



TUGAS AKHIR

PENGgantian PERANGKAT MODUL CT RELAI DIFERENSIAL 150kV/20kV UNTUK MENINGKATKAN KEHANDALAN TRAFO 30MVA GARDU INDUK MINTIN

DISUSUN OLEH :

[HARIYANTO]
NIM : [202371618]

**PROGRAM STUDI D-III TEKNOLOGI LISTRIK
SEKOLAH VOKASI
INSTITUT TEKNOLOGI PLN
JAKARTA 2026**

**PENGGANTIAN PERANGKAT MODUL CT RELAI
DIFERENSIAL 150kV/20kV UNTUK MENINGKATKAN
KEHANDALAN TRAF0 30MVA GARDU INDUK MINTIN**

TUGAS AKHIR



Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Persyaratan
Guna Memperoleh Gelar Ahli Madya

DISUSUN OLEH :

[HARIYANTO]
NIM : [202371618]

**PROGRAM STUDI D-III TEKNOLOGI LISTRIK
SEKOLAH VOKASI
INSTITUT TEKNOLOGI PLN
JAKARTA 2026**

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Nama : Hariyanto
NIM : 202371618
Program Studi : D-III Teknologi Listrik
Fakultas : Sekolah Vokasi
Judul Tugas Akhir : Penggantian Perangkat Modul CT Relai Diferensial
150kV/20kV Untuk Meningkatkan
Kehandalan Trafo 30MVA Gardu Induk
Mintin

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam Tugas Akhir ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar Ahli Madya baik di lingkungan Institut Teknologi PLN maupun di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka. Pernyataan ini dibuat dengan penuh kesadaran dan rasa tanggung jawab serta bersedia memikul segala resiko jika ternyata pernyataan ini tidak benar.

Jakarta, 31 Januari 2026



(Hariyanto)

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR

Judul Tugas Akhir : Penggantian Perangkat Modul CT Relai
Diferensial 150kV/20kV Untuk Meningkatkan
Keandalan Trafo 30MVA Gardu Induk Mintin

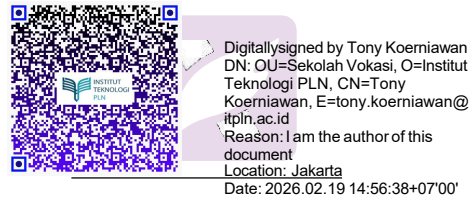
Nama : Hariyanto
NIM : 202371618
Program Studi : D-III Teknologi Listrik Fakultas
Fakultas : Sekolah Vokasi

Disetujui Oleh

Pembimbing I

Ir. Tony Koerniawan, S.T., M.T.

NIDN : 0325018402

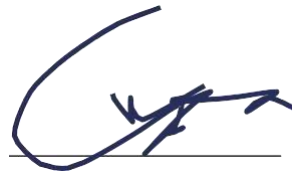


Diketahui Oleh,

Kepala Program Studi

Ir. Sandi Budi Kurniawan, S.ST., M.Tr.T.

NIDN : 0309089002



Direktur

Ir. Tony Koerniawan, S.T., M.T.

NIDN : 0325018402



Tanggal Ujian : 23 Februari

Tanggal Lulus :

LEMBAR PENGESAHAN TIM PENGUJI

Judul Tugas Akhir : Penggantian Perangkat Modul CT Relai
Diferensial 150kV/20kV Untuk Meningkatkan
Kehandalan Trafo 30MVA Gardu Induk Mintin

Nama : Hariyanto
NIM : 202371618
Program Studi : D-III Teknologi Listrik Fakultas
Fakultas : Sekolah Vokasi

Disetujui Oleh

Ketua Penguji

Albert Gifson Hutajulu, S.T.,M.T.

NIDN : 0323067301



Anggota Penguji I

Ir. Sandi Budi Kurniawan, S.ST., M.Tr.T.

NIDN : 0309089002



Anggota Penguji II / Pembimbing

Ir. Tony Koerniawan, S.T., M.T.

NIDN : 0325018402



Diketahui Oleh,

Kepala Program Studi

Ir. Sandi Budi Kurniawan, S.ST., M.Tr.T.

NIDN : 0309089002



UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan ini saya menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih yang sebesar- besarnya kepada yang terhormat:

Ir. Tony Koerniawan, S.T., M.T. Selaku Dosen Pembimbing Utama

Yang telah memberikan petunjuk, saran-saran serta bimbingannya sehingga Tugas Akhir ini dapat diselesaikan.

Terima kasih yang sama, saya sampaikan kepada :

1. Bapak Syafruddin selaku Manager ULTG Palangkaraya yang telah mengizinkan saya melakukan penelitian dan pengumpulan data di Gardu Induk Mintin
2. Bapak Ahmad Fathurrohman selaku Team Leader Jaringan dan Gardu Induk Mintinyang telah menemani saya dalam melakukan penelitian dan pengumpulan data di Gardu Induk Mintin

Jakarta, 31 Januari 2026



Hariyanto
202371618

HALAMAN PERNYATAAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademika Institut Teknologi-PLN, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Hariyanto
NIM : 202371618
Program Studi : D-III Teknologi Listrik
Fakultas : Sekolah Vokasi
Jenis Karya : **Tugas Akhir**

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Institut Teknologi - PLN **Hak Bebas Royalti Non eksklusif (*Non-exclusive Royalty Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

Penggantian Perangkat Modul CT Relai Diferensial 150kV/20kV Untuk Meningkatkan Keandalan Trafo 30MVA Gardu Induk Mintin

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non eksklusif ini Institut Teknologi PLN berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan **Tugas Akhir** saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta. Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, 31 Januari 2026

Yang menyatakan,



(Hariyanto)

ABSTRAK

HARIYANTO.

Penggantian Perangkat Modul CT Relai Diferensial 150kV/20kV Pada Trafo
30MVA Gardu Induk Mintin

Dibimbing oleh Tony Koerniawan, S.T., M.T.

Relai diferensial merupakan komponen penting dalam sistem proteksi transformator tenaga di gardu induk yang berfungsi mendeteksi gangguan internal seperti gangguan belitan atau isolasi dan memerintahkan pemutusan transformator dari jaringan gardu induk. relai diferensial bekerja berdasarkan prinsip perbandingan arus masuk dan keluar dari transformator tenaga melalui transformator arus (CT). Sehingga jika terjadi kesalahan perhitungan yang disebabkan oleh eror pada pembacaan arus masuk dan arus keluar, maka dapat menyebabkan fungsi relai diferensial bekerja dan mentripkan transformator tenaga walaupun tidak ada gangguan internal pada transformator tenaga. Pada transformator di gardu induk mintin 30MVA telah terjadi 2x gangguan trip dalam 1 hari. Sehingga perlu dilakukan pemeriksaan dan pengujian pada perangkat proteksi. Setelah dilakukan nya pemeriksaan dan pengujian didapatkan hasil bahwa % error telah melebihi dari batas maksimal 5% yaitu di atas 30%. hal tersebut disebabkan oleh kerusakan pada modul CT relay diferensial. Metode perbaikannya adalah dengan mengganti modul relay dengan yang baru. Kemudian melakukan pengujian pada modul CT yang baru dan didapatkan hasil % error pada slope karakteristik dibawah 5% sesuai KEPDIR No. 0520 K/DIR 2014 dan melakukan pengujian pickup sesuai setting. setelah dilakukan penormalan melakukan metering stabil dengan selisih sudut antara sisi HV maupun LV di 180 derajat per fasa nya.

Kata Kunci : relai diferensial, transformator tenaga, gardu induk, kehandalan, sistem proteksi.

ABSTRACT

HARIYANTO.

*Replacement of 150kV/20kV Differential Relay CT Module Device On 30MVA
Transformer Mintin Substation
Supervised by TONY KOERNIAWAN, S.T., M.T.*

Differential relay is an important component in the power transformer protection system in the substation that functions to detect internal faults such as winding or insulation faults and orders the transformer to be disconnected from the substation network. Differential relay works based on the principle of comparing the incoming and outgoing currents of the power transformer through a current transformer (CT). So if a calculation error occurs caused by an error in the reading of the incoming and outgoing currents, it can cause the differential relay function to work and trip the power transformer even though there is no internal fault in the power transformer. In the transformer 30MVA at the Mintin substation, there have been 2 trip faults in 1 day. So it is necessary to inspect and test the protection device. After the inspection and testing, the results showed that the % error has exceeded the maximum limit of 5%, which is above 30%. This is caused by damage to the differential relay CT module. The repair method is to replace the relay module with a new one. Then carry out testing on the new CT module and the results obtained are the % error on the characteristic slope below 5% according to KEPDIR No. 0520 K / DIR 2014 and carry out pickup testing according to the settings. After normalization, stable metering is carried out with an angular difference between the HV and LV sides of 180 degrees per phase.

Keywords: differential relay, Power Transformer, Substation, Slope, Protection

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN PROYEK AKHIR.....	i
LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN TIM PENGUJI.....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH.....	iv
LEMBAR HALAMAN PERNYATAAN PUBLIKASI PROYEK AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS.....	v
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	XI
DAFTAR LAMPIRAN.....	XIII
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Ruang Lingkup Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Landasan Teori.....	4
2.1.1 Transformator Daya.....	4
2.1.2 Pola Proteksi Transformator.....	5
2.1.3 Trafo Arus.....	7
2.1.4 Elemen Proteksi.....	8
2.1.5 Syarat Sistem Proteksi.....	9
2.1.6 Kegagalan Sistem Proteksi.....	11
2.1.7 Relai Proteksi Transformator.....	12
2.1.8 Relai Diferensial.....	16

2.1.9 Prinsip Kerja Relai Diferensial.....	17
2.1.10 Relai Diferensial Restrained.....	20
2.1.11 Komponen Simetris.....	21
2.2 Penelitian yang relevan.....	22
2.3 Kerangka Pemikiran.....	28
BAB III METODE PENELITIAN.....	30
3.1 Jenis Penelitian.....	30
3.2 Metode Pengumpulan Data.....	34
3.3 Teknik Pengumpulan Data.....	37
3.4 Teknik Analisis Data.....	38
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	49
4.1 Hubungan CT Dengan Relai.....	49
4.2 Analisa Rekaman Gangguan.....	51
4.3 PKEPDIR NO 0520 K/DIR/2014 Tentang Pengujian Relay Diferensial.....	54
4.4 Pengujian Relay Diferensial Pasca Gangguan.....	55
4.5 Penggantian Modul CT dan Modul Power Supply Relay Diferensial.....	57
4.6 Pengujian Karakteristik Slope Relay Diferensial Setelah Ganti Modul CT.....	59
4.7 Hasil Pengujian CT di Swithyard.....	64
4.8 Metering Setelah Penormalan.....	67
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	70
5.1 Kesimpulan.....	70
5.2 Saran.....	70
DAFTAR PUSTAKA.....	72

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Relai Proteksi dan Transformator Berdasarkan Tegangan dan Kapasitas.....	5
Tabel 2.2 Pengertian Urutan Positif, Urutan Negatif dan Urutan Nol.....	24
Tabel 2.3 Penelitian Yang relevan.....	24
Tabel 4.1 Hasil Pengujian Slope Karakteristik Modul CT Baru.....	56
Tabel 4.2 Data <i>Nameplate</i> CT Rusak dan CT Baru.....	57
Tabel 4.3 Data <i>Nameplate Power Supply</i>	58
Tabel 4.4 Hasil Pengujian Slope Karakteristik CT Baru.....	61
Tabel 4.5 Hasil Pengujian Pickup Diferensial.....	62
Tabel 4.6 Hasil Pengujian Pickup REF HV dan REF LV.....	63
Tabel 4.7 Metering Arus Sisi HV 150kV dan LV 20kV.....	68
Tabel 4.8 Metering Arus Diferensial dan Arus Restrained.....	69
Tabel 4.9 Metering Ground sisi HV 150kV dan LV 20kV.....	69

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Transformator Daya Gardu Induk Mintin.....	4
Gambar 2.2 Pola Proteksi Transformator.....	7
Gambar 2.3 Relai Differantial dan REF.....	13
Gambar 2.4 relai OCR/GFR 150kV.....	14
Gambar 2.5 Relai OCR/GFR 20kV.....	14
Gambar 2.6 Relai SBEF.....	15
Gambar 2.7 Relai diferensial Keadaan Normal.....	18
Gambar 2.8 Relai diferensial Saat Gangguan di Zona Pengaman.....	19
Gambar 2.9 Relai diferensial Saat Gangguan Luar Zona Pengaman.....	20
Gambar 2.10 Konsep Dasar Relai diferensial.....	21
Gambar 2.11 Kerangka Pemikiran.....	28
Gambar 3.1 Flowchart Penelitian.....	31
Gambar 3.2 Flowchart CT Relai Diferensial.....	33
Gambar 3.3 Relai Diferensial Merk GE Tipe T60.....	34
Gambar 3.4 Nameplate relai diferensial Merk GE Tipe T60.....	35
Gambar 3.5 Nameplate Transformator Daya 30MVA Gardu Induk Mintin.....	35
Gambar 3.6 Wiring Diagram CT Relai Diferensial.....	36
Gambar 3.7 Tampilan Aplikasi Software Enervista UR Setup.....	37
Gambar 3.8 Tampilan Aplikasi Software Wavewin.....	38
Gambar 3.9 Kondisi PMT 150kV dan 20kV Sebelum Gangguan.....	39
Gambar 3.10 Kondisi PMT 150kV dan 20kV Setelah Gangguan.....	40
Gambar 3.11 Indikasi Alarm Pada Panel Proteksi Gangguan Pertama.....	41
Gambar 3.12 Indikasi Alarm Pada Panel Proteksi Gangguan Pertama.....	41
Gambar 3.13 Indikasi Pada Relay T60 Gangguan Pertama.....	42
Gambar 3.14 Indikasi Pada Relay T60 Gangguan Kedua.....	42
Gambar 3.15 Karakteristik Slope Relai Diferensial.....	43

