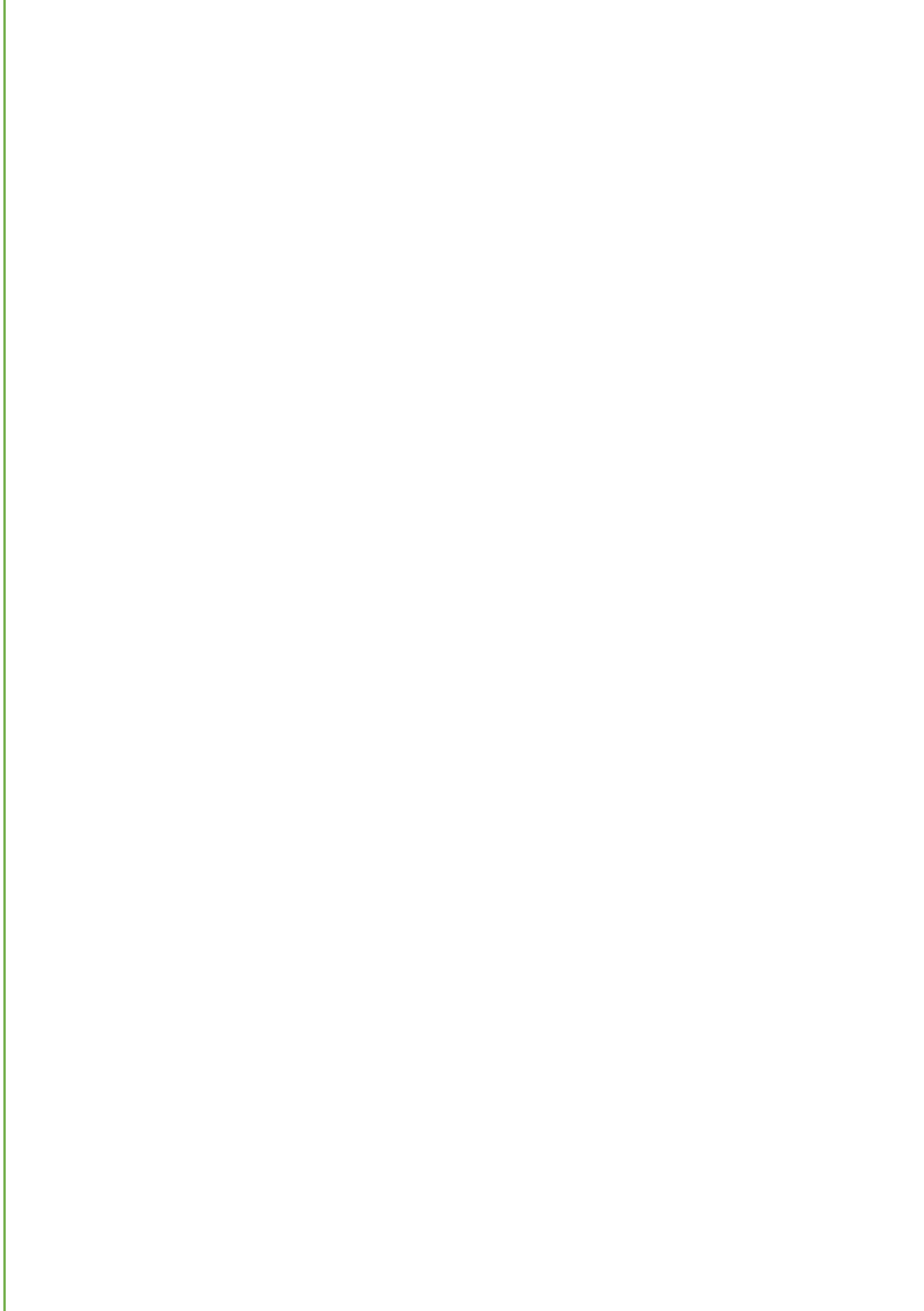
## **EVALUASI SISTEM PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 kV, 70 kV dan 20 kV SEKARPUTIH**

Riska Maulida Rahayu  
NRP 07111645000009

Dosen Pembimbing  
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.  
Dedet C. Riawan, ST., M. Eng., Ph.D.

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









**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - EE184801**

**EVALUASI SISTEM PROTEKSI PADA SISTEM  
KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 kV, 70 kV  
dan 20 kV SEKARPUDI**

Riska Maulida Rahayu  
NRP 0711164500009

Dosen Pembimbing  
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.  
Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.

Departemen Teknik Elektro  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019





**FINAL PROJECT - EE184801**

**PROTECTION EVALUATION SYSTEM ON  
ELECTRICITY SYSTEM IN 150 kV, 70 kV and  
20 kV SEKARPUTIH SUBSTATION**

Riska Maulida Rahayu  
NRP 07111645000009

Advisor  
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.  
Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.

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

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----



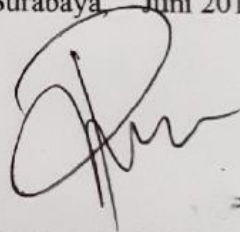
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Evaluasi Sistem Proteksi pada Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

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

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

Surabaya, Juni 2019



Riska Maulida Rahayu

NRP 07111645000009

**EVALUASI SISTEM PROTEKSI PADA SISTEM  
KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 kV, 70 kV dan  
20 kV SEKARPUDI**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

**Bidang Studi Sistem Tenaga Listrik**

**Departemen Teknik Elektro**

**Fakultas Teknologi Elektro**

**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

Dr. Ir. Margo Pujiatara, MT.  
NIP. 196603181990101001

Dodet C. Riawan, ST., M. Eng., Ph.D.  
NIP. 197311192000031001

ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



ITS  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## Evaluasi Sistem Proteksi pada Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih

Nama : Riska Maulida Rahayu

Pembimbing 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.

Pembimbing 2 : Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.

### ABSTRAK

Sistem kelistrikan pada suatu perusahaan menjadi salah satu bagian yang sangat penting. Gangguan pada sistem kelistrikan dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas pelayanan daya listrik. Pada Gardu Induk Sekarputih terdapat permasalahan yaitu apabila terjadi gangguan hubung singkat maka akan terjadi *Circuit Breaker trip* yang tidak berurutan atau tidak sesuai dengan koordinasi relenya. Hal ini diperlukan evaluasi *setting* rele *Overcurrent* pada Gardu Induk Sekarputih agar kinerja rele bisa terkoordinasi dengan baik. Pada *setting* eksisting terdapat *grading time* yang melebihi standar ( lebih dari 0,4 s) sehingga ketika terjadi gangguan yang dekat dengan transformator, dikhawatirkan rele akan bekerja dalam waktu yang cukup lama untuk memerintahkan *Circuit Breaker trip*. Maka telah dilakukan evaluasi dan *resetting* agar mendapatkan nilai *grading* antara 0,2 s – 0,4 s. Dan untuk *time delay* rele di atas transformator menggunakan 0,1 s ketika nilai arus minimal rele sisi primer lebih besar daripada arus maksimum rele sisi sekunder. Pada Gardu Induk ini terdapat 5 transformator yang dimana memiliki rele diferensial (87T), untuk *setting* diferensial diperlukan nilai *slope 1* dan *slope 2* yang mana harus sesuai dengan tipe rele yang digunakan. Rele yang digunakan adalah MICOM P643, tipe inilah yang akan mempengaruhi besar nilai arus restrain. Kemudian evaluasi dilakukan untuk memastikan zona kerja rele diferensial akan bekerja (*trip*) dan tidak bekerja (*non trip*) apabila terjadi gangguan internal atau eksternal transformator.

**Kata Kunci:** Koordinasi proteksi, *Circuit Breaker*, *Overcurrent Relay*, Rele Diferensial

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

***Protection Evaluation System on Electricity System in 150 kV, 70 kV  
and 20 kV Sekarputih Substation***

**Name** : Riska Mauluda Rahayu  
**Advisor 1** : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.  
**Advisor 2** : Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.

***ABSTRACT***

The electrical system in a company is a very important part. Disturbances in the electrical system can result in disruption of the continuity of electric power services. In the Gardu Induk there is a problem, namely if there is a short circuit, there will be a Circuit Breaker trip that is not sequential or not in accordance with the coordination of the relay. It is necessary to evaluate Overcurrent relay settings at Sekarputih Substation so that relay performance can be well coordinated. Then from the existing existing settings there is a grading time that exceeds the standard (more than 0.4 s) so that when a disturbance is close to the transformer, it is feared that the relay will work in a long time to order a Circuit Breaker trip. Then an evaluation and resetting has been done to get the grading value between 0.2 s - 0.4 s. And for the time delay relay above the transformer uses 0.1 s when the primary side minimum relay current value is greater than the secondary side maximum relay current. In this substation there are 5 transformers which have differential relay (87T), for differential settings a slope 1 and slope 2 are needed which must be in accordance with the type of relay used. The relay used is MICOM P643, this type will affect the value of the restrain current. Then the evaluation is done to ensure the differential relay work zone will work (trip) and not work (non trip) in the event of an internal or external interference with the transformer.

***Keywords:*** Protection coordination, Circuit Breaker, Overcurrent Relay, Differential Relay

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji dan syukur atas kehadiran Allah SWT, tak lupa shalawat dan salam senantiasa terlimpahkan kepada junjungan kita Nabi besar Nabi Muhammad SAW, karena atas ridho dan hidayahNya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul :

### **“Evaluasi Sistem Proteksi pada Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih”**

Tugas akhir ini diajukan guna memenuhi persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 Teknik Elektro ITS. Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak berjasa terutama dalam penyusunan Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Segekap keluarga besar terutama suami Budhy Rachmanto serta anak saya Atalaka Budhy Rasendria yang selalu memberikan dukungan, semangat dan doa untuk keberhasilan penulis.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. dan Bapak Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran serta bimbingannya.
3. Seluruh rekan dan teman – teman LJ 2016 dan 2017 terutama prodi Teknik Sistem Tenaga.
4. Dan semua pihak–pihak yang tidak bisa saya sebutkan satu persatu. Semoga Allah SWT memberikan limpahan rahmat dan hidayahnya atas segala kebaikan.

Besar harapan penulis agar Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Juni 2019

Penulis



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# DAFTAR ISI

	HALAMAN
HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN JUDUL .....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
PENGESAHAN .....	vii
ABSTRAK .....	viii
ABSTRACT .....	x
KATA PENGANTAR .....	xii
DAFTAR ISI .....	xiv
DAFTAR GAMBAR .....	xvi
DAFTAR TABEL .....	xviii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan .....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	3
1.6 Sistematika Laporan .....	4
1.7 Relevansi .....	5
BAB II TEORI DASAR .....	7
2.1 Sistem Tenaga Listrik .....	7
2.2 Pengertian Gangguan dan Klasifikasi Gangguan .....	7
2.3 Gangguan Hubung Singkat .....	9
2.3.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga fasa .....	9
2.3.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa .....	9
2.3.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah .....	10
2.4 Sistem Pengaman Tenaga Listrik .....	11
2.5 Rele Arus Lebih ( <i>Over Current Relay</i> ) .....	12
2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu ( <i>Definite</i> ) .....	14
2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Seketika ( <i>Instantaneous</i> ) .....	15
2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik ( <i>Inverse</i> ) .....	15
2.6 Rele Diferensial .....	18

BAB III SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK .....	21
3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Sekarputih.....	21
3.2 Pemodelan Sistem Kelistrikan Gardu Induk .....	23
3.3 Data Transformator Gardu Induk .....	23
3.4 Sistem 70 kV dan 20 kV Gardu Induk Sekarputih .....	24
3.5 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan .....	26
3.5.1 Arus Hubung Singkat Maksimum .....	26
3.5.2 Arus Hubung Singkat Minimum .....	26
BAB IV HASIL SIMULASI DAN EVALUASI .....	28
4.1 Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat .....	28
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Gardu Induk .....	28
4.3 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent .....	28
4.4 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent tipikal 1.....	29
4.5 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent Tipikal 2 .....	38
4.6 Koordinasi Proteksi Rele Diferensial Tipikal 1.....	46
4.6.1 Kondisi saat Gangguan Eksternal 1.....	53
4.6.2 Kondisi saat Gangguan Eksternal 2.....	55
4.6.3 Kondisi saat Gangguan Internal 1 .....	57
4.6.4 Kondisi saat Gangguan Internal 2 .....	59
BAB V PENUTUP .....	61
5.1 Kesimpulan .....	61
5.2 Saran .....	62
DAFTAR PUSTAKA .....	63
LAMPIRAN	
BIODATA PENULIS	

## DAFTAR GAMBAR

	HALAMAN
Gambar 2. 1 Sistem Tenaga Listrik .....	7
Gambar 2. 2 Gangguan Hubung Singkat 3 fasa.....	9
Gambar 2. 3 Gangguan Hubung Singkat 2 fasa.....	10
Gambar 2. 4 Gangguan Hubung Singkat 1 fasa ke tanah .....	10
Gambar 2. 5 Cara kerja Rele.....	11
Gambar 2. 6 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu .....	15
Gambar 2.7 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika .....	15
Gambar 2. 8 Jenis kurva rele arus lebih dengan standart IEEE 242-2001 .....	17
Gambar 2.9 Rangkaian Pemasangan Rele Diferensial.....	18
Gambar 2.10 Karakteristik Rele Diferensial.....	20
Gambar 3. 1 <i>Single Line Diagram</i> Gardu Induk Sekarputih.....	22
Gambar 4. 1 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1.....	29
Gambar 4. 2 <i>Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Eksisting</i> .....	30
Gambar 4. 3 Kurva Rele <i>Overcurrent Resetting</i> .....	36
Gambar 4. 4 <i>Sequence View</i> dari kinerja rele .....	37
Gambar 4. 5 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 .....	38
Gambar 4. 6 <i>Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Eksisting</i> .....	39
Gambar 4. 7 Kurva Rele <i>Overcurrent Resetting</i> .....	45
Gambar 4. 8 <i>Sequence View</i> dari kinerja rele .....	46
Gambar 4. 9 Koordinasi rele diferensial .....	46
Gambar 4. 10 Kurva Karakteristik rele diferensial .....	47
Gambar 4. 11 Kurva Karakteristik rele diferensial kondisi normal.....	5
2	
Gambar 4. 12 Besar arus hubung singkat eksternal sekunder.....	53
Gambar 4.13Gangguan eksternal terjadi dan rele diferensial tidak bekerja .....	54
Gambar 4. 14 Besar arus hubung singkat eksternal primer .....	55
Gambar 4. 15 Gangguan eksternal terjadi dan rele diferensial tidakbekerja .....	56
Gambar 4. 16 Besar arus hubung singkat internal sekunder.....	57
Gambar 4. 17 Gangguan internal terjadi dan rele diferensial bekerja .....	58
Gambar 4. 18 Besar arus hubung singkat internal primer.....	59
Gambar 4. 19 Gangguan internal terjadi dan rele diferensial bekerja .....	60

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## DAFTAR TABEL

### HALAMAN

Tabel 3. 1 Spesifikasi trafo Gardu Induk .....	23
Tabel 3. 2 Spesifikasi trafo Gardu Induk .....	24
Tabel 3. 3 Data beban Gardu Induk .....	24
Tabel 3. 4 Isc maksimum.....	26
Tabel 3. 5 Isc minimum .....	26
Tabel 4. 1 Arus hubung singkat maksimum dan minimum. ....	27
Tabel 4. 2 Perbandingan eksisting dan resetting.....	35
Tabel 4. 3 Perbandingan eksisting dan resetting.....	44
Tabel 4. 4 Perbandingan eksisting dan resetting.....	51

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Gardu Induk Sekarputih beroperasi dibawah pengawasan PT. PLN (Persero) UPT Malang. Pada gardu induk ini mendapatkan suplai dari jalur transmisi sebesar 150 kV kemudian masuk ke trafo step down dan diturunkan menjadi 70 kV (disalurkan ke pelanggan sektor industri) dan ada yang 20 kV untuk disalurkan kepada pelanggan distribusi. Dalam sistem kelistrikannya diperlukan sistem yang dapat menjamin keandalan penyaluran. Semakin besar jumlah gangguan, berarti keandalan sistem makin rendah begitu juga sebaliknya. Salah satu indikator rendahnya keandalan sistem adalah seringnya terjadi kegagalan koordinasi proteksi.