Gambar 3.16 Aplikasi Test Universe 4.20.....	44
Gambar 3.17 Modul Uji QuickCMC.....	45
Gambar 3.18 Setting Slope Diferensial.....	46
Gambar 3.19 Setting REF HV 150kV dan REF LV 20kV.....	46
Gambar 3.20 Setting Ratio CT Fasa dan REF.....	47
Gambar 3.20 Nameplate Burden Modul CT Pada Relai.....	48
Gambar 4.1 Wiring Diagram CT Relai Diferensial.....	50
Gambar 4.2 Disturbance Record Relai T60 Pada Gangguan Pertama.....	51
Gambar 4.3 Disturbance Record Relai T60 Pada Gangguan Kedua.....	52
Gambar 4.4 Analisa Rekaman Gangguan Pertama.....	53
Gambar 4.5 Uji Karakteristik Pada Modul CT Yang Rusak.....	55
Gambar 4.6 Modul CT Yang Lama dan Yang Baru.....	57
Gambar 4.7 Modul Power Supply Yang Lama dan Yang Baru.....	58
Gambar 4.8 Proses Penggantian Modul CT dan Modul <i>Power Supply</i>	59
Gambar 4.9 Hasil Pengujian Slope Karakteristik Modul CT Baru.....	60
Gambar 4.10 Setting Slope Karakteristik Diferensial.....	62
Gambar 4.11 Pengujian Relay Diferensial Trafo Mintin.....	63
Gambar 4.12 Hasil Pengujian Eksitasi Pada CT.....	64
Gambar 4.13 Hasil Pengujian Burden Pada CT.....	65
Gambar 4.14 Karakteristik Pada CT.....	66
Gambar 4.15 Hasil Uji Rasio, Knee Point, Winding Resistance dan Tahanan Isolasi Pada CT.....	66
Gambar 4.16 Metering arus sisi HV 150kV dan LV 20kV.....	67
Gambar 4.17 Metering Arus Diferensial dan Arus Restrained (Arus Bias).....	68
Gambar 4.18 Metering Ground sisi HV 150kV dan LV 20kV.....	69

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Daftar Riwayat Hidup.....	74
Lampiran 2 Lmbar Bimbingan Tugas Akhir.....	75
Lampiran 3 Nameplate CT.....	77

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

PT. PLN Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk Palangkaraya (ULTG Palangkaraya) merupakan salah satu sub-unit dari Unit Palaksana Transmisi Palangkaraya (UPT Palangkaraya) yang berada di bawah Unit Induk Penyaluran dan Pusat Pengatur beban Kalimantan (UIP3B Kalimantan). ULTG Palangkaraya membawahi 9 gardu induk dengan 10 Transformator tenaga. Salah satu gardu induk nya adalah gardu induk Mintin yang berada di kabupaten Pulang Pisau. Gardu induk mintin memiliki 1 set transformator tenaga dengan kapasitas 30MVA. Setiap 2 tahun sekali dilakukan pemeliharaan periodik pada transformator tenaga agar kinerja transformator tetap handal saat beroperasi melayani pelanggan. Pemeliharaan periodik ini salah satunya adalah melakukan pengujian pada peralatan relai proteksi diferensial, untuk memastikan relai diferensial bekerja sesuai setting yang sudah diterapkan. relai diferensial memegang peranan penting dalam proteksi transformator tenaga.

Transformator merupakan salah satu peralatan gardu induk yang memiliki peranan penting. Transformator berfungsi untuk mentransformasikan daya listrik dari tegangan tinggi ke tegangan menengah menggunakan prinsip induksi elektromagnetik. Karena dianggap peralatan yang penting maka transformator harus berfungsi secara maksimal dan normal terus menerus. Tetapi transformator tidak akan pernah lepas dari gangguan ketika sedang beroperasi. Secara lokasi gangguan, ada 2 jenis gangguan yaitu gangguan eksternal dan gangguan internal. Gangguan yang terjadi pada transformator adalah seperti gangguan hubung singkat antar fasa maupun gangguan fasa ke tanah, kerusakan pada isolasi belitan, gangguan pada tap changer, masalah pada pendingin, kebocoran minyak trafo, masalah pada terminal bushing dan kegagalan proteksi.

Relai Proteksi merupakan peralatan elektronik yang berfungsi untuk mendeteksi gangguan atau saat kondisi tidak normal pada sistem tenaga listrik. Perangkat ini bertujuan

untuk mencegah gangguan meluas dengan cara memutus aliran listrik ketika terjadi gangguan. Sistem relai proteksi pada transformator terbagi menjadi 2 yaitu relai mekanik dan relai elektrik. Relai diferensial termasuk dalam relai elektrik dan merupakan pengamanan utama pada transformator. Relai ini bekerja menggunakan prinsip hukum kirchoff I dengan membaca arus yang masuk dan arus yang keluar secara akurat dan cepat. Relai ini akan bekerja jika ada gangguan di internal trafo, artinya jika ada gangguan eksternal maka relai ini seharusnya tidak boleh bekerja karena gangguan tersebut berada diluar zona yang diamankan dan arus yang masuk sama dengan arus yang keluar. Saat terjadi gangguan internal relai ini akan memerintahkan trip pada PMT sisi primer dan sisi sekunder. Relai ini bekerja dengan membaca arus sekunder pada keluaran CT sisi 150kV dan arus sekunder CT sisi 20kV yang nanti sekunder kedua CT tersebut masuk ke rangkaian CT pada relai diferensial. Jika terjadi kerusakan pada internal CT atau pada pembacaan arus CT yang tidak akurat maka akan menyebabkan adanya pembacaan arus yang seharusnya normal menjadi tidak normal dan dapat menyebabkan trip PMT pada transformator tersebut.

1.2 Rumusan Masalah

Dari latar belakang tersebut, dihasilkan rumusan masalah untuk pembuatan penelitian ini sebagai berikut :

1. Apa penyebab anomali yang terhubung ke relai proteksi dan bagaimana detail relai terhadap CT?
2. Bagaimana proses identifikasi dan analisis gangguan akibat anomali pada modul CT?
3. Bagaimana langkah perbaikan yang dapat diterapkan untuk menghindari anomali serupa?

1.3 Tujuan

Berdasarkan rumusan masalah tersebut, tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui penyebab anomali pada relai proteksi dan hubungan relai dengan CT.
2. Mengetahui proses identifikasi dan analisis gangguan akibat anomali pada modul CT.
3. Mengetahui cara perbaikan pada kerusakan modul CT relai diferensial.

1.4 Manfaat

Dengan dilakukannya penelitian ini, manfaat yang di dapatkan sebagai berikut:

1. Dapat mengetahui kinerja relai diferensial yang sesuai dengan standar yang berlaku
2. Dapat menganalisa rekaman gangguan pada relai diferensial
3. Dengan adanya penelitian yang saya lakukan ini dapat menjadi bahan referensi jika terjadi anomali yang sama pada kerusakan relai diferensial.

1.5 Ruang Lingkup Masalah

Dari latar belakang tersebut, agar mendapatkan keberhasilan maka penulis membatasi penelitian dengan membuat ruang lingkup masalah yaitu :

1. Penelitian ini dilakukan hanya saat transformator dalam keadaan padam.
2. Analisis difokuskan pada pembacaan arus pada relai diferensial.
3. Mengamati pembacaan arus dan rekaman pada relai diferensial secara keberlangsungan.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Landasan Teori

2.1.1 Transformator Daya

Transformator daya adalah peralatan listrik statis yang berfungsi menyalurkan tenaga listrik, mengubah tegangan tanpa mengubah frekuensi. Dalam fisiknya transformator dapat dibagi menjadi 3 bagian sederhana yaitu kumparan primer, kumparan sekunder dan inti besi lunak. Kumparan primer adalah yang terhubung langsung ke sumber daya dan kumparan sekunder yang terhubung langsung ke beban. Kedua kumparan ini terbelit pada inti besi.

Prinsip kerja transformator yaitu berdasarkan hukum induksi elektromagnetik yang ditemukan oleh Michael Faraday. Ketika arus bolak balik (AC) dialirkan ke kumparan primer maka akan menghasilkan fluks magnet yang berubah di inti besi. Fluks magnet yang berubah ini kemudian menginduksi gaya gerak listrik (GGL) atau tegangan pada kumparan sekunder. Transformator hanya bekerja dengan arus AC karena memerlukan perubahan *fluks* magnet untuk menginduksi tegangan [1].



Gambar 2.1 Transformator Daya Gardu Induk Mintin

2.1.2 Pola Proteksi Transformator

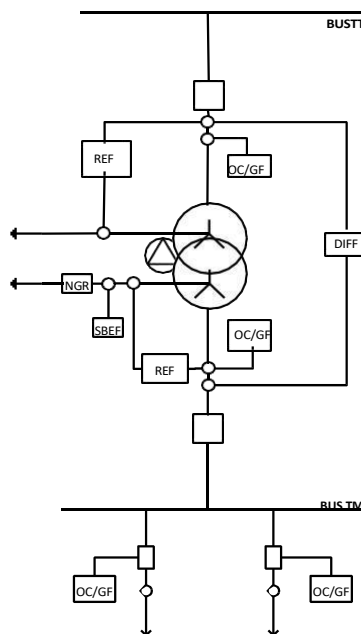
Pola proteksi transformator harus dapat mengamankan transformator dari gangguan internal maupun gangguan eksternal. Untuk gangguan internal, transformator memiliki proteksi mekanik dan proteksi elektrik, sedangkan untuk gangguan eksternal transformator hanya memiliki proteksi elektrik. Peralatan proteksi yang dipergunakan berdasarkan kapasitas transformator ditampilkan pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Relai proteksi transformator berdasarkan level tegangan dan kapasitas

No	MACAM PROTEKSI	TRAFO					
		150/20 kV & 66/20 kV		500/150 kV	275/150 kV	150/66 kV	500/275k V
		< 30 MVA	≥ 30 MVA	≥ 60 MVA		≥ 30MVA	≥ 60MVA
Proteksi Mekanik							
1	Relai temp minyak	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
2	Relai temp belitan sisi Primer	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
3	Relai temp belitan sisi Sekunder	-	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set

4	Relai temp belitan sisi Tersier	-	-	1 set	1 set	-	1 set
5	Relai <i>Bucholz</i>	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
6	Relai <i>Sudden Pressure Main Tank</i>	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
7	Relai RS2000	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
8	Relai <i>Sudden Pressure</i> OLTC	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set	1 set
Proteksi Elektrik							
7	Relai Diferensial	1 set	1 set	2 set	2 set	1 set	2 set
8	Relai REF HV	-	1 set**	2 set	2 set	1 set	2 set
9	Relai (REF) sisi LV (hanya untuk konfigurasi bintang)	-	1 set**	2 set	2 set	1 set	2 set
10	Relai OCR sisi hv	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa

Proteksi trafo tenaga secara garis besar menggunakan relai Differensial dan relai *Restricted Earth Fault* (REF) sebagai main proteksi. Sedangkan proteksi cadangan menggunakan relai *over current* relai gangguan *grounding* (GFR). dan *Standby Earth Fault* (SBEF) biasanya dipergunakan pada transformator dengan belitan Y yang dibumikan menggunakan NGR, dan tujuannya untuk memproteksi NGR [2].



Gambar 2.2 Pola proteksi transformator

2.1.3 Trafo Arus (*Current Transformer*)

Trafo arus adalah peralatan yang digunakan untuk mengukur besar arus pada sistem tenaga listrik pada sisi primer yang berskala besar dengan menurunkan arus secara akurat dan teliti untuk digunakan pada proteksi dan pengukuran.

Trafo arus mempunyai fungsi sebagai berikut :

1. Mengubah arus pada sisi primer yang besar menjadi kecil pada sisi sekunder untuk keperluan proteksi dan pengukuran

2. Mengisolasi belitan sekunder terhadap belitan primer sebagai pengaman kepada operator yang sedang melaksanakan pengukuran [3].

Dalam sistem proteksi, keluaran trafo arus (CT) digunakan sebagai input untuk perangkat proteksi yang nantinya akan mentrigger perangkat proteksi untuk bekerja bila terjadi gangguan. Oleh karena itu kejenuhan CT harus diperhatikan agar sistem proteksi dapat bekerja dengan baik dan benar.

Apabila terjadi kejenuhan pada CT maka relai arus lebih tidak bisa bekerja dikarenakan nilai rms pada trafo arus sisi sekunder error dan menyebabkan bekerjanya sistem proteksi pada sisi relai akan bekerja dan mengakibatkan pemadaman semakin meluas [4].

2.1.4 Elemen Proteksi

Komponen-komponen yang mendukung kerja sistem proteksi terdiri dari :

- a. Transformator Tegangan / Transformator Arus

Mentransformasikan Tegangan/Arus dari besar menjadi kecil untuk keperluan pengukuran dan proteksi.

- b. Relai PEngaman

Peralatan yang berfungsi mendeteksi dan memberikan informasi akan adanya kondisi gangguan kemudian secara otomatis memerintahkan PMT untuk membuka (trip).

- c. PMT

Sebagai penghubung dan pemisah bagian dari jaringan yang mampu beroperasi pada kondisi normal maupun dalam kondisi abnormal. PMT akan mendapatkan perintah (sinyal trip) dari relai proteksi untuk trip.

- d. Power Supply

Fungsi utamanya ialah memberikan sumber daya ke relai proteksi sehingga dapat bekerja dengan baik.

e. Pengawatan

Sebagai penghubung antara semua komponen yang ada sehingga membentuk suatu sistem proteksi [5].

2.1.5 Syarat Sistem Proteksi

Pada sistem proteksi tenaga listrik, ada beberapa persyaratan yang harus dipenuhi demi pengamanan peralatan-peralatan listrik yang ada. Untuk itu ada beberapa persyaratan yang harus dipenuhi oleh suatu sistem proteksi, seperti berikut ini :

1. handal.

Dalam kondisi normal tidak boleh ada gangguan. Namun sebaliknya saat kondisi tidak normal harus mengamankan daerah zona proteksi nya. Jadi proteksi harus handal agar dapat mengamankan di zona wilayahnya.

2. Selektif.

Relai harus memiliki kesensitifan terhadap gangguan. Jika sudah menyentuh pada setting pick up atau setting trip yang sudah dirancang dalam sebuah skema proteksi. Maka relai harus dapat mengamankan peralatan secara tepat. Jangan sampai sebuah relai saat terjadi gangguan tidak dapat mendeteksi gangguan tersebut sehingga dapat menyebabkan kerusakan pada peralatan.

3. Sensitif

Relai harus memiliki kesensitifan terhadap gangguan. Jika sudah menyentuh pada setting pick up atau setting trip yang sudah dirancang dalam sebuah skema proteksi. Maka relai harus dapat mengamankan peralatan secara tepat. Jangan sampai sebuah relai saat terjadi gangguan tidak dapat mendeteksi gangguan tersebut sehingga dapat menyebabkan kerusakan pada peralatan.

4. Cepat

Relai harus bekerja dengan cepat saat terjadi gangguan agar dsapat mengamankan peralatan dan mencegah gangguan menjadi meluas. Dalam pengujian relay memiliki waktu dan setting nya, ada batas toleransi waktu kecepatan relay bekerja. Jadi saat gangguan harus segera mentripkan PMT sesuai dengan waktu yang sudah di setting.

5. Ekonomis.

Relai memiliki harga yang beragam. Jadi untuk memilih relai tetap menggunakan relay yang tidak mahal tetapi tetap mengedepankan sensitif, selektif, kecepatan relay tersebut [6].

2.1.6 Kegagalan Sistem Proteksi

Proteksi dapat juga mengalami kegagalan pengamanan pada peralatan yang di pengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

1. Kegagalan Perangkat Keras (*Hardware Failure*)
 - Kerusakan pada relai proteksi: relai yang sudah aus, komponen elektronik rusak, atau kegagalan mekanis menyebabkan relai tidak berfungsi.
 - Sensor atau CT/PT (*Current Transformer / Potential Transformer*) bermasalah: Misalnya CT/PT yang rusak, tidak akurat, atau kehilangan sinyal.
 - Gangguan kabel dan sambungan: Kabel yang terputus, longgar, atau *korsleting* dapat menyebabkan sinyal proteksi tidak sampai ke relai.
 - Kesalahan konfigurasi perangkat: Setelan relai yang salah (misalnya *threshold* arus, waktu delay, koordinasi) dapat mengakibatkan proteksi tidak bekerja tepat waktu.
2. Kegagalan Sistem dan Perangkat Lunak
 - Bug atau error firmware/software pada relai digital: Sistem proteksi modern biasanya menggunakan relai digital yang bisa mengalami kerusakan perangkat lunak.
 - Gangguan komunikasi: Proteksi dengan komunikasi antar perangkat dapat gagal jika jaringan komunikasi terputus atau terganggu.
3. Kesalahan Operasi dan Manusia
 - Kesalahan pengaturan atau kalibrasi: Salah kalibrasi parameter proteksi dapat menyebabkan proteksi tidak berfungsi atau trip palsu.
 - Kesalahan instalasi: Misalnya pemasangan CT/PT tidak benar atau urutan kabel yang salah.
 - Human error saat pemeliharaan: Pemeliharaan yang tidak tepat atau tidak rutin menyebabkan perangkat proteksi tidak optimal.
4. Gangguan Lingkungan dan Kondisi Eksternal
 - Petir dan gangguan elektromagnetik: Sambaran petir atau gangguan EMI dapat merusak perangkat proteksi atau membuatnya salah operasi.

- Kondisi lingkungan ekstrem: Suhu tinggi, kelembaban, debu, atau korosi dapat mempercepat kerusakan peralatan.
- Getaran dan guncangan: Bisa menyebabkan kerusakan mekanis pada perangkat.

5. Gangguan Sistem Listrik

- Gangguan arus hubung singkat (fault) yang terlalu cepat atau kompleks: Proteksi tidak dapat merespon jika gangguan terjadi di luar karakteristik proteksi.
- Kegagalan koordinasi proteksi: Jika proteksi tidak diatur dengan koordinasi yang benar antar perangkat, bisa menyebabkan proteksi yang tidak selektif atau gagal trip.

6. Kegagalan Hidden Failure (Kegagalan Tersembunyi)

- Ini adalah kegagalan yang tidak terlihat saat pengujian rutin, tapi terjadi saat kondisi gangguan nyata, misalnya relai yang gagal trip karena masalah internal yang tidak terdeteksi sebelumnya [7].

2.1.7 Relai Proteksi Transformator

Relai Proteksi merupakan suatu perangkat yang berfungsi untuk mendeteksi gangguan pada peralatan yang di proteksi nya. Relai ini saat terjadi gangguan akan memberikan alarm dan akan men-trip kan Circuit Breaker jika gangguan belum juga hilang.

Proteksi pada transformator harus andal, oleh karena itu Sistem proteksi terbagi menjadi 2 bagian yaitu proteksi utama dan proteksi cadangan.

2.1.6.1 Proteksi Utama Transformator

Proteksi utama adalah sistem proteksi yang diharapkan sebagai prioritas pengamanan gangguan atau menghilangkan kondisi tidak normal pada transformator.

Proteksi ini dimaksudkan untuk pengaman pertama saat terjadinya gangguan dalam zona wilayahnya. Ciri-ciri pengaman utama:

- Waktu kerjanya cepat (*instantaneous*).
- Tidak dapat dikoordinasikan dan tidak bergantung pada proteksi lain.
- Daerah pengamanannya dibatasi oleh pasangan CT.

Pada transformator daya biasanya digunakan relai differensial dan relai *Restricted Earth Fault* (REF) sebagai proteksi utama. Di bawah ini penjelasan kedua relai tersebut.

a. relai diferensial

relai ini merupakan pengaman utama pada proteksi transformator. Sistem kerjanya menghitung arus yang masuk dan arus yang keluar dari transformator ketika terjadi gangguan. Jika arus yang masuk berbeda atau ada selisih yang cukup besar dan sampai mencapai setting trip nya. Maka relai ini akan bekerja sesuai dengan fungsinya.

b. *Restricted Earth Fault* (REF)

Adalah relai yang mendeteksi arus pada sisi netral baik sisi HV maupun sisi LV. Saat terjadi gangguan pada fasa ke ground pada sebuah transformator, maka REF ini akan bekerja sesuai zona nya, jika gangguan pada sisi HV maka REF HV akan bekerja, jika gangguan pada sisi LV maka REF LV yang akan bekerja [8].



Gambar 2.3 Relai diferensial dan REF

2.1.6.2 Proteksi Cadangan Transformator

Proteksi cadangan merupakan proteksi yang difungsikan untuk bekerja apabila terjadi gangguan pada yang tidak dapat diamankan atau tidak dideteksi dalam kurun waktu tertentu oleh proteksi utama, karena adanya kerusakan atau ketidakmampuan sehingga proteksi utama tidak dapat bekerja untuk meminimalisir gangguan.

a. *Over Current relay (OCR)*

Relai ini dipergunakan untuk melindungi transformator terhadap arus lebih yang terjadi karena pembebanan berlebih pada transformator ataupun karena adanya gangguan hubung singkat antar fasa yang terjadi di luar maupun di dalam transformator.

b. *Ground Fault relay (GFR)*

relai ini adalah perangkat proteksi pada sistem kelistrikan yang berfungsi mendeteksi dan melindungi dari gangguan hubung singkat fasa ke tanah. GFR bekerja dengan mendeteksi adanya arus urutan nol (arus gangguan ke tanah) dan akan memberikan perintah untuk memutuskan bagian sistem yang terganggu guna mencegah kerusakan pada peralatan lain dan menyebarnya gangguan.



Gambar 2.4 Relai OCR/GFR 150kV



Gambar 2.5 Relai OCR/GFR 20kV

c. *Stand By Earth Fault (SBEF)*

Merupakan proteksi NGR terhadap arus lebih yang berfungsi untuk mengamankan NGR dari hubung singkat fasa tanah. Oleh karena itu SBEF hanya ada pada transformator yang pentanahannya menggunakan NGR. SBEF ini juga harus dikoordinasikan dengan relai GFR. SBEF harus bekerja paling akhir sebagai pengaman NGR.



Gambar 2.6 Relai SBEF

d. *Over and Under Voltage* relai (OVR dan UVR)

Over Voltage Relai (OVR) adalah relai yang digunakan untuk mendeteksi tegangan lebih. Jadi jika sudah mencapai setting yang telah diterapkan maka relai ini akan bekerja saat tegangan naik sampai mencapai settingnya.

Under Voltage Relai (UVR) adalah relai yang digunakan untuk mendeteksi tegangan rendah. Jadi jika sudah mencapai setting yang telah diterapkan maka relai ini akan bekerja saat tegangan turun sampai mencapai settingnya [9].

2.1.8 Relai diferensial

Relai diferensial adalah relai proteksi utama yang ada di transformator yang bekerja dengan sangat cepat dan selektif sehingga tidak bekerja dengan waktu tunda atau berkoordinasi dengan relai lain yang ada. Relai differensial bertugas untuk menjamin keamanan dari gangguan hubung singkat yang mungkin terjadi di zona proteksinya seperti hubung singkat antar belitan, gangguan antar fasa maupun antar fasa dengan tanah. Relai ini bekerja ketika terdapat perbedaan fasor dan atau perbedaan nilai sesaat arus masuk dan arus keluar. Relai ini memiliki sensitivitas yang tinggi, karena yang diukur adalah selisih arus, sehingga setting relai dapat dilakukan pada besaran di bawah arus normal. Adapun sensitivitas dan stabilitas relai sangat dipengaruhi oleh kualitas CT yang digunakan, terutama bagi relai diferensial sederhana yang tanpa bias). Karakteristik dari kedua CT harus sama persis dan titik penyambungan relai harus dalam keseimbangan impedansi. Hal ini sukar didapatkan di dalam prakteknya secara langsung, dan seringkali dijumpai keadaan yang tidak menguntungkan, yang meliputi:

1. Panjang saluran penghubung (*lead*) di sebelah kiri dan kanan relai tidak sama
2. Kedua trafo arus melayani beban yang tidak sama

3. Meskipun data tentang rating dan error kedua trafo arus sama, tetapi karakteristik kejenuhannya mungkin berbeda

Agar relai diferensial tidak bekerja saat kondisi normal atau mengalami salah kerja, maka persyaratan yang dipenuhi ialah sebagai berikut :

1. CTHV dan CTLV harus mempunyai rasio yang ditentukan sehingga arus yang terbaca pada kedua sisi harus bernilai sama besar ($i_1 = i_2$)
2. Sambungan dan polaritas CT HV dan CT LV maupun *Auxiliary current transformer* (ACT) harus terpasang dengan benar.
3. Polaritas arus yang memasuki relai (i_{HV} dan i_{LV}) memiliki beda sudut sebesar 180 derajat.

2.1.9 Prinsip Kerja Relai Diferensial

Prinsip kerja relai diferensial dikenal dengan prinsip *Merz-Price* adalah melakukan perbandingan antara dua vektor arus atau lebih yang masuk ke dalam relai yaitu membandingkan arus-arus masuk dan keluaran trafo. Dimana prinsip kerja ini didasarkan pada hukum *Kirchoff* I yakni arus total yang masuk pada titik percabangan sama dengan arus total yang keluar dari titik percabangan tersebut.