Kegagalan proteksi disebabkan adanya gangguan yang berupa *short circuit*, *overload* dan gangguan lainnya yang dapat menyebabkan peralatan – peralatan menjadi rusak dan sistem kelistrikan menjadi kurang handal. Kebanyakan gangguan yang terjadi disebabkan oleh hubung singkat antar fasa maupun fasa ke tanah. Hubung singkat dapat menimbulkan busur api, untuk mengatasi hal tersebut maka harus dilakukan analisis hubung singkat sehingga dapat ditentukan sistem koordinasi proteksi yang handal untuk sistem baik di pembangkitan, transmisi maupun di distribusi.

Sistem proteksi mempunyai peranan penting dalam keberlangsungan penyaluran tenaga listrik, sistem proteksi ini berfungsi untuk mengamankan peralatan listrik dari kemungkinan kerusakan yang diakibatkan oleh gangguan. *Circuit Breaker* dan *relay* merupakan komponen yang penting dalam sistem proteksi, rele harus tepat dalam mendeteksi gangguan sehingga *circuit breaker* akan segera memisahkan daerah normal dari keadaan abnormal. Maka dibutuhkan sistem koordinasi proteksi yang tepat untuk tetap menjaga stabilitas sistem tetap terjaga.

Untuk mengetahui kinerja sistem koordinasi proteksi pada suatu sistem harus dilakukan pemodelan dan simulasi pada *software* ETAP 12.6.0. Dalam hal ini dibutuhkan data *setting relay* proteksi yang telah diimplementasikan pada sebuah gardu induk yaitu dari Gardu Induk Sekarputih. Dengan adanya data eksisting dapat dilakukan simulasi untuk memastikan nilai *time dial setting* dan besar arus *pick up*. Diharapkan hasil simulasi nantinya bisa mengetahui apakah *setting relay* pada gardu induk tersebut telah ideal dan sudah baik dalam mengatasi gangguan.



## 1.2 **Perumusan Masalah**

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui sistem kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.
2. Membuat pemodelan dan simulasi sistem kelistrikan pada software ETAP 12.6.0.
3. Menganalisis kinerja sistem proteksi eksiting pada Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.
4. Mengetahui nilai arus hubung singkat yang terjadi pada bus – bus Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.
5. Menganalisis sistem koordinasi proteksi rele arus lebih dan rele diferensial dari hasil simulasi pada ETAP 12.6.0

## 1.3 **Batasan Masalah**

Batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Pemodelan dan simulasi pada tugas akhir ini dilakukan menggunakan software ETAP 12.6.0.
2. Data yang digunakan diperoleh dari Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih PT. PLN (Persero).
3. Rele yang dibahas adalah rele arus lebih dan rele diferensial pada trafo .

## 1.4 **Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah:

1. Memodelkan dan menyimulasikan sistem kelistrikan dari Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih pada software 12.6.0
2. Mengetahui kinerja sistem proteksi yang diaplikasikan pada Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih
3. Mengetahui besar arus gangguan maksimal, besar arus gangguan minimal, urutan trip rele dan waktu tunda antar rele.
4. Mengevaluasi koordinasi proteksi pada rele arus lebih dan rele diferensial

## 1.5 Metodologi Penelitian

Proses pengerjaan tugas akhir ini menggunakan metode sebagai berikut :

### 1. **Persiapan dan Studi Literatur**

Studi literatur merupakan langkah awal dengan cara membaca buku, jurnal atau referensi yang berhubungan dengan koordinasi proteksi.

### 2. **Pengumpulan Data**

Pada tahap ini yang harus dilakukan adalah dengan meminta data ke PT. PLN (Persero) UPT Malang sebagai penanggung jawab pemegang data – data gardu induk seperti : single line diagram, data setting rele OCR, data setting rele diferensial dan keseluruhan data – data peralatan pada sistem di Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.

### 3. **Pemodelan Sistem**

Pemodelan sistem atau membuat *single line diagram* menggunakan software ETAP 12.6.0. Kemudian disimulasikan untuk mengetahui koordinasi sistem proteksi yang diterapkan pada sistem kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.

### 4. **Analisis dan Simulasi Sistem**

Pada tahap ini menganalisa *setting* proteksi yang diterapkan dan melakukan *reseting* ulang serta disimulasikan hasil *re-setting* ulang.

### 5. **Kesimpulan**

Pada tahap ini, dapat diperoleh hasil dari melakukan *re-setting* ulang, sehingga dapat dibenahi kesalahan *seting* saat ini yang diterapkan di Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih.

## 1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan Tugas Akhir ini dibagi menjadi lima (5) Bab dengan sistematika sebagai berikut:

### **Bab I      Pendahuluan**

Pada bab I , berisi tentang latar belakang pengambilan judul tugas akhir ini beserta batasan masalah yang akan dibahas pada tugas akhir ini.

### **Bab II     Teori Dasar**

Pada bab II , berisi tentang teori- teori yang membantu penulis untuk menyelesaikan permasalahan yang ada pada tugas akhir ini..

### **Bab III    Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih**

Pada bab III, berisi tentang sistem kelistrikan Gardu induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih, dimulai bagaimana cara beroperasi sistem tersebut, ada berapa banyak trafo yang beroperasi dan berapa beban terpasang pada sistem gardu induk sampai berapa besar arus hubung singkat pada setiap bus.

### **Bab IV    Simulasi dan Analisis**

Pada bab IV, berisi tentang menganalisis seting rele di yang kurang tepat kemudian dievaluasi dan dilakukan *resetting*.

### **Bab V     Penutup**

Pada bagian bab penutup, dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil analisa dan evaluasi.

### 1.7 Relevansi

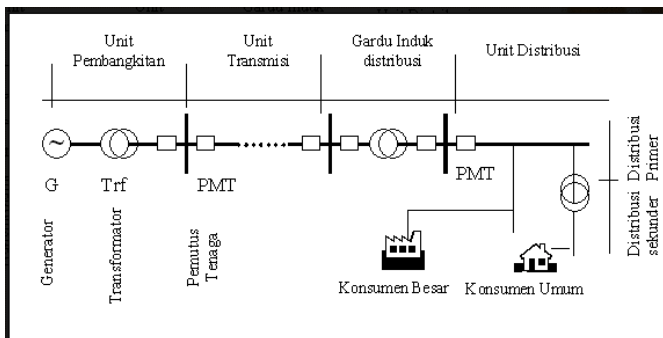
Hasil dari pengerjaan dari tugas akhir ini akan berupa laporan tugas akhir yang membahas tentang evaluasi sistem proteksi pada rele arus lebih dan rele diferensial, sehingga diharapkan bisa menjadi acuan atau referensi dari PT. PLN (Persero) UPT Malang saat melakukan *resetting* pada Gardu Induk Sekarputih baik di level tegangan 150 kV, 70 kV dan 20 kV. Kemudian untuk civitas akademik di kampus semoga tulisan dan laporan tugas akhir ini, akan memberikan sedikit kontribusi serta inspirasi dalam hal koordinasi sistem proteksi yang handal pada suatu sistem kelistrikan.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## BAB II TEORI DASAR

### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sebuah sistem ketenagalistrikan terdiri pembangkit tenaga listrik, sistem transmisi pada tegangan tinggi atau extra tinggi, kemudian sistem distribusi pada tegangan menengah dan tegangan rendah dan yang terakhir utilisasi. Pada pembangkitan tenaga listrik akan dihasilkan oleh pusat pembangkit listrik misal pada PLTA, PLTU, PLTGU dan PLTD kemudian dinaikkan tegangannya melalui trafo step up dan ditransmisikan melalui jalur transmisi tegangan jtinggi dan extra tinggi. Saluran transmisi bisa bertegangan 70 kV, 150 kV bahkan 500 kV (extra tinggi). Setelah melalui jalur transmisi maka masuk di sebuah gardu induk, di gardu inilah tegangan akan diturunkan menggunakan trafo step down. Tegangan diturunkan menjadi 20 kV (tegangan menengah) ke sistem distribusi primer. Dari tegangan inilah kemudian diturunkan lagi menuju tegangan rendah atau jaringan tegangan rendah (JTR), yaitu 380 volt. Konsumen rumah tangga akan berlangganan dengan tegangan ini, berbeda dengan pelanggan di tingkat industri. Kebanyakan menggunakan tegangan 70 kV atau dari sisi 20 kV. Garis besar sistem tenaga listrik bisa dilihat pada **Gambar 2.1**.



**Gambar 2.1** Sistem Tenaga Listrik

### 2.2 Pengertian Gangguan dan Klasifikasi Gangguan

Gangguan merupakan terjadinya kegagalan pada sistem kelistrikan dalam pendistribusian energy listrik sehingga dapat menimbulkan arus gangguan yang dapat memberikan potensi bahaya pada peralatan maupun

pada manusia. Karena adanya gangguan maka sistem menjadi abnormal dan pada masing – masing fasa akan terdapat nilai arus yang tidak setimbang. Berikut penyebab terjadinya gangguan:

- a) Adanya hewan dalam peralatan.
- b) *Overheating* pada peralatan.
- c) Tegangan surja dan faktor alam lainnya.
- d) Kerusakan isolasi karena usia.
- e) Tegangan atau tekanan mekanis pada peralatan.
- f) Akumulasi kelembaban dan kontaminan.
- g) Pemasangan yang kurang baik (kesalahan atau kelalaian dari pada manusia)
- h) Kerusakan material seperti isolator pecah,dll.

Salah satu untuk meminimalisir timbulnya gangguan adalah dengan memberikan sistem koordinasi proteksi yang handal pada sistem tenaga yang akan diproteksi. Langkah awal yang digunakan untuk melakukan proteksi sistem tenaga adalah dengan menganalisa gangguan yang mungkin terjadi dalam sistem dengan tujuan mengetahui benar atau tidaknya urutan koordinasi kerja rele proteksi, waktu rele bekerja dan besar arus gangguan yang dirasakan oleh rele.

Gangguan pada sistem tenaga listrik dilihat dari asalnya dapat dibagi menjadi dua, yaitu gangguan yang berasal dari dalam dan luar sistem.

- a. Gangguan yang berasal dari dalam sistem contohnya kualitas atau usia isolasi yang sudah menurun sehingga bisa menimbulkan arus hubung singkat.
- b. Gangguan yang berasal dari luar sistem contohnya adalah adanya sambaran petir yang tidak langsung diketanahkan sehingga dapat mengganggu sistem.

Kemudian gangguan pada sistem tenaga listrik dilihat dari kesimetrisanya dibagi menjadi dua, yaitu hubung singkat simetris dan hubung singkat tak simetris.

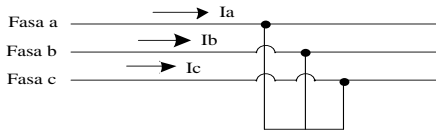
- a. Hubung singkat simetris contohnya hubung singkat tiga fasa dan hubung singkat tiga fasa ke tanah.
- b. Hubung singkat tak simetri adalah hubung singkat yang berada pada salah satu atau dua fasa yang menyebabkan besar nilai dan sudut antar fasanya berbeda. Contoh dari hubung singkat tak simetri adalah hubung singkat satu fasa, hubung singkat dua fasa dan hubung singkat satu fasa ke tanah.

### 2.3 Gangguan Hubung Singkat

Untuk menentukan *setting* rele proteksi maka yang harus diketahui pertama adalah besar arus hubung singkat. Gangguan hubung singkat dapat diklasifikasikan sebagai berikut.

#### 2.3.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga fasa

Gangguan hubung singkat tiga fasa termasuk dalam kategori hubung singkat simetris maka saat setelah terjadi gangguan setiap fasanya mempunyai besar nilai yang sama serta sudut antar fasanya nilainya juga sama.



**Gambar 2.2** Gangguan hubung singkat 3 fasa

Untuk mengetahui besar arus yang dihasilkan dari hubung singkat tiga fasa dapat dicari dengan rumus sebagai berikut:

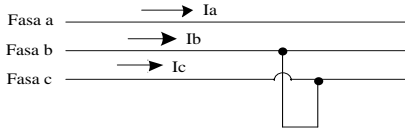
$$I_{SC\ 3\phi} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.1)$$

$I_{SC\ 3\phi}$  = arus hubung singkat tiga fasa  
 $V_{LN}$  = tegangan *line to neutral*  
 $X_1$  = reaktansi urutan positif

#### 2.3.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Gangguan hubung singkat dua fasa termasuk dalam hubung singkat tak simetris, gangguan hubung singkat ini disebabkan ketika antar fasanya saling terhubung. Arus yang dihasilkan pada gangguan hubung singkat ini lebih kecil dibanding dengan tiga fasa sehingga arus hubung singkat ini digunakan sebagai arus hubung singkat minimum untuk koordinasi proteksi.





**Gambar 2.3** Gangguan hubung singkat 2 fasa

Untuk mengetahui besar arus hubung singkat dua fasa, dapat dicari menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC\ 2\emptyset} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} \times V_{LN}}{2 \times X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{SC\ 3\emptyset} \approx 0,866 \times I_{SC\ 3\emptyset} \quad (2.2)$$

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

$I_{SC\ 3\emptyset}$  = arus hubung singkat tiga fasa

$V_{LL}$  = tegangan *line to line*

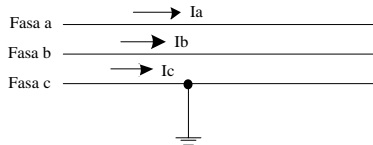
$V_{LN}$  = tegangan *line to netral*

$X_1$  = reaktansi urutan positif

$X_2$  = reaktansi urutan negatif

### 2.3.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah termasuk dalam hubung singkat tak simetris, hubung singkat ini terjadi ketika salah satu fasa dari ketiga fasa terhubung ke tanah, sehingga nilai setiap fasa dan sudut antar fasa berbeda.