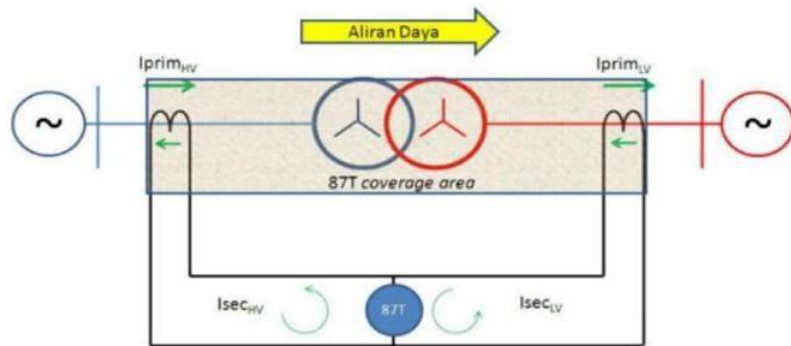
$$I_{diff} = \overrightarrow{I_{hv}} + \overrightarrow{I_{lv}} \quad (2.1)$$

Keterangan :

I_{diff} : arus diferensial (Amp)

I_{hv} : arus pada sisi tegangan tinggi (Amp)

I_{lv} : arus pada sisi tegangan rendah (Amp)



Gambar 2.7 Relai diferensial keadaan normal

Ketika gangguan berlangsung di area proteksi yang ada, maka arus yang masuk memiliki nilai yang berbeda dengan arus keluar ($I_{hv} \neq I_{lv}$). Hal ini membuat timbulnya nilai arus diferensial titik percabangan yang ada (*restraint point*). Apabila gangguan terjadi diluar area yan diproteksinya maka arus yang melewati titik percabangan (*restraint point*) ialah nol karena arus yang terbaca di kedua sisi ialah sama besar. Jika besar arus diferensial ini telah mencapai titik setting (*pickup*) maka relai ini akan beroperasi. Untuk pengaplikasian dari relai diferensial harus diperhatikan hal-hal berikut meliputi :

- Pemilihan lokasi CT
 - CT Bushing
 - CT diameter
 - CT bay
- Pemilihan CT
 - Faktor koreksi sudut fasa
 - Faktor koreksi rasio
 - Faktor kompensasi urutan nol
- Faktor kesalahan pengatur pengubah sadapan berbeban

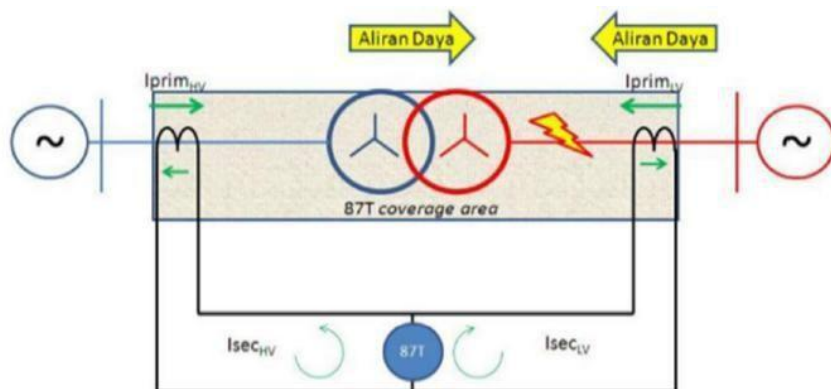
Pada kondisi transformator dan sistem proteksi normal relai diferensial harus

stabil bila terjadi :

- *Inrush current*
- *External Through Fault Current*
- *Overfluxing* pada transformator
- Perubahan tap saat berbeban.

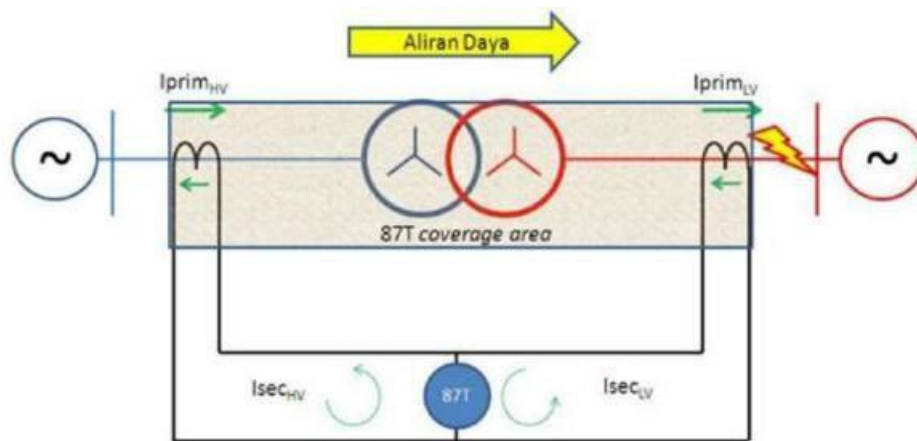
Adapun relai diferensial mempunyai 3 kesulitan utama dan menjadi penyebab timbulnya arus tidak seimbang ($\Delta I'$) meliputi :

- Karakteristik CT. Ketika terjadi gangguan eksternal, CT dengan karakteristik yang berbeda dapat menimbulkan besar tegangan yang berbeda pada setiap sekunder CT.
- Perubahan rasio akibat OLTC (On Load Tap Changer) dapat menciptakan adanya arus tidak seimbang dan memiliki kecenderungan membuat relai diferensial beroperasi.
- Arus serbu (*inrush current*) pada saat trafo di energize akan mengalirkan arus magnetisasi atau eksitasi secara transien sehingga menimbulkan arus yang timbul di sisi primer saja sehingga dapat akan membuat relai diferensial menjadi salah bekerja.



Gambar 2.8 Relai diferensial saat gangguan di zona pengamanan

Gangguan eksternal atau gangguan di luar daerah pengaman merupakan gangguan yang di luar zona proteksi relai diferensial, ketika terjadinya gangguan di luar zona proteksi relai diferensial, dimana relai tersebut tidak mendeteksi indikasi gangguan pada transformator, karena arus yang mengalir di kedua CT sama besarnya.

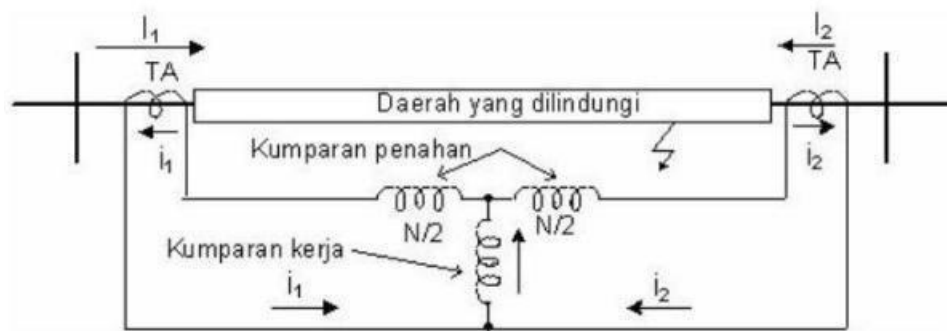


Gambar 2.9 Relai diferensial saat gangguan di luar zona pengaman

2.1.10 Relai Diferensial *Restrain*

Saat bekerja dalam kondisi normal pun pada daerah proteksinya terdapat kemungkinan adanya arus tak seimbang (*unbalance current*). Untuk mengatasi masalah demikian serta mengatasi kesulitan utama daripada relai, maka pada relai diferensial ditambahkan kumparan yang menahan bekerjanya relai. Kumparan ini disebut kumparan penahan (*restraining coil*), dan dilengkapi juga dengan kumparan yang mengerjakan relai tersebut disebut kumparan kerja (*operating coil*). Koil penahan dialiri oleh arus terus (*through current*) I_1 dan I_2 , sedangkan koil operasi dialiri arus limpahan (*spill current*) $I_1 - I_2$. Relai akan bekerja apabila gaya output dari koil operasi lebih besar dibandingkan gaya output koil penahan. Relai jenis ini disebut dengan Relai diferensial Persentase (Relai diferensial Bias). Kumparan kerja akan terhubung dengan bagian tengah dari kumparan penahan. Kumparan penahan ini yang akan menahan relai agar tidak bekerja ketika terjadi

arus gangguan yang besar, karena bertambahnya arus gangguan yang melewatinya maka akan menghasilkan kopel penahan yang semakin besar sehingga relai tidak akan bekerja. Dengan penggunaan dari relai diferensial yang berdasarkan prinsip sirkulasi arusnya memiliki tujuan mendapatkan relai yang sensitif terhadap gangguan internal yang kecil dengan tingkat stabilitas yang tinggi terhadap gangguan eksternal yang ada. Persentase relai diferensial bias memiliki karakteristik *pick-up* yang semakin tinggi [10].



Gambar 2.10 Konsep Dasar Relai diferensial

2.1.11 Komponen Simetris

Komponen Simetris adalah metode perhitungan secara matematika yang dipakai untuk menganalisa sistem listrik 3 fasa yang tidak seimbang dengan cara menguraikannya menjadi tiga komponen seimbang. Metode ini menyederhanakan perhitungan analisis sistem tenaga listrik yang kompleks contohnya saat terjadi gangguan atau beban tidak seimbang.

Dalam operasional transformator, sering terjadi ketidakseimbangan beban antar fasa yang bisa menyebabkan kerugian daya dan efisiensi transformator menjadi menurun. Ketidakseimbangan beban menyebabkan arus yang mengalir melewati titik netral dan memunculkan rugi rugi daya [11].

Tabel 2.2 Pengertian Urutan Positif, Urutan Negatif dan urutan Nol

URUTAN POSITIF	URUTAN NEGATIF	URUTAN NOL
Besaran fasa yang sama	Besaran Fasa yang sama	Besaran fasa yang sama
Perpindahan Fasa 120 Derajat	Perpindahan Fasa 120 Derajat	Tidak ada perpindahan fasa
Urutan Fasa yang sama dengan fasor sistem	Urutan Fasa berlawanan dengan fasor sistem	Urutan fasa berlawanan dengan fasor sistem
Rotasi fasa yang sama dengan fasor sistem	Rotasi fasa yang sama dengan fasor sistem	Rotasi fasa yang sama dengan fasor sistem

2.2. Penelitian yang relevan

Beberapa referensi yang penulis dapatkan sebagai berikut :

1. Menurut Yusnan Badruzzaman. 2014, dalam jurnal yang berjudul “Keandalan relai diferensial sebagai Pengaman Utama Transformator terhadap Gangguan Arus Hubung Singkat di GIS Randugarut” membuat bahwa gangguan internal pada transformator berupa *incipient faults* dan *electrical faults* adalah Gangguan yang menyebabkan diferensial relai bekerja adalah. Kedua gangguan ini yang dapat menyebabkan arus diff membesar dan mentripkan PMT [12].
2. Menurut Dias Eka Kusuma. 2023, dalam jurnal yang berjudul “Perbandingan Setting Matematis relai diferensial Transformator Daya dengan Setting GI 150kV Cilegon Baru PT. PLN (Persero) ULTG Cilegon” menyatakan bahwa proteksi memiliki beberapa syarat yaitu handa, selektif, sensitif dan cepat bagian dari proteksi yaitu trafo tegangan, trafo arus, pengawatan, wiring. Dan tidak lepas dari sumber tegangan

AC/DC. Relai proteksi berfungsi untuk merasakan adanya gangguan di dalam zona nya. Dan tidak mekerja jika terjadi gangguan di luar zona nya [13].

3. Menurut M Rafli Ardiansyah. 2024, dalam jurnal yang berjudul “Penyetingan Relai Diferensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya 52MVA Unit 4 PLTA Singkarak” menyatakan bahwa pertimbangan perhitungan setting adalah kesalahan sadapan (10%), kesalahan CT (10%), mismatch (4%), arus eksitasi (1%) dan faktor keamanan [14].
4. Menurut Subhan. 2005, dalam tesis yang berjudul “Kualitas pembebanan pada saluran transmisi dengan metode komponen simetris di PT. PLN Sumatera Utara” menyatakan bahwa ketidak seimbangan pada beban dapat dilihat dari perbedaan tegangan, rugi daya pada bus tersebut. Saat beban tidak seimbang maka akan ada arus pada sisi netral. Ini dapat di simulasikan dengan perhitungan komponen simetris dalam sistem tenaga listrik [15].
5. Menurut Muhamad Rizki Muharam. 2018, dalam skripsi yang berjudul “Analisis Performa Relay Diferensial Transformator Pada Gardu Induk Cilegon Lama” menyatakan bahwa setting pada sebuah transformator harus di uji terlebih dahulu dengan menggunakan uji karakteristik slope. Kemudian membandingkan hasil pengujian gangguan dengan pengujian setting yang menggunakan teori. Dan didapatkan hasilnya setting yang menggunakan perhitungan lebih baik dibandingkan setting yang lama pada relai diferensial trafo daya GI Cilegon [16].

Tabel 2.3 Penelitian Yang Relevan

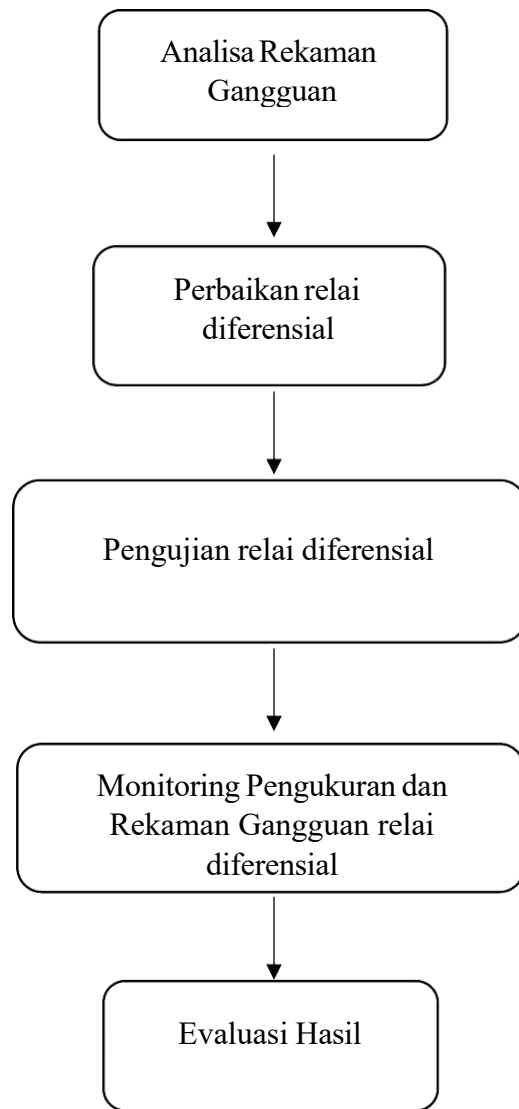
No	Judul dan Tahun	Masalah	Metodologi	Hasil	Riset Gap
1.	“Keandalan Relai Diferensial sebagai Pengaman Utama Transformator terhadap Gangguan Arus Hubung Singkat di GIS Randugarut” (Yusnan Badruzzaman . 2014)	Masalah yang diangkat dalam penelitian ini adalah kondisi transformator sebelum dan setelah terjadi gangguan hubung singkat. Transformator yang akan dibahas adalah transformator tenaga berkapasitas 60 MVA tegangan 150/20 KV di GIS Randugarut beserta sistem proteksinya.	Penelitian ini menggunakan metode Pengujian diferensial relai dilakukan dengan menguji arus pick up dan karakteristiknya setelah gangguan dengan melakukan simulasi gangguan. .	Dari hasil pengujian di atas didapatkan hasil bahwa diferensial relai bekerja dengan arus pick up sebesar 0,3 Ampere pada sisi 150 kV dan 1,94 Ampere pada sisi 20 kV. Perbedaan ini menunjukkan adanya <i>matching</i> arus di dalam relai tersebut disebabkan rasio CT yang berbeda.	Penelitian ini menggunakan manual perhitungan dan analisis hasil pengujian karakteristik. Untuk melihat slope nya.
2.	“Perbandingan Setting Matematis	Penelitian ini bertujuan untuk	Menghitung dengan rumus perhitungan	Hasil perbandingan antara	Penelitian ini hanya menghitung

	Relai diferensial Transformator Daya dengan setting GI 150kV Cilegon Baru PT PLN ULTG Cilegon ” (Dias Eka Kusuma. 2023)	memastikan setting yang baru di terapkan sama dengan setting perhitungan matematis.	<i>error mismatch</i>, perhitungan arus sekunder CT, perhitungan arus diferensial, perhitungan arus <i>restrain</i>, perhitungan <i>percent slope</i> dan perhitungan arus setting relai diferensial.	perhitungan matematis setting relai diferensial dengan <i>setting</i> GI Cilegon Baru, mendapatkan bahwa <i>setting</i> perhitungan matematis memiliki nilai yang hampir sama dengan data <i>setting</i> di GI Cilegon Baru. Dimana arus <i>setting</i> dari perhitungan matematis sebesar 0,24A dan <i>slope1</i> serta <i>slope2</i> sebesar 29,32% dan 58,64%, sedangkan arus <i>setting</i> pada	secara matematis tanpa menggunakan uji coba karakteristik relai diferensial menggunakan alat uji.
--	--	--	--	---	--

				GI Cilegon Baru sebesar 0,2A dan <i>slope1</i> serta <i>slope2</i> sebesar 30% dan 80%	
3.	“Penyetingan Relai Diferensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya 52 MVA unit PLTA Singkarak” (M Rafli Ardiansyah. 2024)	Penelitian ini bertujuan untuk menghitung setting dan analisa penyetingan relai differensial.	Menghitung dengan rumus mencari arus nominal primer dan sekunder, arus CT Primer dan sekunder, <i>Error Mismatch</i> , arus differensial, arus <i>restrain</i> , <i>percent slope</i> ,	Hasil setting nilai arys adalah 0.21A namun hasil setting diferensial adalah 0.3A. hasil yang di dapat dari pengujian setting diferensial adalah 0.21A.	Penelitian ini hanya menghitung secara matematis setting tanpa menggunakan uji coba karakteristik relai diferensial menggunakan alat uji injeksi sekunder.
4.	“kualitas pembebanan pada saluran transmisi dengan metode	Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui seberapa besar ketidakseimba	Dengan menerapkan metode komponen simetris dengan	Dari hasil ketidakseimbangan beban arus tiga fasa tidak sama dengan nol, ada arus	Penelitian ini hanya menggunakan seset analisa menggunakan perangkat

	komponen simetris di PT. PLN Sumatera Utara” (Subhan. 2005)	ngan beban pada bus.	menjalankan seset perangkat lunak EDSA (<i>Electrical Design and Data Analysis</i>)	yang mengalir pada titik netral yaitu dari 0,64A sampai dengan 3,76A. pada keadaan beban seimbang arus netral hanya kecil yaitu dari 0,46A sampai dengan 3,76A.	lunak, tidak langsung studi ke lapangan.
5.	“Analisa performa relay Diferensial Transformator pada Gardu Induk Cilegon Lama ” (Muhammad Rizki Muharam. 2018)	Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui perbedaan performa setting relay differensial sesuai perhitungan teori dengan setting relay differensial GI Cilegon Lama	Dengan membandingkan setting yang menggunakan teori dan setting yang lama, kemudian pengujian dilakukan menggunakan software 87T by symandari	Dari hasil pengujian didapatkan hasil bahwa setting yang lama tidak mentripan PMT karena tidak tercapai pickup pada arus setting dan setting yang baru sesuai perhitungan berhasil mentripan PMT.	Penelitian ini hanya dilakukan pada 1 GI dan tidak dilakukan pada jenis relay jenis lain yang berbeda merek dan tipe nya

2.3 Kerangka Pemikiran



Gambar 2.11 Kerangka Pemikiran

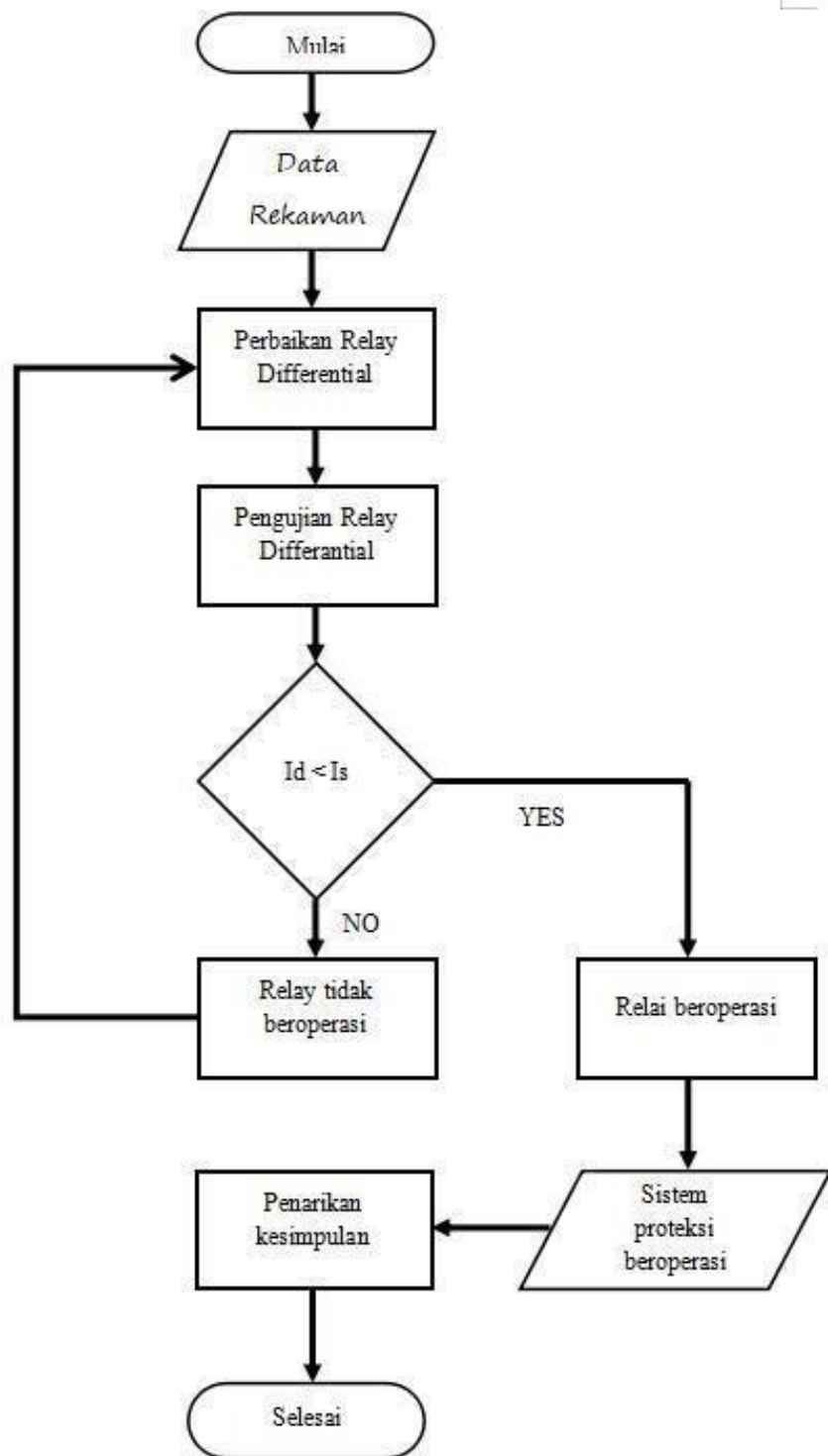
Sesuai dengan kerangka pemikiran penulis, ketika terjadi trip pada transformator, diperlukan analisa melalui rekaman gangguan yang di *download* dari relai diferensial. Setelah dilakukan analisa diketahui bahwa telah terjadi anomali pada rangkaian CT *internal* relai differential. Sehingga dilakukan perbaikan dengan mengganti modul CT pada relai tersebut. Kemudian dilakukan pengujian karakteristik relai diferensial untuk mendapatkan data hasil dari pengujian tersebut, untuk menyatakan bahwa relai dalam keadaan siap operasi untuk pengaman proteksi utama pada transformator. Setelah transformator beroperasi kembali maka penulis memantau kinerja relai diferensial untuk mengetahui apakah akan terjadi gangguan yang sama setelah perbaikan.

BAB III

METODE PENELITIAN

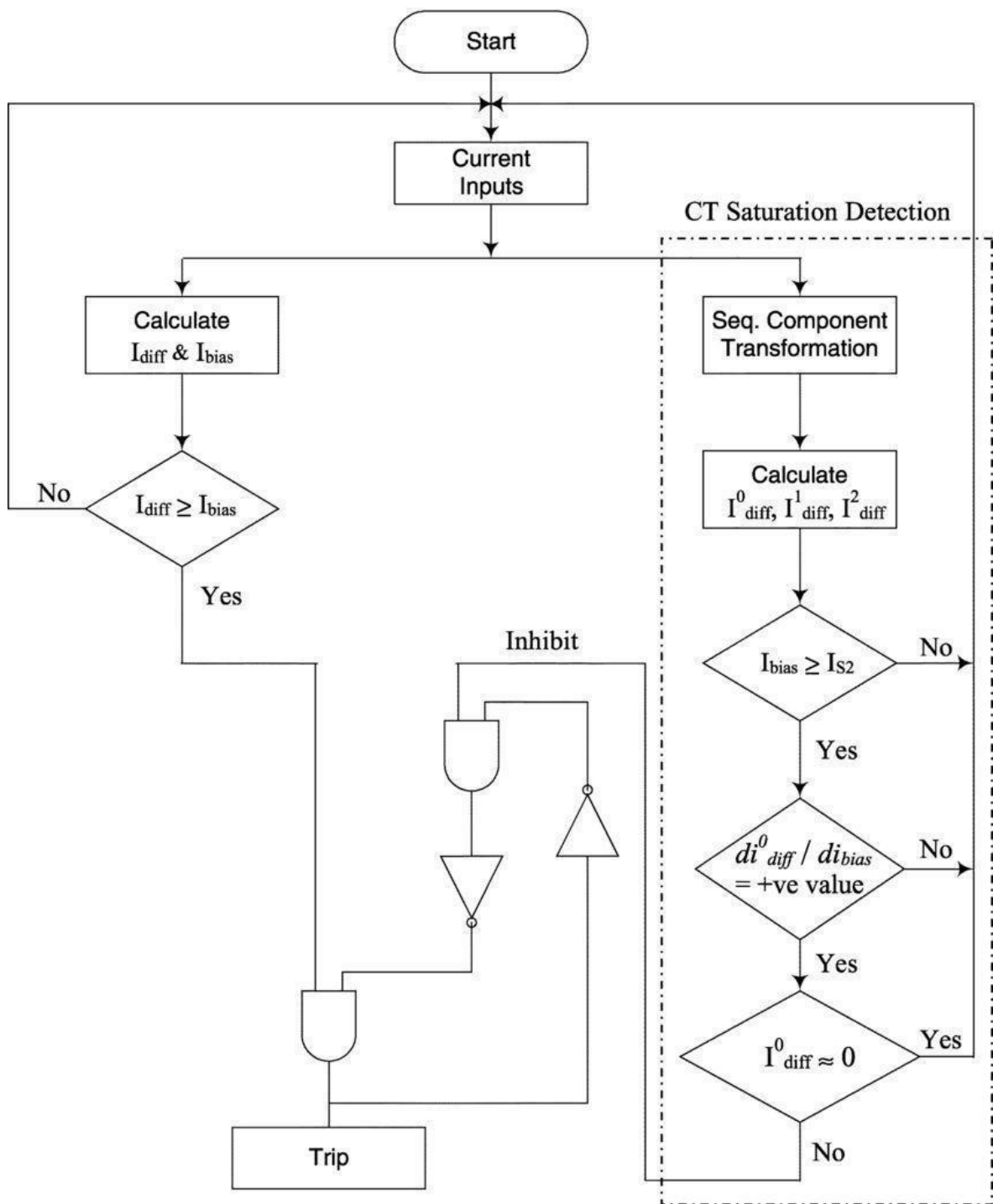
3.1 Jenis Penelitian

Penelitian yang dilakukan berdasar pada perbaikan dan pengujian setelah perbaikan, yaitu berdasar pada analisa rekaman gangguan yang didapatkan pada saat terjadi gangguan *trip* pada transformator. Yang dimana sesuai dengan tujuannya diharapkan penulis nantinya mendapatkan hasil analisa setelah dilakukan perbaikan pada relai differential transformator. Penelitian ini juga dilakukan di PT. PLN Gardu Induk Mintin yang beralamat di Desa Mintin, Kahayan Hilir, Pulang Pisau, Kalimantan Tengah.