**Gambar 2.4** Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah

Untuk mengetahui besarnya arus hubung singkat satu fasa ke tanah, dapat menggunakan rumus sebagai berikut:

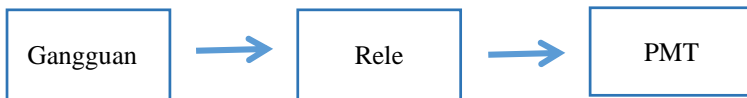
$$I_{SC\ 1\emptyset} = \frac{3 \times V_{LN}}{X_0 + X_1 + X_2} \quad (2.3)$$

- $I_{SC1\phi}$  = arus hubung singkat satu fasa ke tanah
- $V_{LN}$  = tegangan *line to neutral*
- $X_0$  = reaktansi urutan nol
- $X_1$  = reaktansi urutan positif
- $X_2$  = reaktansi urutan negatif

#### 2.4 Sistem Pengaman Tenaga Listrik

Sistem pengaman berfungsi sebagai pemisah antara bagian yang terganggu atau abnormal 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.

Pada sistem pengaman tenaga listrik diperlukan sebuah komponen yaitu rele. Tugas rele adalah untuk merasakan apabila terdapat arus gangguan, jadi intinya rele hanya bekerja saat keadaan abnormal. Ketika terjadi gangguan maka rele akan bekerja dan memerintahkan CB (Circuit Breaker) atau PMT (pemutus) untuk membuka, sehingga gangguan akan dihilangkan dan peralatan terlindungi. Berikut skema bekerjanya rele :



**Gambar 2.5** Cara kerja rele

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 ketidaknormalan atau gangguan di dalam daerah yang diproteksinya. Rele harus cukup peka dalam mengidentifikasi adanya gangguan minimum. Kepekaan rele diartikan sebagai kemampuan merespon bila kondisi kerja cenderung menyimpang dari kondisi kerja normal.

## 2. Selektivitas

Jadi rele harus dapat membedakan apakah gangguan terletak di kawasan pengamanan utamanya sehingga rele harus bekerja cepat atau terletak di sesi 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.

## 4. Kecepatan

Ketika terjadi gangguan, komponen proteksi 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. Sisi ekonomis perlu dipertimbangkan setelah aspek teknis telah terpenuhi untuk kelayakan operasi peralatan.

Ada beberapa macam rele yang dibahas pada tugas akhir ini antara lain: rele arus lebih (*overcurrent relay*) dan rele diferensial. Berikut adalah penjelasan masing-masing rele.

### 2.5 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Rele arus lebih digunakan untuk mengamankan beberapa gangguan fasa yang diakibatkan adanya arus melebihi nilai batas nominalnya antara lain gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Rele arus lebih akan mendeteksi kenaikan besaran arus yang melalui suatu jaringan dengan bantuan trafo arus (*Current transformer*). Rele akan beroperasi ketika arus yang mengalir pada fasa

dirasakan oleh CT melebihi batas *setting* yang telah di iijinkan. Rele arus lebih akan bekerja apabila memenuhi keadaan sebagai berikut:

$I_f > I_{pp}$  rele bekerja (*trip*)

$I_f < I_{pp}$  tidak bekerja (blok)

Dimana :

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

$I_p$  : arus *pick up* sebagai parameter harga arus maksimal yang dinyatakan menurut gulungan sekunder trafo arus (CT) [7].

Rele arus lebih termasuk rele yang sederhana, murah dan mudah untuk *setting*nya. Berikut perhitungan untuk menentukan  $I_{set}$  rele pada *Lowset* :

$$1,05 \times I_{FLA} \leq I_{set} \leq 1,4 \times I_{FLA} \quad (2.4)$$

$$Tap = \frac{I_{set}}{nCT} \quad (2.5)$$

$$I_{aktual} = I_{set} = Tap \times nCT \quad (2.6)$$

dimana :

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

$Tap$  = arus *pick up setting* rele

$I_{set}$  = arus *setting* aktual

$nCT$  = rasio CT.

Pada penyetelan rele arus lebih juga harus memperhatikan *setting* pada sisi *Highset* seperti pada persamaan 2.7 berikut.

$$1,6I_{FLA} \leq I_{set} \leq 0,8I_{SC \min} \quad (2.7)$$

dimana :

$I_{FLA}$  = arus beban penuh atau maksimum

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

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

Untuk *setting* pengaman *feeder* yang dipisahkan oleh sebuah trafo, pengaturan *time delay* pada rele pengaman primer trafo kembali ke 0,1 detik, dengan syarat :

$$I_{sc \text{ maksimum sekunder}} < I_{sc \text{ minimum primer}} \quad (2.8)$$

Hal ini dilakukan untuk menghindari besarnya arus hubung singkat minimum dua fasa jika ada gangguan pada sisi primer trafo.

Untuk operasi yang selektif, apabila terdapat beberapa rele arus lebih pada suatu jaringan radial. Maka rele pada ujung yang terjauh dari sumber harus disetel untuk dapat bekerja pada waktu yang sesingkat mungkin.

*Setting* waktu kerja rele yang perlu dipertimbangkan yaitu kecepatan dan selektivitas kerja dari rele sehingga rele tidak salah operasi. Yang harus diketahui dari karakteristik rele untuk *setting* waktu yaitu harus di hitung 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.

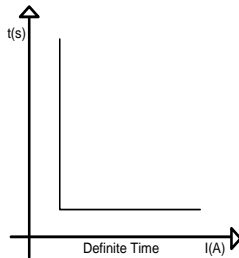
Waktu operasi dari rangkaian pengaman merupakan yaitu waktu yang diperlukan untuk rele mulai *pick-up* sampai kontak pemutus tenaga terbuka. Berdasar IEEE STD 242 waktu operasi rangkaian pengaman untuk rele statik adalah :

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 *grading time* untuk rele biasanya digunakan = 0,2 – 0,4.

### **2.5.1 Arus Lebih Waktu Tertentu ( *Definite* )**

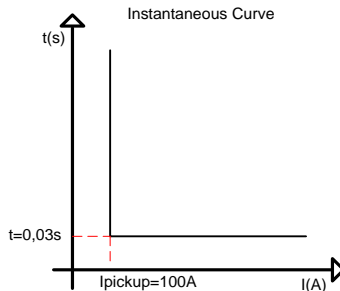
Rele ini akan bekerja ketika terdapat arus gangguan dengan waktu tertentu untuk segera mengirimkan sinyal untuk membuka CB, jika rele tersebut gagal mengamankan gangguan, maka rele pengaman yang lain akan bekerja sesuai rele pertama setelah waktu tunda dari rele pertama ke rele kedua berakhir.



**Gambar 2. 6 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu**

### 2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantaneous*)

Rele arus lebih waktu seketika ini bekerja langsung ketika terdapat arus gangguan atau dapat dikatakan tanpa ada waktu tunda. Saat terdapat arus gangguan yang melebihi setting, maka rele ini akan bekerja antara 0,01 – 0,04 detik , dari penjelasan diatas dapat dilihat seperti Gambar 2.7



**Gambar 2. 7 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika**

### 2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse*)

Cara kerja rele arus lebih waktu terbalik tergantung dengan berapa besar arus gangguan tersebut, ketika terjadi arus gangguan yang besar maka rele ini akan segera memberikan perintah kepada CB untuk membuka , akan berbeda ketika besar arus gangguan kecil, maka rele ini akan aktif relatif lebih lama untuk memberikan perintah kepada CB untuk membuka. Ada beberapa jenis rele arus lebih waktu terbalik, antara lain : *Inverse, Long Time Inverse, Short Time Inverse, Very Inverse, Extremely Inverse.*

a. *Long Time Inverse*

Pada kurva *Long Time Inverse* mempunyai bentuk yang paling landai jika dibandingkan dengan jenis kurva yang lain, secara umum kurva jenis ini difungsikan untuk mengamankan trafo dan motor.

$$td (s) = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^1 - 1} \times \left(\frac{t}{T}\right) \quad (2.9)$$

b. *Normal Inverse*

Pada kurva *Normal Inverse* mempunyai bentuk yang tidak terlalu curam dan juga tidak terlalu landai jika dibandingkan dengan jenis kurva yang lain, secara umum kurva jenis ini difungsikan sebagai standar koordinasi

$$td (s) = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^{0.02} - 1} \times \left(\frac{t}{T}\right) \quad (2.10)$$

c. *Very Inverse*

Pada kurva *Very Inverse* mempunyai bentuk lebih curam jika dibandingkan dengan jenis kurva *Normal Inverse*, secara umum kurva jenis *Very Inverse* mempunyai fungsi jika besarnya arus gangguan tidak terlalu jauh dari arus gangguan sebelumnya, maka kurva jenis ini mempunyai waktu tunda yang lebih lama jika dibandingkan dengan jenis kurva *Long Time Inverse* atau *Normal Inverse*.

$$td (s) = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^1 - 1} \times \left(\frac{t}{T}\right) \quad (2.11)$$

d. *Extremely Inverse*

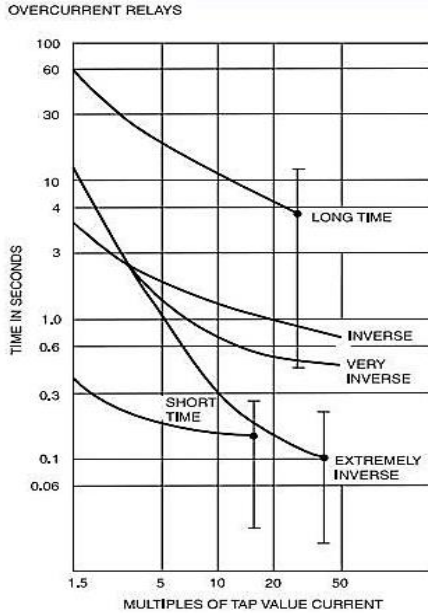
Pada kurva *Extremely Inverse* mempunyai bentuk yang lebih curam jika dibandingkan jenis kurva *Very Inverse*, kurva jenis ini mempunyai fungsi yang mirip dengan kurva *Very Inverse*, hanya saja kurva jenis ini memiliki waktu tunda yang lebih panjang.

$$td (s) = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^2 - 1} \times \left(\frac{t}{T}\right) \quad (2.12)$$

Keterangan:

- td : *Time Delay* / Waktu Tunda (detik)
- I : Nilai Arus Gangguan Maksimal (Ampere)
- $I_S$  : Nilai Arus *pick-up* rele (110 -120% dari  $I_N$ )
- $t/T$  : *Time Multiplier Setting*

Semua penjelasan tentang jenis kurva rele, dapat dilihat pada Gambar 2.8



**Gambar 2. 8** Jenis Kurva Rele Arus Lebih dengan Standart IEEE 242-2001

Pada tugas akhir ini menggunakan rele tipe MICOM P12\*, untuk rumus mencari waktu tunda sebagai berikut:

$$t = T \times \left( \frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \right) \quad (2.8)$$

Dimana :

- t = Waktu operasi
- K = Faktor (lihat tabel)
- I = Nilai arus yang terukur
- $I_s$  = Nilai arus pick-up
- $\alpha$  = Faktor (lihat tabel )



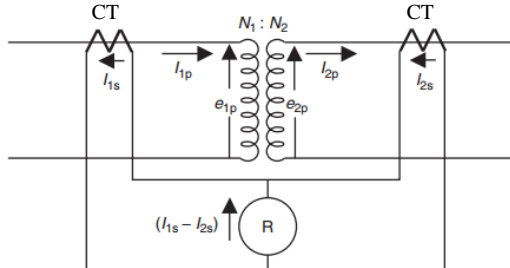
- L = Konstanta ANSI/IEEE ( 0 untuk IEC dan RECT )  
 T = Pengaturan waktu mulai 0,025 sampai 1,5

**Tabel 2. 1** Tabel Standar Kurva

Tipe Kurva	Standard	K faktor	A faktor	L faktor
<i>Standard Inverse</i>	IEC	0,14	0,02	0
<i>Very Inverse</i>	IEC	13,5	1	0
<i>Extremely Inverse</i>	IEC	80	2	0

## 2.6 Rele Diferensial

Rele diferensial merupakan salah satu jenis rele yang berfungsi untuk mengamankan transformator atau peralatan, mengamankan dari arus gangguan hubung singkat dan untuk menimalisir terjadinya kerusakan pada transformator. Rele ini akan bekerja dengan cara mensensing arus dari sisi primer dan sekunder transformator. Berikut gambaran pemasangan rele diferensial pada sebuah transformator :



**Gambar 2.9** Rangkaian Pemasangan Rele Diferensial

Berdasarkan Gambar 2.9, sebuah transformator daya dengan perbandingan rasio belitan dan arus sebagai berikut:

$$N_1 I_{1p} = N_2 I_{2p} \quad (2.9)$$

Dimana  $N_1$  dan  $N_2$  merupakan jumlah belitan sisi primer dan sekunder, pada kedua sisi akan menghasilkan nilai yang terbaca CT (*Current Transformer*)  $i_{1s} = i_{2s}$ . Persamaan 2.9 akan berlaku pada transformator dalam keadaan normal. Tetapi apabila terjadi gangguan internal pada transformator, kondisi diatas tidak berlaku. Karena besar nilai gangguan

akan mempengaruhi nilai  $i_{1s}$  dan nilai  $i_{2s}$ . Perbedaan antara nilai arus  $i_{1s}$  dan  $i_{2s}$  disebut arus diferensial ( $i_D$ ).

Berikut persamaan untuk mencari besar arus diferensial:

$$i_D = i_{1s} - i_{2s} \quad (2.10)$$

Dimana :

$i_D$  = arus diferensial

$i_{1s}$  = arus yang terbaca sisi primer

$i_{2s}$  = arus yang terbaca sisi sekunder

Pada tugas akhir ini menggunakan rele diferensial *Low Impedance*, rele jenis ini juga dikenal dengan jenis *Biased Percentage* dimana terdapat *Restraining Coil* (RC) dan *Operating Coil*. Pada Gambar 2.9, menggunakan CT dengan rasio berbeda. Tetapi dengan rele tipe MICOM P64\* tidak diperlukan kompensasi CT. Karena error *mismatch* kurang dari 5 %.