Gambar 3.1 *Flowchat* Penelitian

Dari *flowchart* diatas mengenai alur analisa, dimana penulis melakukan download rekaman pada relai diferensial. Kemudian melakukan identifikasi dan analisa pada rekaman yang di peroleh dari relai untuk mengetahui apa yang menjadi faktor trip nya transformator. Setelah mendapatkan hasil analisa kemudian penulis melakukan perbaikan pada relai diferensial. Selanjutnya penulis melakukan pengujian karakteristik pada relai diferensial untuk memastikan relai tersebut sudah siap untuk dioperasikan sesuai SOP yang berlaku. Jiko *NO* maka akan dilakukan pengecekan kembali pada modul CT relai diferensial. Setelahnya jika *YES*, penulis melakukan pemantauan guna memastikan relai diferensial sudah baik setelah dilakukan perbaikan dan apakah ada mengalami gangguan seperti sebelumnya atau tidak. Langkah terakhir adalah penulis menganalisa hasil keseluruhan sehingga mendapat kesimpulan yang sesuai.



Gambar 3.2 Flowchart CT Relai Diferensial

Dari *Flowchart* CT relai diferensial di atas jika arus diferensial lebih besar dari arus bias dan untuk deteksi CT saturasi dalam keadaan normal maka relai akan memberikan perintah trip. Jika arus difrensial lebih kecil dari arus bias maka tidak akan memberikan perintah trip.

3.2 Metode Pengumpulan Data

Relai Merk GE Tipe T60 yang menjadi objek penelitian merupakan relai pengamanan utama transformator daya 30MVA di gardu induk Mintin, dibuat pada tahun 2018.

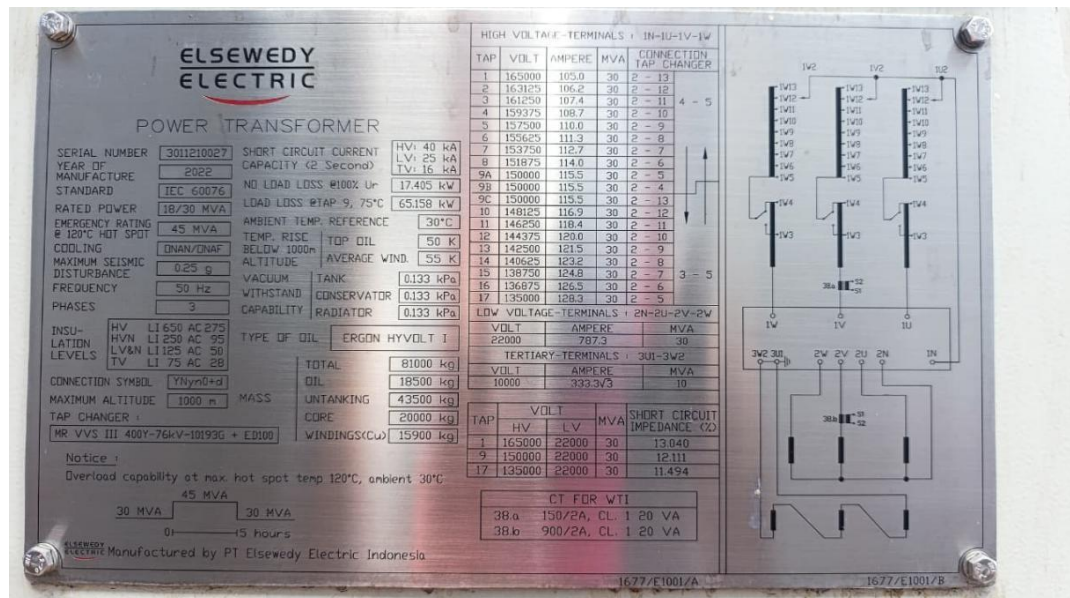


Gambar 3.3 Relai Diferensial Merk GE Tipe T60



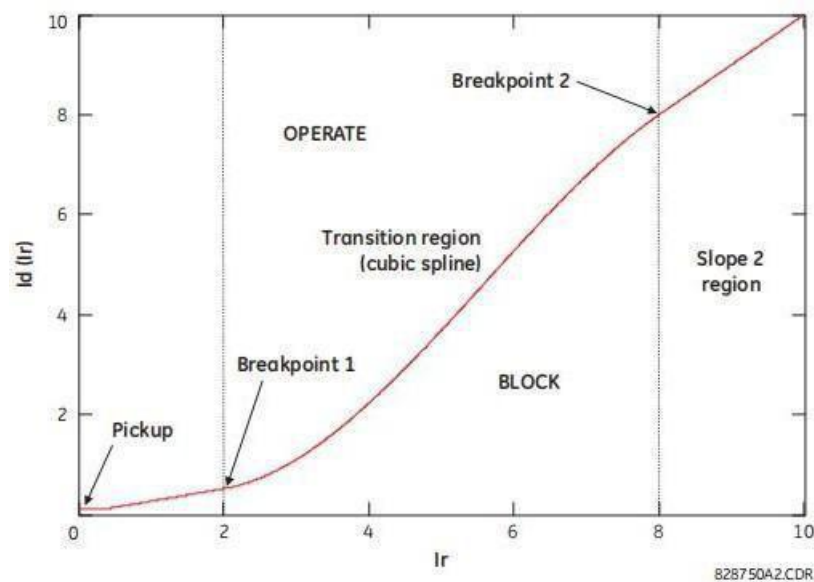
Gambar 3.4 Nameplate Relai Diferensial Merk GE Tipe T60

Transformator yang diamankan oleh relai T60 ini adalah jenis transformator daya dengan daya 30MVA yang bekerja pada tegangan tinggi 150kV sisi primer menjadi 20kV sisi sekunder.



Gambar 3.5 Nameplate Transformator Daya 30MVA Gardu Induk Mintin

Sebuah Transformator pada umumnya dilengkapi dengan nameplate. Pada *nameplate* biasa terdapat beberapa keterangan mengenai transformator tersebut, seperti vektor grup. Untuk mendapatkan kebenaran vektor grup yang tercantum di plat. Maka harus dilakukan pengujian kelompok vektor menurut *American Nation Standarts Institute* (ANSI) dan *Institute of Electrical and Electronics Engineering* (IEEE). ada 3 macam pengujian yaitu pengujian jenis, pengujian rutin dan pengujian khusus [17].



Gambar 3.6 Slope Karakteristik Relai Diferensial merk GE tipe T60

Pada gambar di atas dapat dijelaskan bahwa zona atas garis adalah zona operasi relai diferensial dan zona di bawah adalah zona *block* / tidak operasi. Dengan setting slope 1 dan slope 2 maka akan menentukan garis kerja pada relai diferensial tersebut. Relai akan merasakan *pickup* jika terjadi arus yang sudah mencapai pada setting diferensial yang sudah ditentukan dan jika arus terus meningkat maka relai akan bekerja atau beroperasi memerintahkan trip pada PMT sisi 150kV dan 20kV.

3.3 Teknik Pengumpulan Data

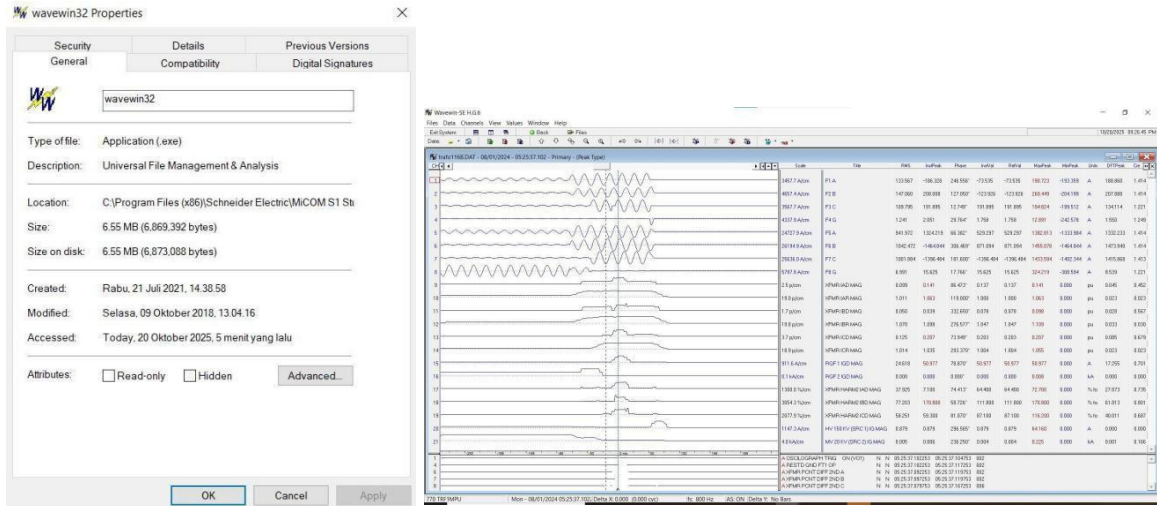
Penulis melakukan pengumpulan data sebagai bahan pendukung dalam melakukan identifikasi dan analisa ini. Metode yang digunakan penulis adalah menggunakan aplikasi *software* yang digunakan untuk terhubung ke relai T60 yang berfungsi menyetting dan *download* rekaman gangguan yang bernama Enervista UR Setup.

Dalam penggunaan aplikasi ini kita harus mendownload rekaman gangguan, akan terdapat beberapa *disturbance record*. Selanjutnya ambil *record* yang sesuai dengan jam gangguan agar tidak salah dalam pengambilan data.



Gambar 3.7 Tampilan Aplikasi Software Enervista UR Setup

Setelah penulis mendapatkan data rekaman kemudian melanjutkan analisa rekaman gangguan menggunakan aplikasi wavewin dari Schneider. Dalam aplikasi wavewin kita dapat melihat seberapa besar arus pada saat sebelum gangguan, saat gangguan dan setelah gangguan. Arus yang dapat dilihat adalah arus per fasa pada sisi primer maupun sisi sekunder, kemudian arus netral pada REF HV dan REF LV. Dari arus gangguan yang dilihat maka penulis dapat menyimpulkan karena apa gangguan trafo ini terjadi.