Proses *setting* diferensial juga dibutuhkan nilai arus *Restraint*, arus ini dapat didefinisikan sebagai nilai rata-rata arus sisi primer dan sisi sekunder yang dapat dirumuskan sebagai berikut :

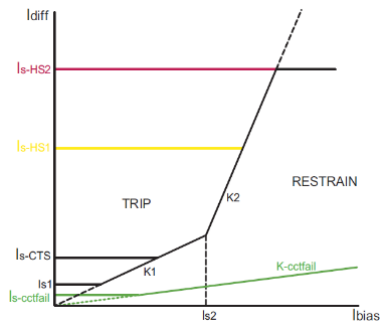
$$i_r = \frac{i_{1s} + i_{2s}}{2} \quad (2.11)$$

Persamaan 2.11 tidak berlaku apabila rele diferensial yang digunakan adalah tipe lain. Setelah nilai arus diferensial dan arus *restraint* ditentukan maka harus menentukann nilai *slope* untuk membagi zona kerja rele diferensial. Karena rele diferensial akan beroperasi saat  $i_D \geq Ki_r$ , dimana K adalah nilai persentase / Slope, yang terdiri dari 10%, 20%, dan 40%. Rele dengan nilai Slope 10% akan lebih sensitif dibandingkan rele dengan Slope 20% maupun 40%. Berikut persamaan untuk menghitung nilai slope :

$$slope_1 = \frac{i_D}{i_r} \times 100\% \quad (2.12)$$

$$slope_2 = \left( \frac{i_D}{i_r} \times 2 \right) \times 100\% \quad (2.13)$$

Karakteristik slope pada rele diferensial tersebut ditunjukkan seperti gambar dibawah ini :



**Gambar 2.10** Karakteristik Rele Diferensial

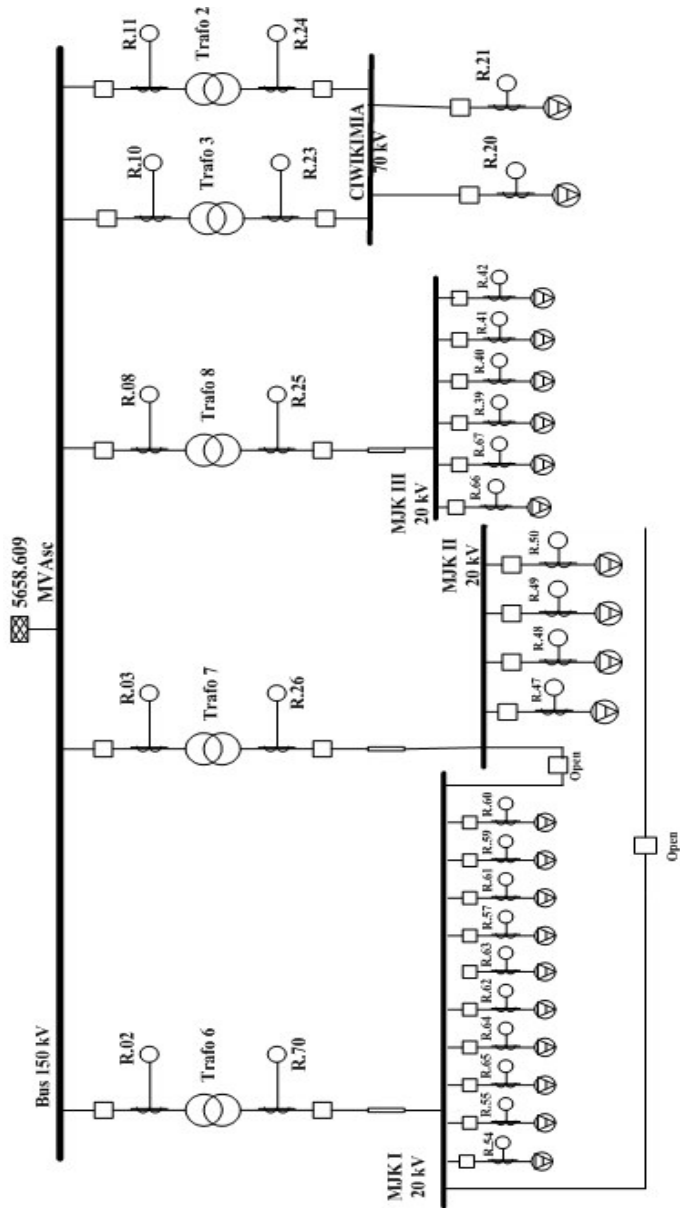
Pengoperasian rele diferensial ditunjukkan seperti pada Gambar 2.10 dimana slope rele bekerja pada Zona Trip (*Trip Zone*). Rele sendiri memiliki *setting* Arus ( $I_{pp}$ ) yang sangat rendah: umumnya berkisar 0.25 A. Hal ini bertujuan untuk meminimalisir adanya residual CT *error* pada nilai arus beban rendah. Tetapi untuk *setting* arus pick up PLN sebesar 0,3 A.

## **BAB III**

### **SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih PT. PLN (Persero)**

#### **3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV,70 kV dan 20 kV Sekarputih PT. PLN (Persero)**

Pada bab ke III dalam tugas akhir ini akan membahas tentang data sistem kelistrikan yang terpasang atau keadaan *existing* di Gardu Induk Sekarputih. Input data yang dilakukan berupa data : nilai MVAsc di grid, spesifikasi transformator, setting rele OCR dan diferensial, maupun *lump load*. Untuk gambar *single line diagram* di **Gambar 3.1** (halaman berikutnya)



Gambar 3. 1 Single Line Diagram Gardu Induk 150 kV, 70 kV, dan 20 kV Sekarputih

Dapat dilihat single line diagram bahwa gardu induk ini, disuplai dari beberapa transmisi 150 kV yang dimana dimodelkan dalam bentuk sumber grid dengan kapasitas MVA sc sebesar 5658,609 karena Isc maksimum pada gardu induk tersebut sebesar 21,78 kA. Sehingga tegangan pada Bus A sebesar 150 kV, kemudian diturunkan oleh trafo 6,7 dan 8 ke 20 kV dengan kapasitas trafo 60 MVA. Jadi bus MJK I, MJK II dan MJK III bertegangan 20 kV. Pada trafo 2 dan 3 dengan kapasitas 50 dan 60 MVA tegangan 150 kV diturunkan menjadi 70 kV sehingga Bus Ciwikimia bertegangan 70 kV.

### 3.2 Pemodelan sistem Kelistrikan Gardu Induk

Pemodelan sistem kelistrikan akan menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Pemodelan sistem berupa gambar *single line diagram* yang berisi tentang peralatan-peralatan yang digunakan beserta data dari peralatan. Peralatan –peralatan ini yang seharusnya dilindungi ketika terjadi gangguan hubung singkat, data data untuk melengkapi *single line diagram* antara lain : transformator, *lumped load*, *current transformer*, rele.

Ketika pemodelan sudah jadi, maka langkah selanjutnya adalah mencari nilai nilai FLA (*Full load Amper*), hubung singkat minimum dan hubung singkat maksimum. Nilai-nilai tersebut didapatkan dengan cara melakukan simulasi. Nilai-nilai tersebut dapat digunakan untuk melakukan setting rele, untuk lebih rinci, nilai FLA dapat digunakan untuk setting rele pada kurva *inverse*, nilai hubung singkat minimum dapat digunakan sebagai pembatas  $I_{set}$  untuk mendapatkan  $I_{pick-up}$  kurva *Instantaneous*, sedangkan untuk nilai hubung singkat maksimum dapat digunakan untuk mencari *time dial*.

### 3.3 Transformator pada Gardu Induk Sekarputih

Gardu Induk Sekarputih memiliki 5 Transformator dengan masing-masing kapasitas, adapun untuk spesifikasi peralatan tersebut sebagai berikut :

**Tabel 3.1** Spesifikasi trafo 150/20 kV di Gardu Induk Sekarputih

<b>BAY TRANSFORMATOR 6,7,8</b>	
Manufaktur	PAUWELS
Kapasitas	60 MVA
Tegangan Operasi	150 / 20 KV
Arus	231 / 1732 A

**Tabel lanjutan 3.1**

Impedansi	12.38 %
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	YNyn0(d1)
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF

**Tabel 3.2 Spesifikasi 150/70 kV di Gardu Induk Sekarputih**

<b>BAY TRANSFORMATOR 2,3</b>	
Manufaktur	PAUWELS
Kapasitas	60 MVA
Tegangan Operasi	150 / 70 KV
Arus	192,5 / 412,4 A
Impedansi	9,64%
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	YNyn0(d1)
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF

### 3.4 Sistem 70 kV dan 20 kV pada Gardu Induk Sekarputih

Dalam menyalurkan energi listrik ke setiap *feeders*/penyulang digunakan sistem distribusi dengan topologi radial, hal ini bertujuan untuk mempermudah koordinasi proteksi, selain itu topologi radial pun lebih sederhana dan ekonomis secara konstruksi. Namun di sisi lain saat terjadi gangguan pada salah satu bus *feeders*/penyulang suplai menuju beban akan terputus. Karena pada topologi ini satu penyulang hanya disuplai oleh satu saluran. Adapun beban pada Gardu Induk Sekarputih umumnya adalah beban residential. Dimana dari total 21 Penyulang hanya terdapat 15 Penyulang yang aktif. Berikut rincian data beban tiap penyulang pada Bulan Agustus 2018 :

**Tabel 3.2 Data Beban pada Gardu Induk Sekarputih**

<b>TRAFO 6</b>	kV	I (Maks. 400A)	MVA
R54. Hayam Wuruk	20	197	6.824
R55. Benteng Pancasila	20	229	7.933
R65. Kemlagi	20	250	13.856
R64. Brantas	20	28,87	1
R62. Dragon	20	186	6.443

**Tabel lanjutan 3.2**

R63. Pacet	20	150	5.196
R57. Mlirip	20	141	4.884
R61. Gedangan	20	29	1
R59. R.Pamuji	20	171	5.924
R60. Mertex	20	169	5.854
<b>TRAFO 7</b>			
R47. Bangsal	20	284	9.838
R48. Mojopahit	20	225	6.824
R49. Meri	20	201	6.963
R50. Empunala	20	244	8.452
<b>TRAFO 8</b>			
R66. Wates	20	137	4.746
R67. LY 1	20	254	8.799
R39. LY2	20	271	9.388
R40. Sumberwono	20	306	10.6
R41. Tanjungan	20	299	10.358
R42. LY3	20	263	9.111
<b>TRAFO 2 &amp; 3</b>			
R.20 CIWIKIMIA	70	320	38.978
R.21 CIWIKIMIA	70	320	38.978

### 3.5 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan Gardu Induk Sekarputih

Arus hubung singkat pada sistem kelistrikan dibagi menjadi 2 yaitu arus gangguan hubung singkat minimum dan arus gangguan hubung



singkat maksimum. Arus hubung singkat maksimum yaitu besar arus gangguan 3 fasa saat 4 cycle. Arus yang dihasilkan dari gangguan ini dapat digunakan untuk mencari nilai *Time dial* pada kurva, Sedangkan arus gangguan minimum yaitu arus gangguan antar fasa, untuk nilai arus gangguan minimum dapat digunakan sebagai acuan *setting* rele data yang digunakan yaitu data tiap saluran sedangkan data tiap Bus seperti pada tabel adalah data arus gangguan maksimum dengan mempertimbangkan arus kontribusi dari setiap saluran.

### 3.5.1 Arus Hubung Singkat Maksimum

Data arus hubung singkat maksimum ada pada tabel berikut :

**Tabel 3.3 Isc maksimum**

No	ID BUS	Voltage ( kV )	Arus hubung singkat maksimum (kA)
1	Bus A 150 kV	150	21.78
2	Bus MJK I	20	12.9
3	Bus MJK II	20	13.3
4	Bus MJK III	20	13.1
5	Bus CIWIKIMIA	70	3.92

### 3.5.2 Arus Hubung Singkat Minimum

Data arus hubung singkat minimum yaitu besar arus gangguan *line to line* ketika *steady state*. Besar arus yang dihasilkan dari gangguan ini dapat digunakan sebagai *setting* rele *overcurrent* untuk kurva *instantaneous*, untuk kurva *instantaneous* arus ini digunakan sebagai batas range pemilihan Iset nya untuk menentukan *pick-up* kurva *instantaneous*, beriku tabel :

**Tabel 3.4 Isc minimum**

No	ID BUS	Voltage ( kV )	Arus hubung singkat minimum (kA)
1	Bus A 150 kV	150	18.86
2	Bus MJK I	20	11.16
3	Bus MJK II	20	11.49
4	Bus MJK III	20	11.32
5	Bus CIWIKIMIA	70	3.39

## BAB IV

### HASIL SIMULASI DAN EVALUASI KOORDINASI RELE ARUS LEBIH DAN DIFERENSIAL GARDU INDUK 150 kV, 70 kV dan 20 kV SEKARPUTIH

#### 4.1 Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat

Sebelum dilakukan evaluasi dan resetting rele pengaman, harus menganalisa besar arus hubung singkat yang terjadi di masing – masing bus. Pada tugas akhir ini menggunakan simulasi short circuit arus maksimum dan minimum. Simulasi hubung singkat maksimum dan minimum ini dilakukan pada bus yang dipilih sebagai tipikal koordinasi yang akan dianalisis. Dan data inilah yang digunakan sebagai evaluasi dan pertimbangan dalam *resetting* rele pengaman. Apabila terdapat kesalahan pada *setting* eksistingnya maka dapat dilakukan *resetting*. Nilai hubung singkat minimum 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 disetting. Untuk data hubung singkat minimum 30 *cycle* ini akan digunakan sebagai acuan bahwa dimungkinkan gangguan *short circuit* minimum yang terjadi pada masing-masing bus bernilai sesuai pada tabel. Besarnya nilai yang tercatat pada tabel akan dimasukkan sebagai perhitungan untuk *setting* rele. Dan untuk arus hubung singkat maksimum pada 4 *cycle* ini digunakan sebagai batasan arus maksimal yang mungkin akan terjadi. Besarnya nilai arus gangguan *short circuit* maksimum ini juga akan digunakan sebagai parameter nilai perhitungan untuk *setting* rele.

Table 4.1 Tabel arus hubung singkat maksimum dan minimum

Nama Bus	Tegangan (kV)	Isc Maks (kA)	Isc Min (kA)
Bus A	150	21,78	18,86
MJK I	20	12,91	11,16
MJK II	20	13,29	11,49
MKJ III	20	13,09	11,32
Ciwikimia	70	3,92	3,32

**a. Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi pada Gardu Induk 150kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih PT. PLN (Persero)**

Untuk koordinasi rele pengaman pada Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih PT PLN (Persero) terdapat 3 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 beban penyulang berupa *lumped load* dengan tegangan 20 kV. Terdapat beberapa rele pengaman arus lebih dalam tipikal ini
2. Tipikal 2: Koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa mulai dari bus 150 kV sampai pada beban penyulang berupa *lumped load* pada tegangan 70 kV.
3. Tipikal 3: Koordinasi rele pengaman berupa rele diferensial pada trafo 150/20 kV 60 MVA . Rele diferensial ini sebagai pengaman trafo.

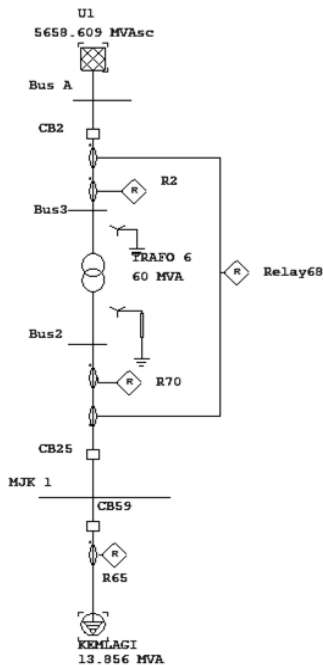
**b. Koordinasi Rele Gangguan Arus Lebih**

Gangguan yang sering muncul bisa diakibatkan dari gangguan *overload* dan *short circuit*. Oleh sebab itu dibutuhkan koordinasi rele gangguan arus lebih (Overcurrent relay). Rele yang dipakai untuk koordinasi rele gangguan arus lebih ini adalah rele 50 (instan) dan 51 (inverse). Saat melakukan setting rele yang harus diperhatikan adalah waktu kerja dari masing-masing agar terkoordinasi dengan baik. Sehingga bila terjadi gangguan tidak menyebabkan rele bekerja secara bersamaan atau tidak sesuai urutan. 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 koordinasinya rele arus lebih harus memperhatikan nilai dari *pick up*, *time dial* dan *time delay*. Dimana parameter tersebut nantinya sebagai acuan untuk *setting* rele tersebut

**c. Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Tipikal 1**

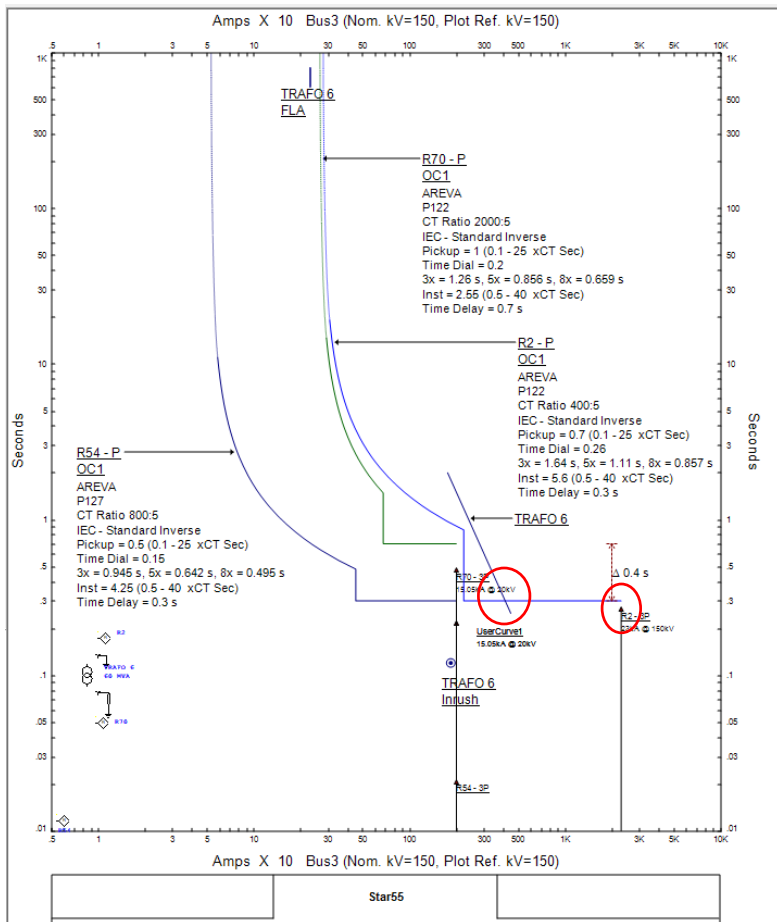
Koordinasi rele arus lebih pada tipikal 1 ini akan mengkoordinasikan rele 2, rele 70 dan rele 65. Yang dimana R2 terletak pada sisi primer trafo 6 yaitu pada tegangan 150 kV, R70 pada sisi sekunder trafo 6 dengan tegangan 20 kV dan R65 yang mendekati beban atau lumped load daerah Kemlagi (karena dengan besar arus terbesar).



**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 beban maka R65 akan bekerja terlebih dahulu. Berbeda kasus apabila gangguan *short circuit* terjadi pada sisi primer trafo, maka rele yang harus bekerja terlebih dahulu

adalah R2. Bila terjadi maka sumber tegangan menuju ke peralatan trafo akan terputus sehingga terjadi halangan dalam pendistribusian tenaga listrik akibat adanya gangguan *short circuit*. Dari koordinasi rele arus lebih tipikal 1 ini didapatkan kurva perbandingan waktu dan arus atau *Time Current Curve* (TCC). Berikut gambar dari kurva perbandingan arus dan waktu :



**Gambar 4.2** Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 eksisting

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 gambar terlihat bahwa kurva thermal transformator memotong kurva *instantaneous* rele sisi primer transformator, hal ini ditakutkan apabila terjadi gangguan dan timbul arus hubung singkat kemudian dapat merusak transformator karena *Circuit Breaker* belum trip.
2. Pada rele 2, rele arus lebih atau OCR di setting dengan waktu 0,3 s. padahal apabila terjadi gangguan di sisi primer rele harus menunggu waktu yang cukup lama untuk memberikan perintah ke CB untuk trip. Maka harus dilakukan resetting.

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

#### **Penyulang atau Beban : Rele 65/54**

Manufacturer	: AREVA
Model	: MICOM P127
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 800 : 5
I <sub>sc</sub> min Bus MJK I	: 11.16 kA
I <sub>sc</sub> max Bus MJK I	: 12.91 kA
FLA Penyulang	: 288 A

#### ***Time Overcurrent Pickup***

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

$$1,05 \times 288 < I_{set} < 1,4 \times 288$$

$$302,4 < I_{set} < 403,2$$

Dipilih I<sub>set</sub> = 400 A

Dengan rasio CT sebesar 800 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{400}{800} = 0,5$$

Sehingga dipilih Tap = 0,5

### ***Time Dial***

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

$$Td = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$Td = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{12910}{400}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$Td = 0,15$$

### ***Instantaneous Pickup***

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \min}$$

$$1,6 \times 288 < I_{set} < 0,8 \times 11160$$

$$460,8 \text{ A} < I_{set} < 8928$$

Dipilih Iset = 3400 A

Dengan CT ratio sebesar 800 : 5 maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{3400}{800} = 4,25$$

Dipilih Tap = 4,25

### ***Time Delay***

Dipilih *time delay* 0,3 s

### **Trafo Sisi Sekunder : Rele 70**

Manufacturer	: AREVA
Model	: Micom P122
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 2000 : 5
I <sub>SC</sub> min	: 11.16 kA
I <sub>SC</sub> max	: 12.93 kA
FLA Trafo 6	: 1732,05 A

### ***Time Overcurrent Pickup***

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

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

$$1818,65 < I_{set} < 2424,87$$

Dipilih Iset = 2000 A

Dengan rasio CT sebesar 2000 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{2000}{2000} = 1$$

Sehingga dipilih Tap = 1

### ***Time Dial***

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

$$T_d = \frac{0,7 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T_d = \frac{0,7 \times \left[ \left( \frac{12930}{2000} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T_d = 0,2$$

### ***Instantaneous Pickup***

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \min}$$

$$1,6 \times 1732,05 < I_{set} < 0,8 \times 11160$$

$$2771,28 \text{ A} < I_{set} < 8928$$

Dipilih Iset = 5100 A

Dengan CT ratio sebesar 2000 : 5 maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{5000}{2000} = 2,5$$

Dipilih Tap = 2,5

### ***Time Delay***

Dipilih *time delay* 0,7 s



### **Trafo Sisi Primer : Rele 2**

Manufacturer	: AREVA
Model	: P122
Curve Type	: IEC – Standard Inverse
CT Ratio	: 400 : 5
I <sub>SC</sub> min	: 18,86 kA
I <sub>SC</sub> max	: 22,6 kA
FLA Trafo 2-TR_2	: 230.9 A

### ***Time Overcurrent Pickup***

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

$$1,05 \times 230,9 A < I_{set} < 1,4 \times 230,9$$

$$242,5 A < I_{set} < 323,3 A$$

Dipilih Iset = 280 A

Dengan rasio CT sebesar 400 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{280}{400} = 0,7$$

Sehingga dipilih Tap = 0,7

### ***Time Dial***

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

$$Td = \frac{0,3 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Td = \frac{0,3 \times \left[ \left( \frac{22600}{280} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Td = 0,19$$

### ***Instantaneous Pickup***

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \min}$$

$$1,6 \times 230,9 < I_{set} < 0,8 \times 18860$$

$$369,44 A < I_{set} < 15088$$

Dipilih Iset = 1980 A

Dengan CT ratio sebesar 400 : 5 maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{1980}{400} = 4,95$$

Dipilih Tap = 4,95

**Time Delay**

Dipilih *time delay* 0.1 s

Dari perhitungan diatas maka dapat dibuat tabel sebagai berikut :

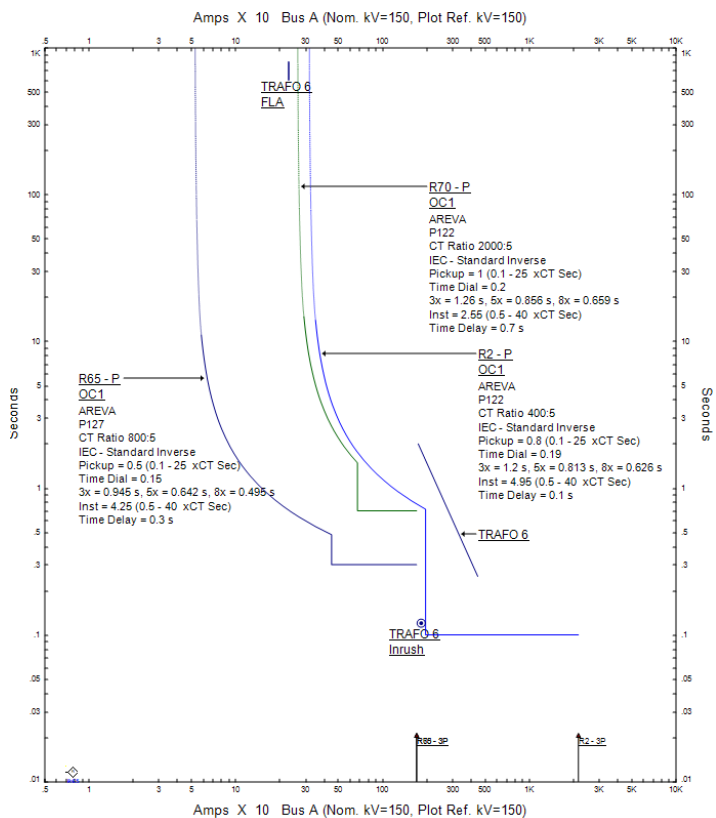
**Tabel 4.2 Tabel perbandingan eksisting dan resetting**

Rele	Eksisting		Resetting	
R.65	Areva Micom P127		Areva Micom P127	
	CT 800/5		CT 800/5	
	Current Low set	400	Current Low set	400
	Time dial	0,15	Time dial	0,15
	Current High Set	3400	Current High Set	3400
	Time delay	0,3	Time delay	0,3
R.70	Areva Micom P122		Areva Micom P122	
	CT 2000/5		CT 2000/5	
	Current Low set	2000	Current Low set	2000
	Time dial	0,2	Time dial	0,2
	Current High Set	5100	Current High Set	5100
	Time delay	0,7	Time delay	0,7
R.2	Areva Micom P122		Areva Micom P122	
	CT 400/5		CT 400/5	
	Current Low set	280	Current Low set	280
	Time dial	0,32	Time dial	0,19
	Current High Set	2240	Current High Set	1980
	Time delay	0,3	Time delay	0,1

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*. Yang pertama adalah kurva rele 2 (rele sisi primer trafo) terpotong oleh kurva thermal trafo. Sehingga ditakutkan ada Isc

yang mengenai kurva thermal trafo dan trafo tidak dilindungi oleh rele OCR terdekat. Kemudian faktor kedua adalah waktu instan bekerja yaitu 0,3. Pertimbangan rele ini harus di resetting adalah waktu yang cukup lama apabila terjadi gangguan short circuit di dekat trafo 6. Dan karena  $I_{sc}$  minimum sisi primer lebih besar dari  $I_{sc}$  maksimum sisi sekunder trafo, maka time delay boleh di setting 0,1.

Hasil *reseting* dari tipikal 1 dapat dilihat dari plot kurva TCC pada Gambar 4.3 berikut.



**Gambar 4.3** Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1 *Reseting*

Pada kurva TCC hasil dari *reseting* salah satu rele yaitu rele 2 akan melindungi atau memberikan instruksi trip lebih dahulu sebelum terkena kurva dari kerusakan trafo atau thermal trafo. Serta dipilih *delay time* 0.1 detik dikarenakan apabila terjadi gangguan di dekat trafo, CB langsung trip dalam waktu yang singkat mengingat nilai  $I_{sc}$  yang akan muncul itu cukup besar.

Untuk rele 65 atau yang berdekatan dengan lumped load memang disetting dengan *delay time* 0,3, hal ini dikarenakan adanya pertimbangan semisal ada proteksi yang lain pada jenis load – load dibawahnya. Apabila di setting 0,1 akan terlalu cepat.

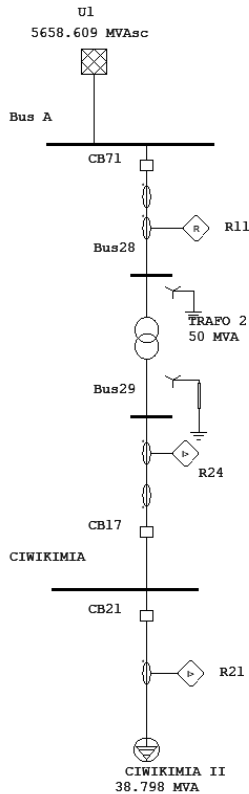
Untuk sisi sekunder tetap memperhatikan dari keadaan *inrush current* yang terjadi pada trafo tersebut. *Inrush current* trafo ini biasa terjadi pada saat *energize* trafo pertama kali digunakan. Bila pada saat *energize* diatur rele melakukan trip maka pengaturan relenya kurang baik.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
300	R65	13.336	300		Phase - OC1 - 50
352	CB59		52.0		Tripped by R65 Phase - OC1 - 50
700	R70	12.921	700		Phase - OC1 - 50
752	CB25		52.0		Tripped by R70 Phase - OC1 - 50
777	R2	1.723	777		Phase - OC1 - 51
837	CB2		60.0		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51

**Gambar 4.4** *Sequence View* dari kinerja rele

#### d. Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Tipikal 2

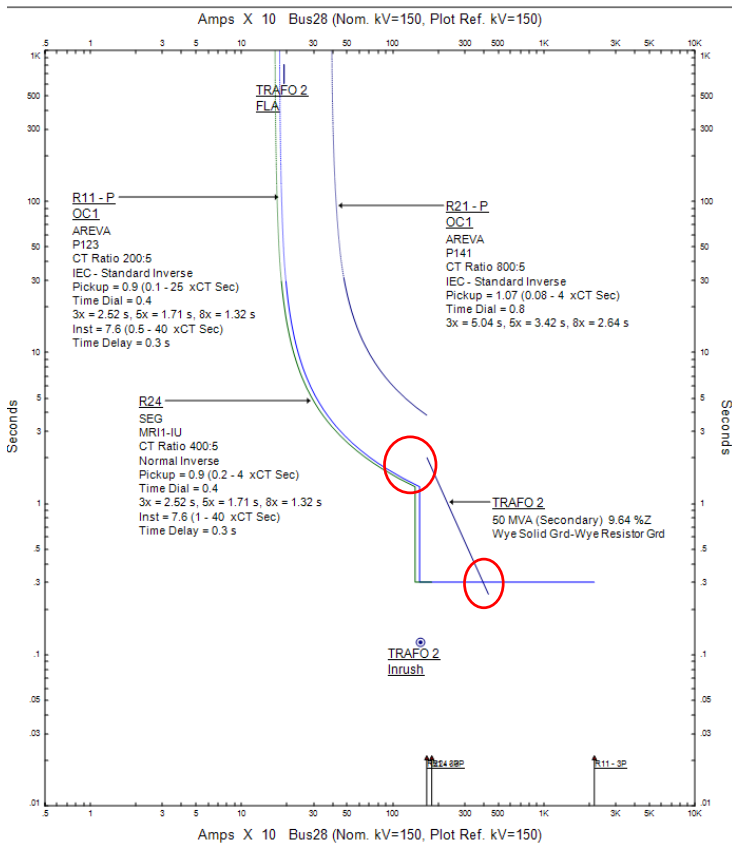
Koordinasi rele arus lebih pada tipikal 2 ini akan mengkoordinasikan rele 11, rele 24 dan rele 21. Yang dimana R11 terletak pada sisi primer trafo 2 yaitu pada tegangan 150 kV, R24 pada sisi sekunder trafo 2 dengan tegangan 70 kV dan R21 yang mendekati beban atau lumped load menuju ke Pabrik Ciwikimia.