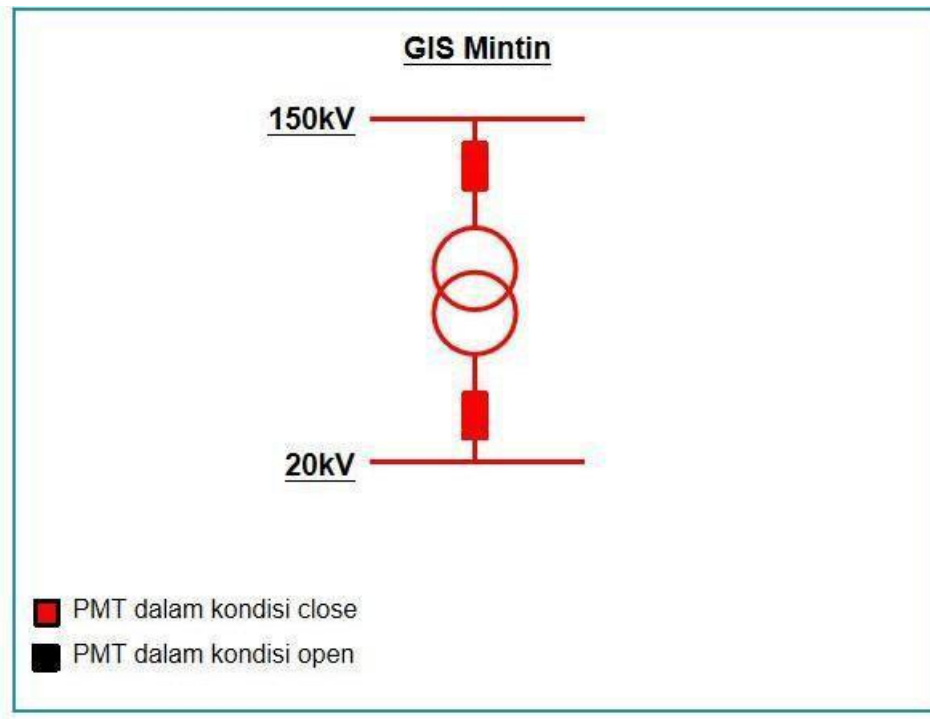


Gambar 3.8 Tampilan Aplikasi Software Wavewin

3.4 Teknik Analisis Data

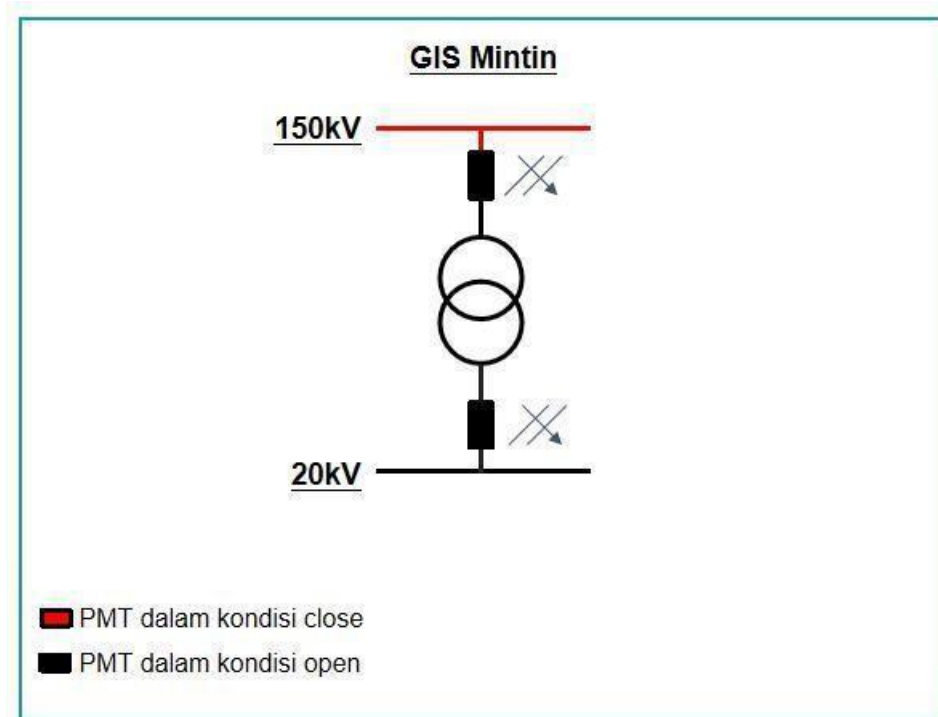
Untuk menganalisa data yang ada pada penelitian ini, penulis menggunakan metode kuantitatif. Dengan data yang sudah dikumpulkan, Untuk mengetahui penyebab nya *trip* PMT sisi 150kV dan sisi 20kV pada transformator maka langkah pertama yang dilakukan adalah *mendownload* rekaman untuk menganalisa data dari rekaman gangguan yang di peroleh dari relai T60 dan berdasarkan panel indikasi pada transformator yang menyala saat terjadi gangguan.

Kemudian dilanjutkan menganalisa rekaman yang sudah di dapatkan dengan menganalisa arus gangguan yang sudah di rekam oleh relai saat gangguan.



Gambar 3.9 Kondisi PMT 150kV dan 20kV Sebelum Gangguan

Transformator terdiri dari 2 pemutus (PMT) yaitu PMT 150kV dan PMT 20kV. Pada gambar di atas, kedua PMT dalam kondisi tutup, baik sisi PMT 150kV dan sisi PMT 20kV, hal ini berarti adalah kondisi transformator dalam keadaan operasi secara normal. Dengan beban penyulang sebagai beban transformator.



Gambar 3.10 Kondisi PMT 150kV dan 20kV Sesudah Gangguan

Pada gambar di atas PMT dalam kondisi open, baik sisi PMT 150kV dan sisi PMT 20kV. Open nya kedua PMT tersebut diakibatkan relay diferensial yang bekerja sehingga memerintah kan trip pada kedua PMT. Saat trip pada kedua PMT maka dalam hal ini berarti trafo dalam kondisi padam.

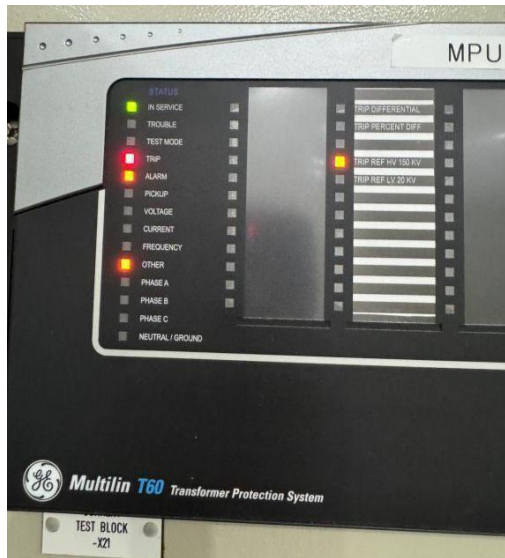


Gambar 3.11 Indikasi Alarm Pada Panel Proteksi gangguan pertama



Gambar 3.12 Indikasi Alarm Pada Panel Proteksi gangguan kedua

Pada gangguan pertama dan gangguan kedua, di panel trafo terdapat indikasi di *annunciator* yang menyala yaitu Diferensial Trip, 20kV trip dan Master trip.



Gambar 3.13 Indikasi Pada Relai T60 gangguan pertama



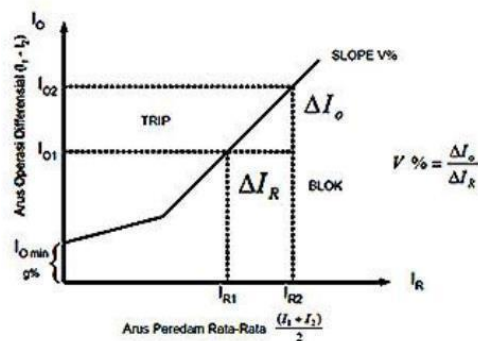
Gambar 3.14 Indikasi Pada Relai T60 gangguan kedua

Pada gangguan pertama dan kedua status relay trip dengan indikasi yang menyala yaitu Trip diff REF HV 150kV.

Penulis juga menggunakan perhitungan komponen simetris untuk menghitung arus yang tidak seimbang dari 3 fasa agar dapat menganalisa perhitungan pembacaan CT pada relai diferensial. Ketidakseimbangan fasa membuat munculnya arus pada sisi netral[18].

Karakteristik relai diferensial disetting sejalan dengan arus tak seimbang yang mungkin terjadi bahkan dalam keadaan tak ada gangguan sekalipun, untuk menghindari terjadinya kesalahan perhitungan. Tiap relai differensial memiliki nilai *setting* tersendiri dan akan memberikan karakteristik *tripping* tertentu. Jenis gangguan yang dialami akan mengidentifikasi karakteristik ini.

Hasil karakteristik pada Transformator arus dapat memberitahukan pengaruh buruk nya nilai hasil uji kepada kinerja proteksi. Dan dapat disimpulkan bahwa setelah dilakukan metode penggantian pada peralatan maka semakin meningkat tingkat keandalannya dan semakin besar nilai tahanan isolasi nya maka semakin baik isolasi peralatan tersebut [19].

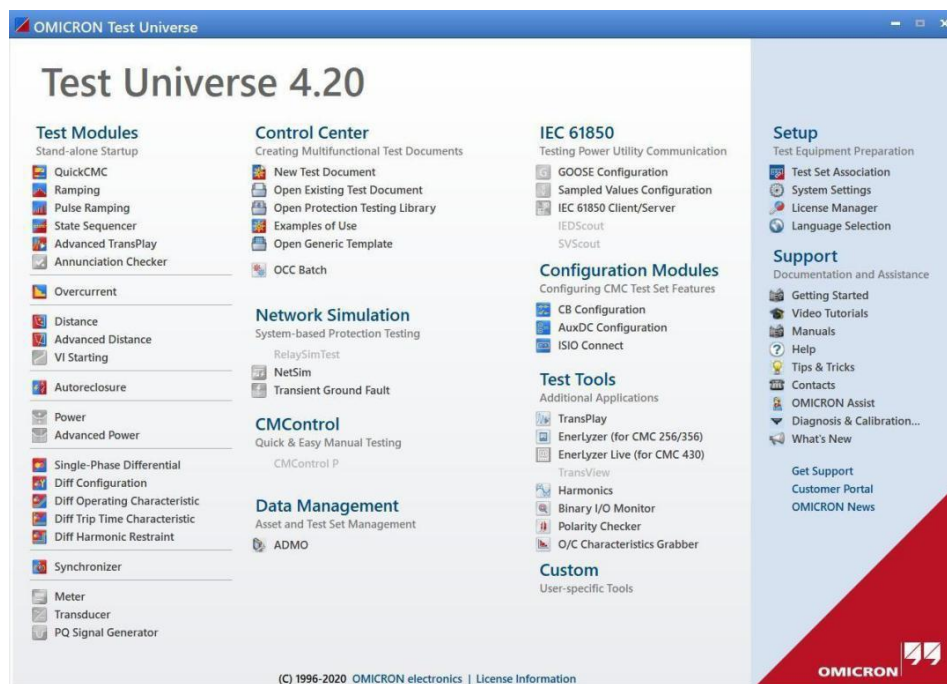


Gambar 3.15 Karakteristik Slope Relai diferensial

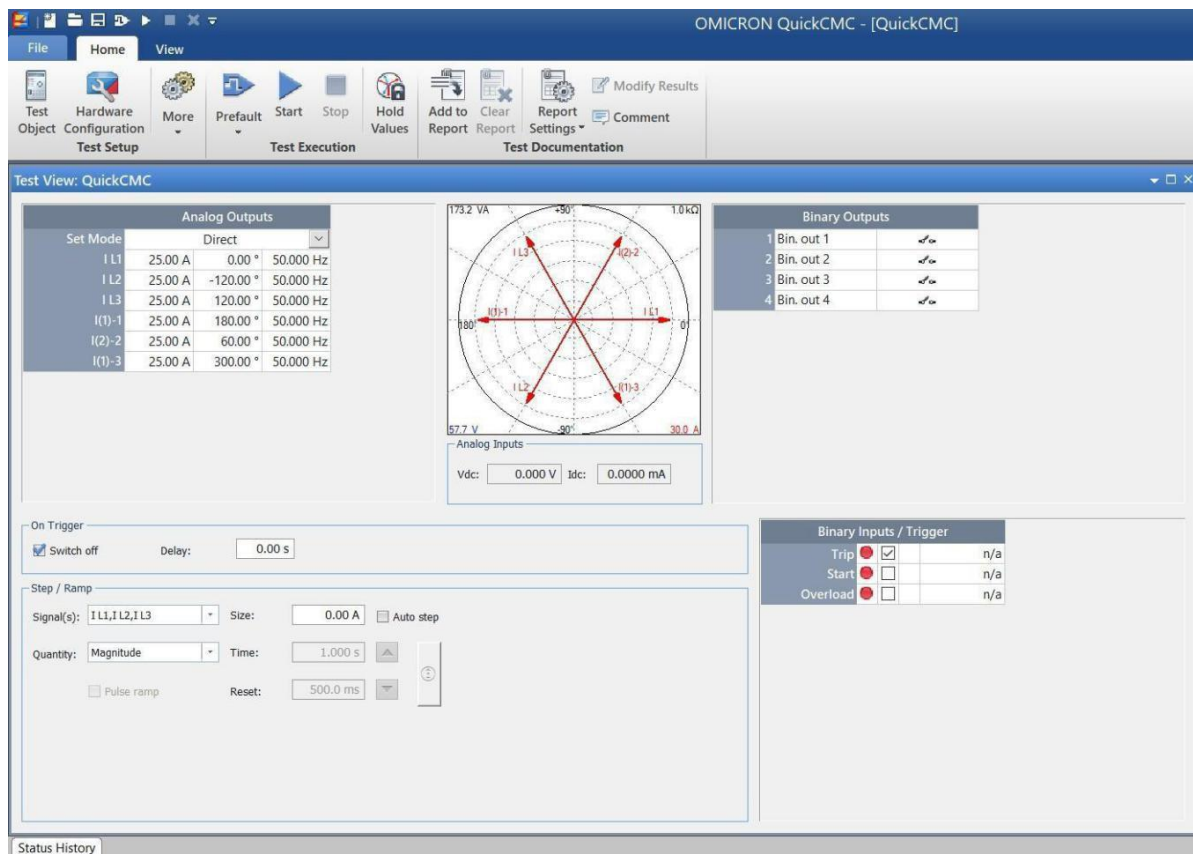
Slope1 merupakan *setting* untuk menentukan titik yang menunjukkan relai differensial tersebut mulai bekerja (*pick-up* relai). *Slope 1* menjadi nilai penentu kapan relai differensial tersebut bekerja. Sebaliknya, *slope 2* berfungsi untuk merasakan gangguan di eksternal. *Slope 2* nilainya digunakan untuk mengetahui seputaran gangguan yang terjadi di luar daerah pengaman. Saat gangguan eksternal terjadi, nilai arus yang melalui trafo terhitung sangat besar. Arus ini akan ditransformasikan oleh CT agar nilai arus yang melewati sama besar pada setiap sisi transformator. Pengaruh adanya kesalahan (*error*) yang harus dikompensasi dalam menentukan seting kecuraman (*slope*) yaitu :

- a. Kesalahan sadapan : 10%
- b. Kesalahan ratio CT : 10%
- c. *Mismatch* : 4%
- d. Arus eksitasi : 1%
- e. Faktor *error* : 5%
- f. Maka setting *slope* 1 adalah 25-30% dan setting *slope*-2 adalah 50-80%

Pengujian karakteristik relay diferensial menggunakan alat uji Merk Omicron CMC 356 dengan menggunakan aplikasi Test Universe 4.20 pada modul uji bernama QuickCMC.