**Gambar 4.5** Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1

Pada Gambar 4.5 diatas dapat diketahui bahwa rele arus lebih digunakan untuk melindungi peralatan dan agar gangguan dapat diminimalisir. Bila terdapat gangguan pada sisi beban maka yang akan

bekerja terlebih dahulu adalah rele 24 kemudian rele 11 dan yang terakhir rele 21. Berbeda kasus dengan tipikal satu, kenapa? Karena pada sisi beban rele OCR hanya sebagai back up, dan pada sis beban menggunakan rele jarak sebagai pengaman utamanya. Dari koordinasi rele arus lebih tipikal 2 ini didapatkan kurva perbandingan waktu dan arus atau *Time Current Curve* (TCC). Berikut gambar dari kurva perbanding arus dan waktu :



**Gambar 4.6** Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 eksisting

Dari Gambar 4.6 dapat diketahui plot kurva koordinasi rele arus lebih tipikal kondisi eksisting. Pada tipikal 2 ini dapat diketahui terdapat beberapa kondisi yang harus diperbaiki antara lain adalah:

1. Pada gambar terlihat bahwa kurva thermal trafo memotong kurva instantaneous rele sisi primer trafo, hal ini ditakutkan ketika terjadi gangguan dan timbul arus hubung singkat dapat merusak trafo karena *Circuit Breaker* belum trip.
2. Nilai *setting existing* Rele 24 dan Rele 11 menghasilkan kurva yang sangat berhimpit, nilai time delay nya pun di setting sama. Sehingga kedua rele ini apabila terjadi gangguan bekerja secara bersamaan. Maka hal ini perlu dilakukan resetting.

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

**Penyulang atau Beban : 21**

Manufacturer : AREVA  
Model : MICOM P141  
Curve Type : IEC – Standard Inverse  
CT Ratio : 800 : 5  
 $I_{SC}$  min Bus CIWIKIMIA : 3.32 kA  
 $I_{SC}$  max Bus CIWIKIMIA : 3.92 kA  
FLA Penyulang : 640 A

***Time Overcurrent Pickup***

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

$$1,05 \times 640 < I_{set} < 1,4 \times 640$$

$$672 < I_{set} < 896$$

Dipilih  $I_{set} = 864$  A

Dengan rasio CT sebesar 800 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{864}{800} = 1,08$$

Sehingga dipilih Tap = 1,08

### ***Time Dial***

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

$$Td = \frac{1.2 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Td = \frac{1,2 \times \left[ \left( \frac{3920}{864} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Td = 0,26$$

### ***Instantaneous Pickup***

Tidak menggunakan setting instantaneous karena OCR sebagai back up, rele utamanya adalah rele jarak.

### **Trafo Sisi Sekunder : Rele 24**

Manufacturer	: SEG
Model	: MRI11U
Curve Type	: IEC – Normal Inverse
CT Ratio	: 400 : 5
I <sub>SC</sub> min	: 2.4 kA
I <sub>SC</sub> max	: 3.92 kA
FLA Trafo 2	: 412.4 A

### ***Time Overcurrent Pickup***

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

$$1,05 \times 412.4 < I_{set} < 1,4 \times 412.4$$

$$433.02 < I_{set} < 577.36$$

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***

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



$$T_d = \frac{0.8 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T_d = \frac{0.8 \times \left[ \left( \frac{3920}{500} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T_d = 0,27$$

### ***Instantaneous Pickup***

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 412,4 < I_{set} < 0,8 \times 3400$$

$$659,84A < I_{set} < 2720$$

Dipilih Iset = 1880 A

Dengan CT ratio sebesar 400 : 5 maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{1880}{400} = 4.7$$

Dipilih Tap = 4.7

### ***Time Delay***

Dipilih *time delay* 0.3 s

### **Trafo Sisi primer : Rele 11**

Manufacturer	: AREVA
Model	: MICOM P123
Curve Type	: IEC – Standar Inverse
CT Ratio	: 200 : 5
I <sub>SC</sub> min	: 18.86 kA
I <sub>SC</sub> max	: 21.9 kA
FLA Trafo 2	: 192.5 A

### ***Time Overcurrent Pickup***

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

$$1,05 \times 192.5 < I_{set} < 1,4 \times 192.5$$

$$202.125 < I_{set} < 269.5$$

Dipilih Iset = 268 A

Dengan rasio CT sebesar 200 : 5, maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{268}{200} = 1,34$$

Sehingga dipilih Tap = 1,34

**Time Dial**

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

$$Td = \frac{0.4 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = \frac{0.4 \times \left[ \left( \frac{21900}{268} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$Td = 0.263$$

**Instantaneous Pickup**

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

$$1.6 \times 192.5 < I_{set} < 0.8 \times 18860$$

$$308 \text{ A} < I_{set} < 15088$$

Dipilih  $I_{set} = 1430 \text{ A}$

Dengan CT ratio sebesar 200 : 5 maka dapat dihitung

$$Tap = \frac{1430}{200} = 6.8$$

Dipilih Tap = 7.15

**Time Delay**

Dipilih *time delay* 0.5 s

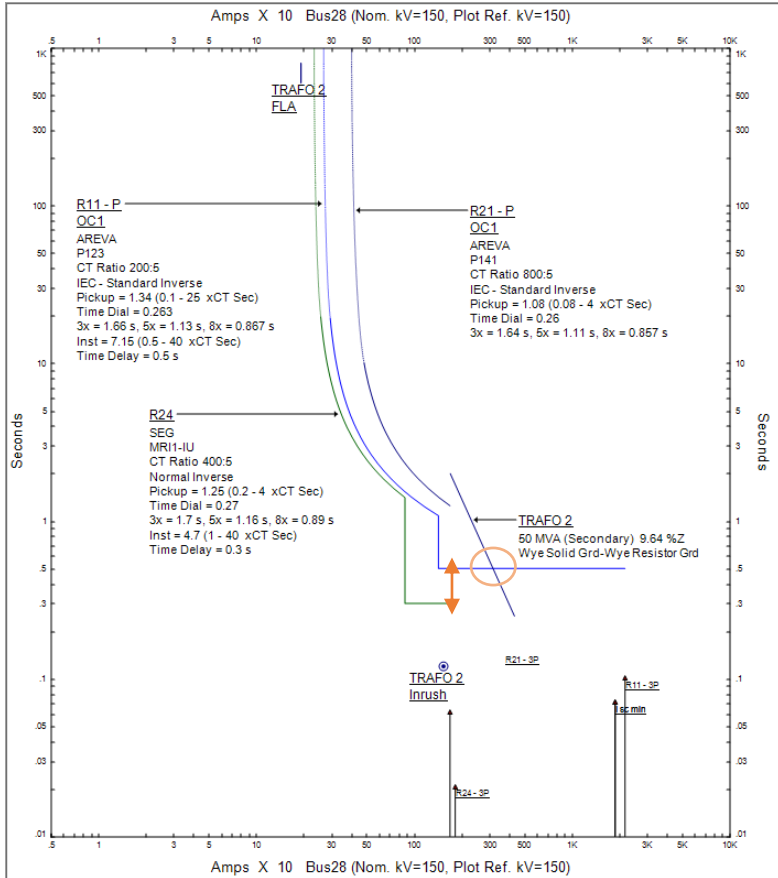
Dari perhitungan diatas maka dapat dibuat tabel sebagai berikut :

**Tabel 4.3** Tabel perbandingan eksisting dan resetting

Rele	Eksisting		Resetting	
R21	Areva Micom P141		Areva Micom P141	
	CT 800/5		CT 800/5	
	Current Low set	860	Current Low set	864
	Time dial	0,8	Time dial	0,26
	Current High Set		Current High Set	
	Time delay		Time delay	
R24	SEG MRI 1 IU		SEG MRI 1 IU	
	CT 400/5		CT 400/5	
	Current Low set	360	Current Low set	500
	Time dial	0,4	Time dial	0,27
	Current High Set	3040	Current High Set	1880
	Time delay	inst	Time delay	0,3
R11	Areva Micom P123		Areva Micom P123	
	CT 200/5		CT 200/5	
	Current Low set	180	Current Low set	268
	Time dial	0,4	Time dial	0,263
	Current High Set	1520	Current High Set	1430
	Time delay	inst	Time delay	0.5

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*. Yang pertama adalah rele 11 dan rele 24 akan bekerja secara bersamaan apabila terjadi gangguan, oleh sebab itu dilakukan resetting agar rele 24 berperan sebagai back up dari rele 11 (rele utama). (rele sisi primer trafo). Dan juga untuk rele 21 bekerja terlalu lama apabila terjadi gangguan di dekat zonanya. Hal ini dikarenakan adanya rele jarak sebagai proteksi utama lumped load ciwikimia.

Berikut hasil *resetting* dari tipikal 2 dapat dilihat dari plot kurva TCC pada Gambar 4.7



**Gambar 4.7** Kurva Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2 *resetting*

Pada kurva TCC hasil dari *resetting* mendapatkan grading time 0,2 antara rele 24 dan rele 11. Jadi ketika terjadi hubung singkat maka rele 24 akan bekerja sebagai rele utama pada detik ke 0,3s, kemudian rele 11 akan bekerja pada detik ke 0,5s dan rele ini sebagai back up *dengan grading time* yang sudah sesuai standar. Tetapi untuk rele 21 tetap tidak

menggunakan setting instantaneous dikarenakan OCR hanya sebagai back up dari rele jarak yang terdapat pada lumped load ciwikimia.

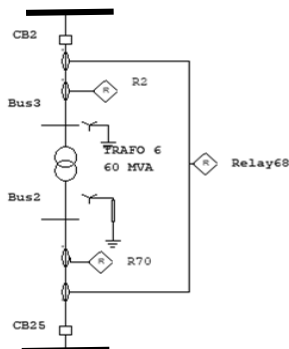
Pada sisi primer transformator, dengan *setting* yang sudah ada, kurva thermal tetap memotong kurva instantaneous. Tetapi hal ini tidak menjadi permasalahan utama. Karena jika dikalkulasikan nilai arus hubung singkatnya tidak langsung mengenai kurva thermal transformator. Dengan pertimbangan pada transformator juga terdapat proteksi yang lainnya selain rele arus lebih ini (OCR) yaitu rele diferensial. Untuk sisi sekunder tetap memperhatikan dari keadaan *inrush current* yang terjadi pada transformator 2. *Inrush current* transformator ini biasa terjadi pada saat *energize* transformator pertama kali digunakan. Bila pada saat *energize* diatur rele melakukan trip maka pengaturan relenya kurang baik.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
300	R24	3.922	300		Phase - OC1 - 50
360	CB17		60.0		Tripped by R24 Phase - OC1 - 50
500	R11	1.83	500		Phase - OC1 - 50
560	CB71		60.0		Tripped by R11 Phase - OC1 - 50
1185	R21	3.922	1185		Phase - OC1 - 51
1245	CB21		60.0		Tripped by R21 Phase - OC1 - 51

**Gambar 4.8** *Sequence View* dari kinerja rele

#### 4.7 Koordinasi Rele Diferensial Tipikal 1

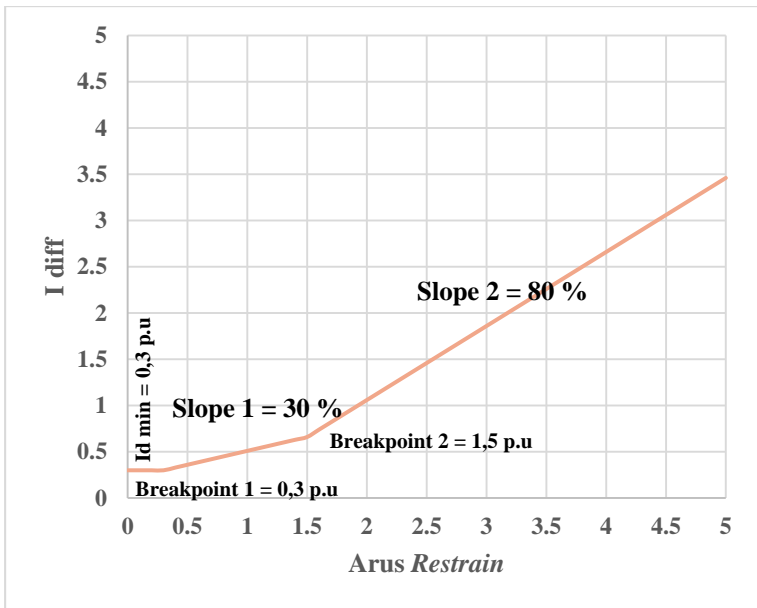
Rele diferensial adalah salah satu rele yang mengamankan trafo atau untuk meminimalisir kerusakan trafo. Pada Gardu Induk 150/20 kv Sekarputih menggunakan rele 87T dengan type MICOM P643 atau P642. Berikut gambar koordinasi rele diferensial pada trafo 6 dengan kapasitas 60 MVA.



**Gambar 4.9** Koordinasi Rele Diferensial

Untuk kondisi eksisting dari rele diferensial tersebut diatur sensitivitasnya sesuai dengan standar PLN yang berlaku yaitu untuk *slope* 1 sebesar 30 % dan *slope* 2 sebesar 80%. Untuk kurva dari rele diferensial kondisi eksisting dapat dilihat pada Gambar 4.10 berikut.

Manufacturer	: ALSTOM
Model	: Micom P643
$Z_{\text{Trafo}}$	: 12.38 %



**Gambar 4.10** Kurva Karakteristik Rele Diferensial 87T ALSTOM Micom P643 Kondisi Exsisting

Pada Gambar 4.10 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 : 150 kV  
Kapasitas : 60 MVA  
CT Ratio Primer : 400 : 5

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} \text{ kV}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 150} = 230,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{sekunder CT}} = \frac{1}{\text{rasio CT}} \times I_n = \frac{1}{400/5} \times 230,9 = 2,88 \text{ A}$$

$I_1 = \frac{2,88}{5} = 0,577$  , ini merupakan nilai yang terbaca pada sisi sekunder dan dibaca oleh rele 87T.

$$I_{\text{rating}} = 110\% \times I_n = 110\% \times 230,9 = 253,99 \text{ A}$$

### Bagian Sekunder Trafo 20 kV

kV : 20 kV  
Kapasitas : 60 MVA  
CT Ratio Sekunder : 2000 : 5

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} \text{ kV}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 20} = 1732 \text{ A}$$

$$I_{\text{sekunder CT}} = \frac{1}{\text{rasio CT}} \times I_n = \frac{1}{2000/5} \times 1732 = 4,33 \text{ A}$$

$I_2 = \frac{4,33}{5} = 0,866$  , ini merupakan nilai yang terbaca pada sisi sekunder dan dibaca oleh rele 87T.

$$I_{\text{rating}} = 110\% \times I_n = 110\% \times 1732 = 1905,2 \text{ A}$$

### Perhitungan Error Mismatch

*Error mismatch* sendiri merupakan *error* dalam dari perbandingan yang pembacaan dari sisi primer dan sekunder transformator serta pergeseran dari fasa trafo tersebut. 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  
 $V_1$  = Tegangan sisi primer  
 $V_2$  = Tegangan sisi sekunder

*Error Mismatch* di sisi primer trafo tegangan 150 kV:

$$CT_1 = CT_2 \times \frac{V_2}{V_1} = \frac{2000}{5} \times \frac{20}{150} = 53,3 \text{ A}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{53,3}{2000} \% = 0,026 \%$$

*Error Mismatch* di sisi sekunder trafo tegangan 20 kV:

$$CT_2 = CT_1 \times \frac{V_1}{V_2} = \frac{400}{5} \times \frac{150}{20} = 600 \text{ A}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{600}{400} \% = 1,5 \%$$

### **Perhitungan *I<sub>differential</sub>***

Karena nilai  $I_{\text{sekunder CT}}$  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:

$$I_{\text{diff}} = I_2 - I_1 = 0,866 - 0,577 = 0,289 \text{ A}$$

Dimana:

$I_{\text{diff}}$  = Arus diferensial  
 $I_1$  = Arus sekunder  $CT_1$   
 $I_2$  = Arus sekunder  $CT_2$

Nilai arus diferensial ini didapatkan dari hasil pengurangan arus yang terbaca dari sisi primer dan sekunder trafo yang dilindungi. Kemudian arus inilah yang dikelola oleh rele 87T.

### **Perhitungan *I<sub>restrain</sub>***

Dalam penentuan nilai arus restrain tergantung pada type rele yang akan digunakan, untuk tugas akhir ini akan menggunakan MICOM P643 maka berikut rumus untuk menentukan arus restrain :

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



Dimana:

$I_r$  = Arus *restrain*

$I_1$  = Arus sekunder CT<sub>1</sub>

$I_2$  = Arus sekunder CT<sub>2</sub>

Maka:

$$I_r = \frac{0,577 + 0,866}{2} = 0,7215 \text{ A}$$

Arus *restrain* yang didapatkan setelah melakukan perhitungan adalah sebesar 0.721 A. Perubahan nilai arus differensial dan rasio trafo akan berpengaruh pada nilai arus *restrain* juga. 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**

*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*

$I_{dif}$  = 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 diperharikan:

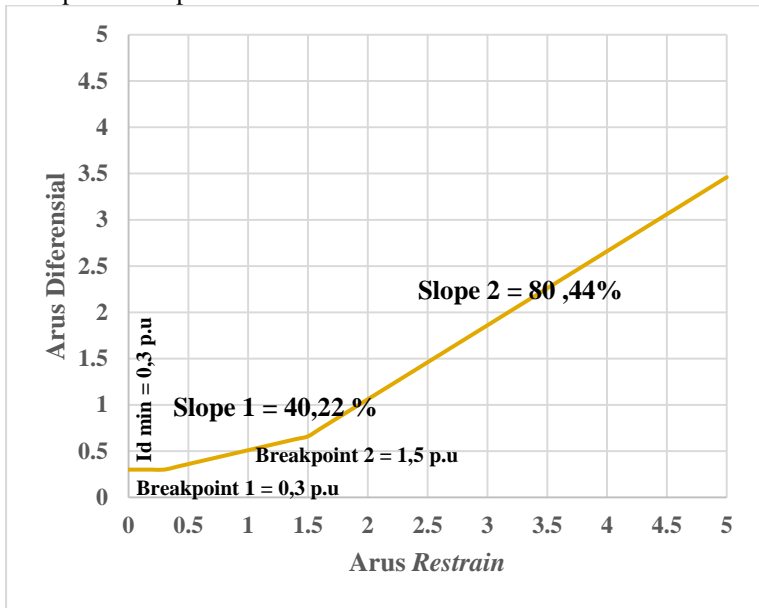
- a. Kesalahan Tap CT 10%
- b. Kesalahan CT 10%
- c. *Mismatch* 4%
- d. Arus eksitasi 1%
- e. Faktor keamanan 5%

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 bilai 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 4.3 berikut ini.

**Tabel 4.4** Perbandingan *Setting* Rele Diferensial Kondisi Exsisting dan *Resetting*

Transformer Protection Data	Exsisting	<i>Resetting</i>
<i>Setting</i> Rele	0.3	0.3
% <i>Slope</i> 1	30%	40.22%
% <i>Slope</i> 2	80%	80.44%

Untuk kurva dari kondisi normal rele diferensial dari perhitungan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.13 berikut ini.



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

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.11 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.



Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_2 - I_1 = 6,46 - 4,3 = 2,16$$

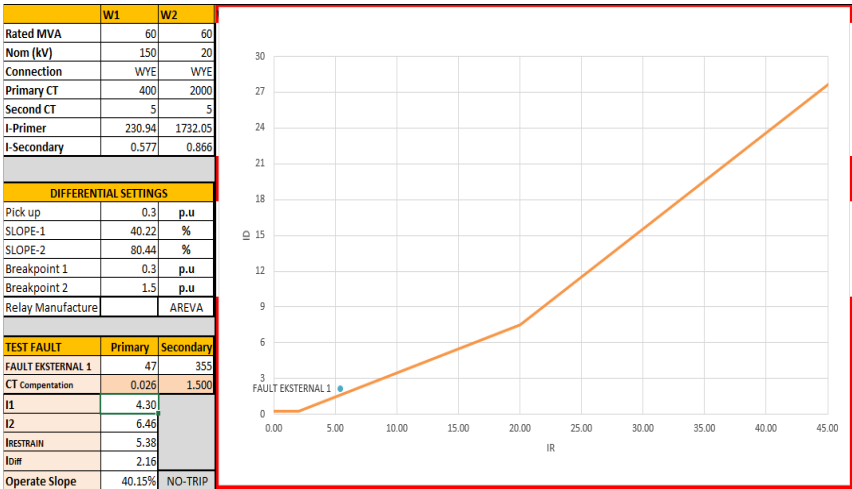
Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{6,46 + 4,3}{2} = 5,38 \text{ A}$$

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

$$Slope = \frac{I_{diff}}{I_r} \% = \frac{2,16}{5,38} \times 100 \% = 40,14 \%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 40,14 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan eksternal Bus MJK I sisi tegangan 20 kV sesuai dengan Gambar 4.13. 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 4.13 berikut ini.



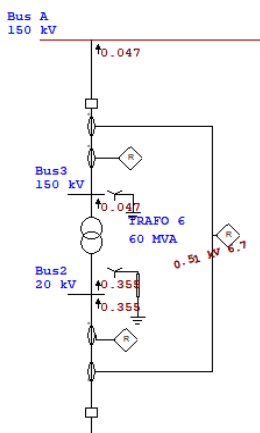
**Gambar 4.13** Gangguan eksternal terjadi dan rele diferensial tidak bekerja

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.13 diatas dapat diketahui bahwa pada saat gangguan eksternal pada sisi tegangan 20 kV titik gangguan sangat berhimpit . 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 40.14 %. 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.

#### 4.7.2 Kondisi saat gangguan Eksternal 2

Kondisi gangguan eksternal 2 yang dimaksud adalah ketika adanya arus gangguan hubung singkat pada bus 150 kV atau luar sisi primer. Berikut nilai arus hubung singkat yang muncul akibat adanya hubung singkat pada Gambar 4.14.



**Gambar 4.14** Besar arus hubung singkat ketika terjadi gangguan diluar zona diferensial.

Dari gambar diatas didapatkan nilai  $I_{sc}$  primer = 0,047 kA dan nilai  $I_{sc}$  sekunder = 0,355 kA

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

$$I_1 = \frac{5}{400} \times 47 = 0,58 \text{ A}$$

$$I_1 = \frac{0,58}{5} = 0,116 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{5}{2000} \times 355 = 0,88 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{0,88}{5} = 0,176 \text{ A}$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_2 - I_1 = 0.176 - 0.116 = 0.06 \text{ A}$$

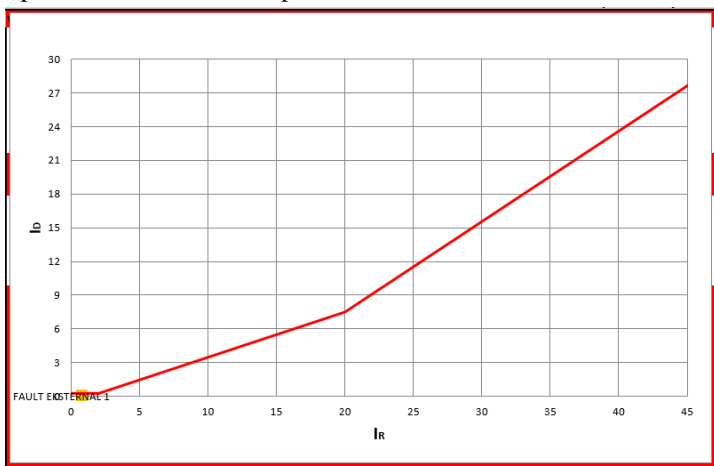
Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{0,176 + 0,116}{2} = 0,146 \text{ A}$$

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

$$Slope = \frac{I_{diff}}{I_r} \% = \frac{0.06}{0.146} \times 100 \% = 41,09 \%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 41,09 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40,22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan eksternal Bus 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 4.15 berikut ini.

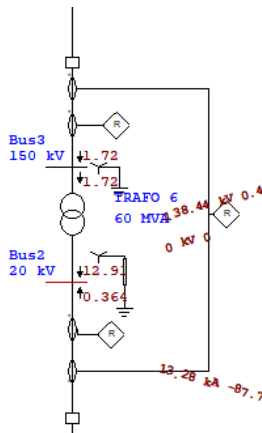


**Gambar 4.15** Gangguan eksternal terjadi dan rele diferensial tidak bekerja

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.15 diatas dapat diketahui bahwa pada saat gangguan eksternal pada sisi tegangan 150 kV titik gangguan sangat berhimpit . 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 40.14 % . 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.

#### 4.7.3 Kondisi saat gangguan Internal 1

Kondisi gangguan internal 1 yang dimaksud adalah ketika adanya arus gangguan hubung singkat sisi sekunder trafo dan masih didalam zona diferensial. Berikut nilai arus hubung singkat yang muncul akibat adanya hubung singkat pada Gambar 4.16.



**Gambar 4.16** Besar arus hubung singkat ketika terjadi gangguan diluar zona diferensial.

Dari gambar diatas didapatkan nilai  $I_{sc}$  primer = 1,72 kA dan nilai  $I_{sc}$  sekunder = 12,92 kA

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

$$I_1 = \frac{5}{400} \times 1720 = 21,5 \text{ A}$$



$$I_2 = \frac{5}{2000} \times 12920 = 32,3 \text{ A}$$

Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_2 - I_1 = 32,3 - (-21,5) = 53,8$$

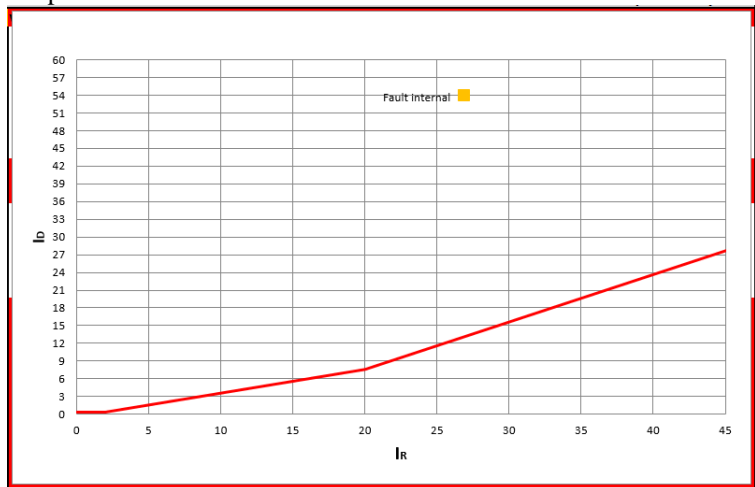
Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{32,3 + 21,5}{2} = 5,4 \text{ A}$$

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

$$\text{Slope} = \frac{I_{diff}}{I_r} \% = \frac{53,8}{5,4} \times 100 \% = 99,6 \%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 99,6 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40.22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan internal sekunder trafo 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 4.17 berikut ini.



**Gambar 4.17** Gangguan internal terjadi dan rele diferensial bekerja



Sehingga besar dari arus diferensial adalah

$$I_{diff} = I_2 - I_1 = 56,225 - (-0,2405) = 56,46$$

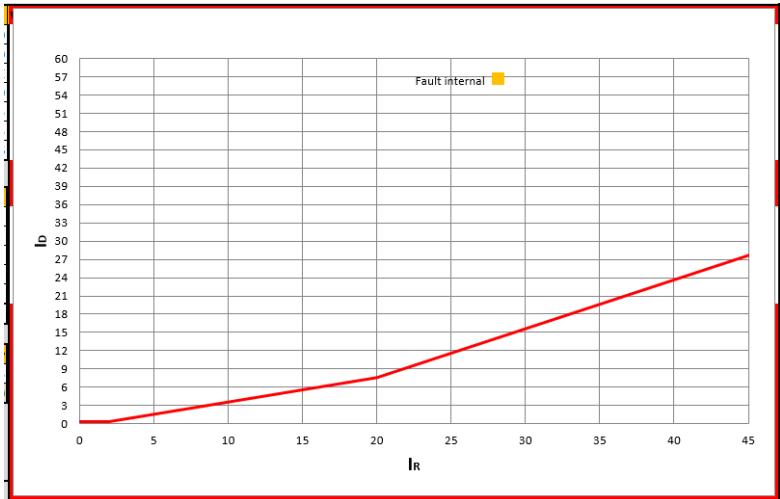
Untuk nilai arus *restrain* didapatkan nilai sebagai berikut

$$I_r = \frac{56,225 - 0,2405}{2} = 28,1125 \text{ A}$$

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

$$Slope = \frac{I_{diff}}{I_r} \% = \frac{56,46}{28,11} \times 100 \% = 200,8 \%$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *slope* sebesar 200,8 %, sedangkan nilai *slope* 1 secara perhitungan didapatkan nilai 40,22 %. Maka didapatkan gambar kurva sesuai dengan keadaan gangguan internal primer trafo 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 4.19 berikut ini.



**Gambar 4.19** Gangguan internal terjadi dan rele diferensial bekerja

Dari gambar kurva yang ditunjukkan pada Gambar 4.19 diatas bahwa rele diferensial bekerja karena arus gangguan terjadi di zona diferensial yaitu pada belitan sekunder trafo.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Setelah melakukan setting koordinasi proteksi rele overcurrent dan rele diferensial pada sistem kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70 kV dan 20 kV Sekarputih dapat diambil kesimpulan :

1. Gardu Induk Sekarputih dimodelkan kedalam *software* menjadi 3 tipikal, secara umum hasil koordinasi proteksi *existing* mempunyai kesalahan *setting* antara lain, urutan trip yang salah, trip secara bersama, dan *time grading* yang digunakan tidak sesuai standart.
2. Didapatkan hasil *resetting* pada tipikal 1 sebagai berikut :
  - a. Relay 65 *low set* 400 A dengan *time dial* 0,15 dan *high set* 3400 dengan *time delay* 0,3s ; Relay 70 *low set* 2000 dengan *time dial* 0,2 dan *high set* 5100 *time delay* 0,7s ; Relay 2 *low set* 280, *time dial* 0,19, *high set* 1980 , *time delay* 0,1s dengan setting seperti ini pada tipikal 1 koordinasi rele trip secara berurutan ketika terjadi gangguan.
3. Didapatkan hasil *resetting* pada tipikal 2 sebagai berikut :
  - a. Relay 21 *low set* 864 A dengan *time dial* 0,26 dan *high set*; Relay 24 *low set* 500 dengan *time dial* 0,27 dan *high set* 1880 *time delay* 0,3s ; Relay 11 *low set* 268, *time dial* 0,263, *high set* 1430 , *time delay* 0,5s dengan setting seperti ini pada tipikal 2 koordinasi rele trip secara berurutan ketika terjadi gangguan.
4. Pada tipikal 2 terdapat salah satu rele yang tidak menggunakan setting *instantaneous*, hal ini dikarenakan pada rele tersebut berfungsi sebagai rele back up dan rele jarak sebagai pengaman utama.
5. Pada tipikal 3 setelah dilakukan perhitungan dengan adanya gangguan eksternal dan internal pada trafo, maka rele diferensial akan bekerja pada slope 1 yaitu sebesar 40,22 % dan slope 2 80,44% dengan nilai *I pick up* 0,3.
6. Pada saat gangguan eksternal baik sisi primer dan sekunder, rele diferensial tidak bekerja atau gangguan masuk kedalam zona no trip. Sebaliknya ketika ada gangguan di internal

trafo baik sisi primer dan sekunder maka rele diferensial akan bekerja atau gangguan berada pada zona trip.

**a. Saran**

Diharapkan ditemukan metode lain dan software lain untuk mengevaluasi sistem proteksi pada sistem Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, 70kV dan 20 kV Sekarputih Pt. PLN (Persero) lain agar mendapatkan hasil yang lebih baik.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

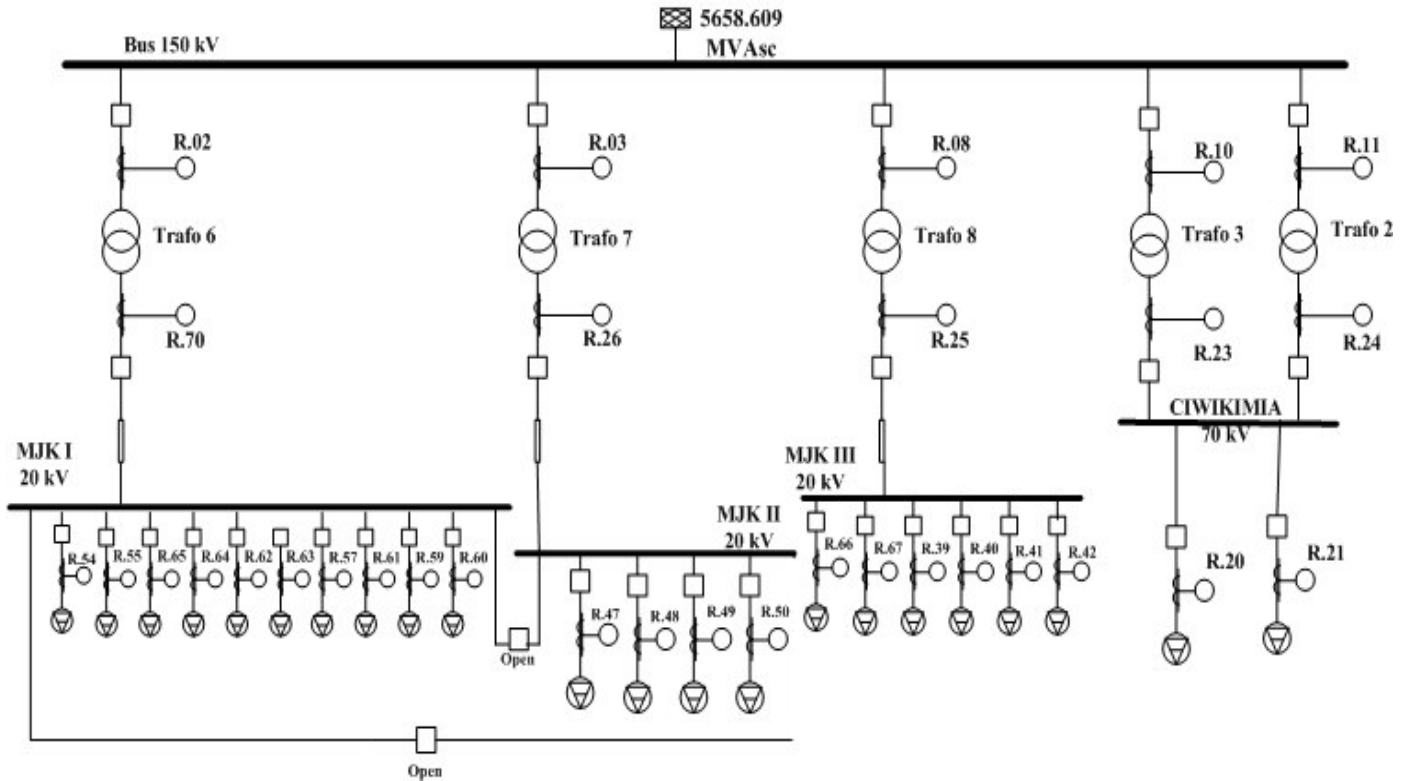
## DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. I. Kusumawati, M. Pujiantara, and V. L. N. B. Putri, “Studi Penggunaan Insulating Transformer untuk Mengatasi Kegagalan Koordinasi Proteksi di PT. Terminal Teluk Lamong.” p. 6, 2015.
- [2] IEEE. Std. 242-2001, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*
- [3] Karyana, "***Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali edisi pertama***".PT. PLN (Persero).September 2013.
- [4] SPLN 52-3 : 1983, “Pola Pengaman Sistem Bagian Tiga, Sistem Diistribusi 6 kV dan 20 kV”, Perusahaan Umum Listrik Negara, Jakarta, Pasal 4, 1983.
- [5] Anderson, P.M, "***Power System Protection***", John Wiley & Sons, Inc., Canada, 1998
- [6] 2<sup>nd</sup> Module, “***Short Circuit & Protection Coordination***”, LIPIST,Departemen Teknik ELEketro ITS.2019
- [7] *Standard IEC 60909-0 "Short-Circuit Currents In Three-Phase AC Systems", First Edition, 2001*
- [8] *Datasheet Micom P643*
- [9] *Datasheet Micom P127*



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# LAMPIRAN



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# LAMPIRAN

## Datasheet Rele Micom P127

### 15. CURVES

#### 15.1 General

Although the curves tend towards infinite when the current approaches  $I_s$  (general threshold), the minimum guaranteed value of the operating current for all the curves with the inverse time characteristic is 1.1Is (with a tolerance of  $\pm 0.05I_s$ ).

#### 15.1.1 Inverse Time Curves:

The first stage thresholds for phase (earth) overcurrent can be selected with an inverse definite minimum time (IDMT) characteristic. The time delay is calculated with a mathematical formula.

In all, there are eleven IDMT characteristics available.

The mathematical formula applicable to the first ten curves is:

$$t = T \times \left( \frac{K}{\left( \frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Where:

- t Operation time
- K Factor (see table)
- I Value of measured current
- $I_s$  Value of the programmed threshold (pick-up value)
- $\alpha$  Factor (see table)
- L ANSI/IEEE constant (zero for IEC and RECT curves)
- T Time multiplier setting from 0.025 to 1.5

Type of curve	Standard	K factor	$\alpha$ factor	L factor
Short time inverse	Schneider Electric	0.05	0.04	0
Standard Inverse	IEC	0.14	0.02	0
Very Inverse	IEC	13.5	1	0
Extremely Inverse	IEC	80	2	0
Long time Inverse	Schneider Electric	120	1	0
Short time inverse	CO2	0.02394	0.02	0.01694
Moderately Inverse	ANSI/IEEE	0.0515	0.02	0.114
Long time Inverse	CO8	5.95	2	0.18
Very Inverse	ANSI/IEEE	19.61	2	0.491
Extremely Inverse	ANSI/IEEE	28.2	2	0.1217
Rectifier protection	RECT	45900	5.6	0

The RI curve has the following definition:

$$t = K \cdot \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{\sqrt{I_s}}}$$

K setting  $I_s$  from 0.10 to 10 in steps of 0.05.  
The equation is valid for  $1.1 \leq I/I_s \leq 20$ .

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# LAMPIRAN

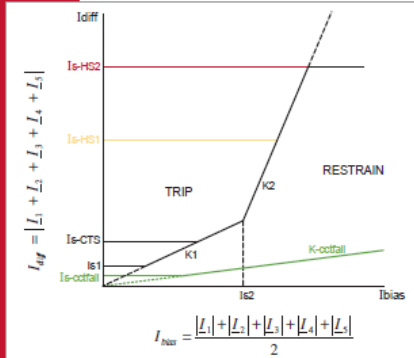


Figure 3: Biased differential protection (87I)

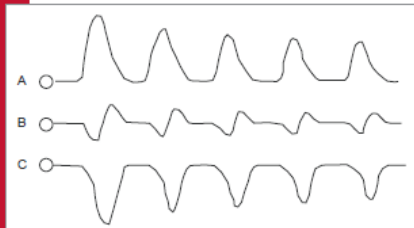


Figure 4: Typical magnetizing inrush waveform - showing harmonic distortion

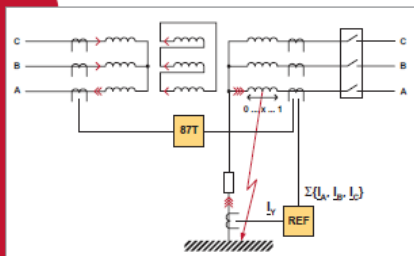


Figure 5: Restricted earth fault application

## MAIN PROTECTION

### > 87T Transformer Differential

The algorithm has a triple slope percentage bias restraint, as shown in Figure 3. An internal fault will generate differential current. The bias current is that which merely flows through the protected unit, as a load or through-fed external fault. The initial characteristic is flat, for ease of commissioning, rising then to bias slope (k1). K1 is a low slope for sensitivity to faults whilst allowing for mismatch when the power transformer is at the limits of its tapchanger range, in addition to any current transformer ratio errors. At currents above rated, extra errors may be gradually introduced as a result of CT saturation, hence the bias slope is increased to k2. The P64x incorporates transient bias and this combined with the k2 bias ensures that CT knee point voltage requirements are minimized.

Energization of a transformer causes magnetising inrush current to flow in one winding only, and the differential elements may need stabilizing whilst the inrush persists. A proven second harmonic current ratio scheme is used. The differential protection may also be restrained when the transformer is overfluxed so that an instantaneous trip is not issued for transient overfluxing. Overfluxing restraint is conditioned by the percentage of fifth harmonic current present. A high set instantaneous differential element, not subject to harmonic restraint, is provided to ensure rapid clearance of high current faults.

The differential protection setting configuration utility requires only known data – that which resides on the transformer rating plate, the CT rating plate, and information on any in-zone earthing transformer.

### > REF: Restricted Earth (Ground) Fault

Restricted earth fault protection is included to cover a larger percentage of the transformer windings than might be possible with the main differential elements. A separate element per winding is provided (P642: HV and LV, P643/P645: HV, LV, and if required, the TV tertiary too).

Figure 5 shows a typical restricted earth fault application. Biased REF is used, to avoid the need for any stabilizing resistor or varistor/Metrosil. REF elements operate independently of inrush detection, potentially offering faster tripping for low or moderate fault currents, in addition to enhanced sensitivity.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BIODATA PENULIS

**Nama Lengkap** : Riska Maulida Rahayu  
**Jenis Kelamin** : Perempuan  
**Tempat, Tanggal Lahir** : Jombang, 29 Agustus 1993  
**Kebangsaan** : Indonesia  
**Alamat Asal** : Mojoagung – Kab. Jombang  
**Mobile Phone** : +6281284256419  
**E-mail** : [riskamr@gmail.com](mailto:riskamr@gmail.com)



### **Riwayat Pendidikan :**

- 2016 – 2019 LJ S1 Teknik Elektro – ITS, Surabaya
- 2011 – 2013 D3 Teknik Elektro – UGM, Yogyakarta
- 2008 – 2011 SMA Negeri Mojoagung - Jombang

### **Pengalaman Kerja :**

- PT. PLN (Persero) UPP Bali sebagai Junior Teknik Elektrikal 2014 - 2016
- Magang di PT. Mesindo Tekninesia- Jakarta (2014)
- Tugas kerja Praktik PT. PLN Persero, Surabaya (2017)
- Kerja Praktik di PT. Petrokimia Gresik (2012)

### **Pengalaman Organisasi :**

- Serikat Pekerja di PT. PLN (Persero) UPP Bali
- Pengurus Harian HMTE (Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro UGM)
- BEM KM UGM 2011
- BEM SV UGM



*Halaman ini sengaja dikosongkan*