Gambar 3.16 Aplikasi Test Universe 4.20



Gambar 3.17 Modul uji QuickCMC

Pada modul uji ini penguji memasukkan nilai arus pada sisi primer dan arus pada sisi sekunder. Kemudian ketika running kita naikan secara perlahan pada sisi primer ataupun sisi sekunder hingga mencapai relay diferensial memerintahkan trip. Kemudian kita mencatat berapa arus bias dan berapa arus diferensial yang terhitung pada metering relay diferensial. Kemudian kita lanjut pada pengujian berikutnya sampai selesai.

Selanjutnya kita masukkan nilai tadi ke dalam excel yang sudah di formulakan untuk membentuk slope karakteristik diferensial.

Data setting relay diferensial juga di download untuk mengetahui berapa nilai yang tersetting baik untuk Ratio CT yang terpasang, diferensial HV LV, diferensial REF HV dan diferensial REF LV

Save	Restore	Default	Reset	VIEW ALL mode
SETTING	PARAMETER			
Operating Characteristic Graph	View			
Function	Enabled			
Pickup	0.300 pu			
Slope 1	30 %			
Break 1	2.000 pu			
Break 2	8.000 pu			
Slope 2	80 %			
Inrush Inhibit Function	Adapt. 2nd			
Inrush Inhibit Mode	Per phase			
Inrush Inhibit Level	15.0 % fo			
Overexcitation Inhibit Function	Disabled			
Overexcitation Inhibit Level	25.0 % fo			
Block	OFF			
Target	Self-reset			
Events	Enabled			

Gambar 3.18 Setting slope diferensial

Setting relay diferensial untuk slope 1 di setting pada 30% dan slope 2 di setting pada 80%. kemudian untuk setting K1 di 2.0 pu dan setting K2 di 8.0 pu.

Save	Restore	Default	Reset	VIEW ALL mode
PARAMETER	RGF1	RGF2		
Function	Enabled	Enabled		
Source	HV 150 KV (SRC 1)	MV 20 KV (SRC 2)		
Pickup	0.200 pu	0.200 pu		
Slope	20 %	20 %		
Pickup Delay	0.00 s	0.00 s		
Reset Delay	0.00 s	0.00 s		
Block	OFF	OFF		
Target	Self-reset	Self-reset		
Events	Enabled	Enabled		

Gambar 3.19 Setting REF HV 150kV dan REF LV 20kV

Setting REF HV 150kV di setting slope pada 20% dan pickup di 0.2 pu dan REF LV 20kV di setting slope pada 20% dan pickup di 0.2 pu.

Save

Restore

Default

Reset

VIEW ALL
mode

PARAMETER	CT F1	CT F5
Phase CT Primary	150 A	1000 A
Phase CT Secondary	1 A	5 A
Ground CT Primary	150 A	1000 A
Ground CT Secondary	1 A	5 A

Gambar 3.20 Setting ratio CT Fasa HV 150kV, CT Fasa LV 20kV, REF Ground HV 150kV dan REF Ground LV 20kV

Tabel 3.1 Data Rasio CT Fasa dan CT REF

Ratio CT	
Fasa HV 150kV	150:1 A
Fasa LV 20kV	1000:5
REF HV 150kV	150:1
REF CT HV 150kV	1000:5

2.5.5 Inputs

AC CURRENT

CT rated primary:	1 to 50000 A
CT rated secondary:	1 A or 5 A by connection
Relay burden:	< 0.2 VA at rated secondary
Conversion range:	
Standard CT:	0.02 to 46 × CT rating RMS symmetrical
Sensitive Ground CT module:	0.002 to 4.6 × CT rating RMS symmetrical
Current withstand:	20 ms at 250 times rated 1 sec at 100 times rated continuous 4xI _{nom}
Short circuit rating:	URs equipped with 24 CT inputs have a maximum operating temperature of 50°C 150000 RMS symmetrical amperes, 250 V maximum (primary current to external CT)

AC VOLTAGE

VT rated secondary:	50.0 to 240.0 V
VT ratio:	1.00 to 24000.00
Relay burden:	< 0.25 VA at 120 V
Conversion range:	1 to 275 V
Voltage withstand:	continuous at 260 V to neutral 1 min/hr at 420 V to neutral

Gambar 3.21 Nameplate Burden modul CT pada Relai

Relai diferensial ini memiliki burden pada CT sebesar <0.2 VA pada sisi sekunder dan pada VT sebesar <0.25VA pada tegangan 120V sisi sekunder.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hubungan CT dengan Relai

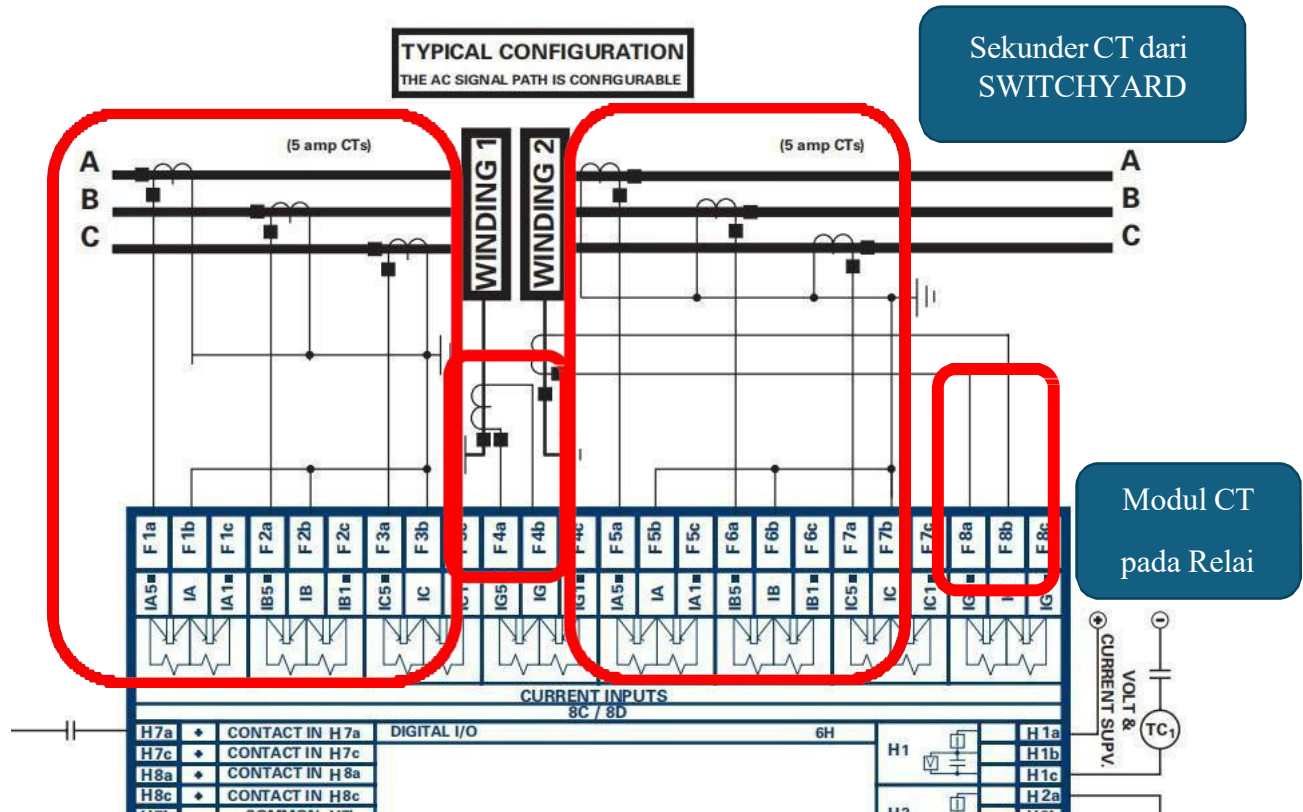
Dalam sistem tenaga listrik terutama di gardu induk, peralatan yang di gunakan untuk membaca arus besar di MTU switchyard adalah CT (*current transformer*). CT terdiri dari belitan primer dan belitan sekunder. Pada gambar 4.1 dijelaskan bahwa sisi sekunder CT terdiri dari arus 3 fasa yaitu :

1. Fasa R sekunder CT pada huruf A
2. Fasa S sekunder CT pada huruf B
3. Fasa T sekunder CT pada huruf C
4. Netral REF HV pada sisi netral winding 1
5. Netral REF HV pada sisi netral winding 2

Kemudian melalui kabel dari sekunder CT menuju ke relai diferensial, lalu masuk ke bagian yang dinamakan modul CT. Pada gambar 4.1 dapat dilihat pada gambar di bawah ini, dimana titik terminal wiring modul CT sebagai berikut :

1. Fasa R Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F1B dan F1C
2. Fasa S Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F2B dan F2C
3. Fasa T Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F3B dan F3C
4. Fasa R Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F5B dan F5C
5. Fasa S Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F6B dan F6C
6. Fasa R Input CT sekunder pada modul CT relai di terminal F7B dan F7C
7. REF HV di terminal F4A dan F4B

8. REF LV di terminal F8A dan F8B

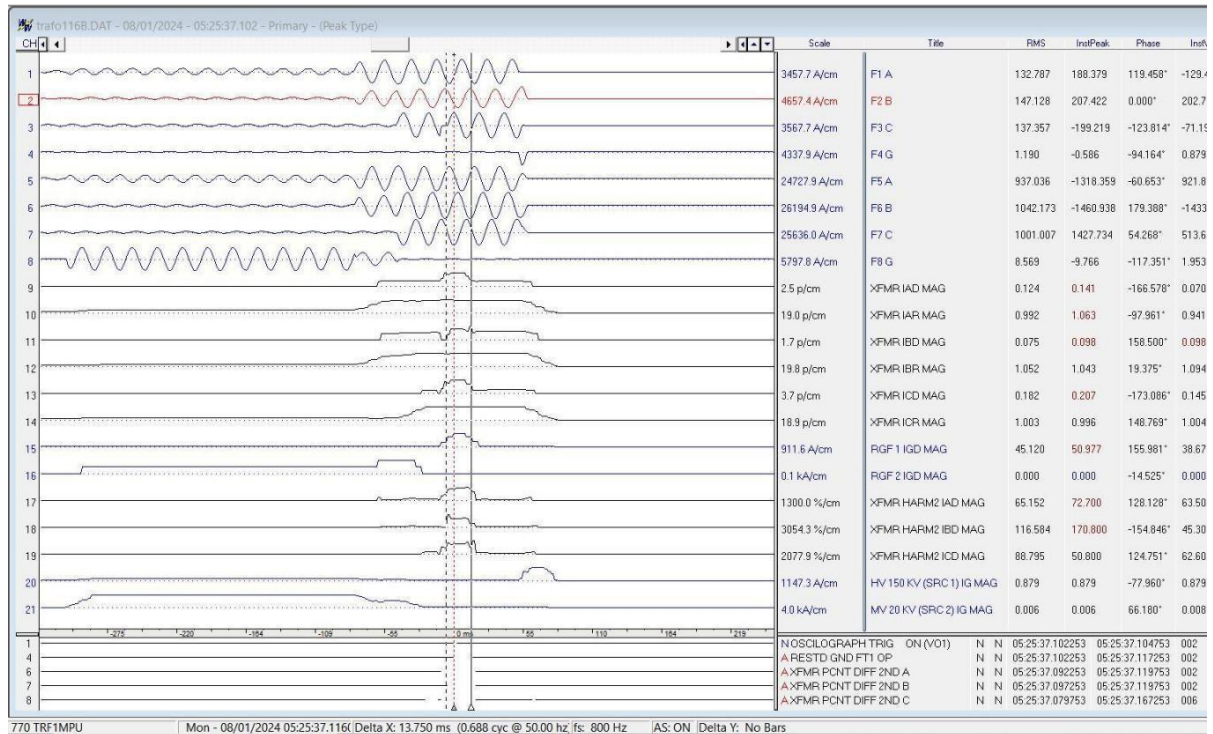


Gambar 4.1 Wiring Diagram CT Relai Diferensial

Gambar CT internal relai di atas merupakan satu kesatuan modul CT pada relai yang akan membaca arus masuk dan arus keluar pada transformator. Saat kondisi normal maka arus yang masuk sama dengan arus yang keluar. Jika ada gangguan pada internal trafo maka arus yang masuk tidak sama dengan arus yang keluar sehingga modul CT akan membaca perbedaan arus yang terjadi dan arus diferensial akan naik sesuai dengan perhitungan arus masuk dan arus keluar.

Kemudian ada pembacaan arus pada sisi netral HV dan netral LV yang disebut REF HV dan REF LV. Kedua nya mempunyai peran jika terjadi gangguan pada internal trafo yang tidak bisa di baca oleh diferensial.

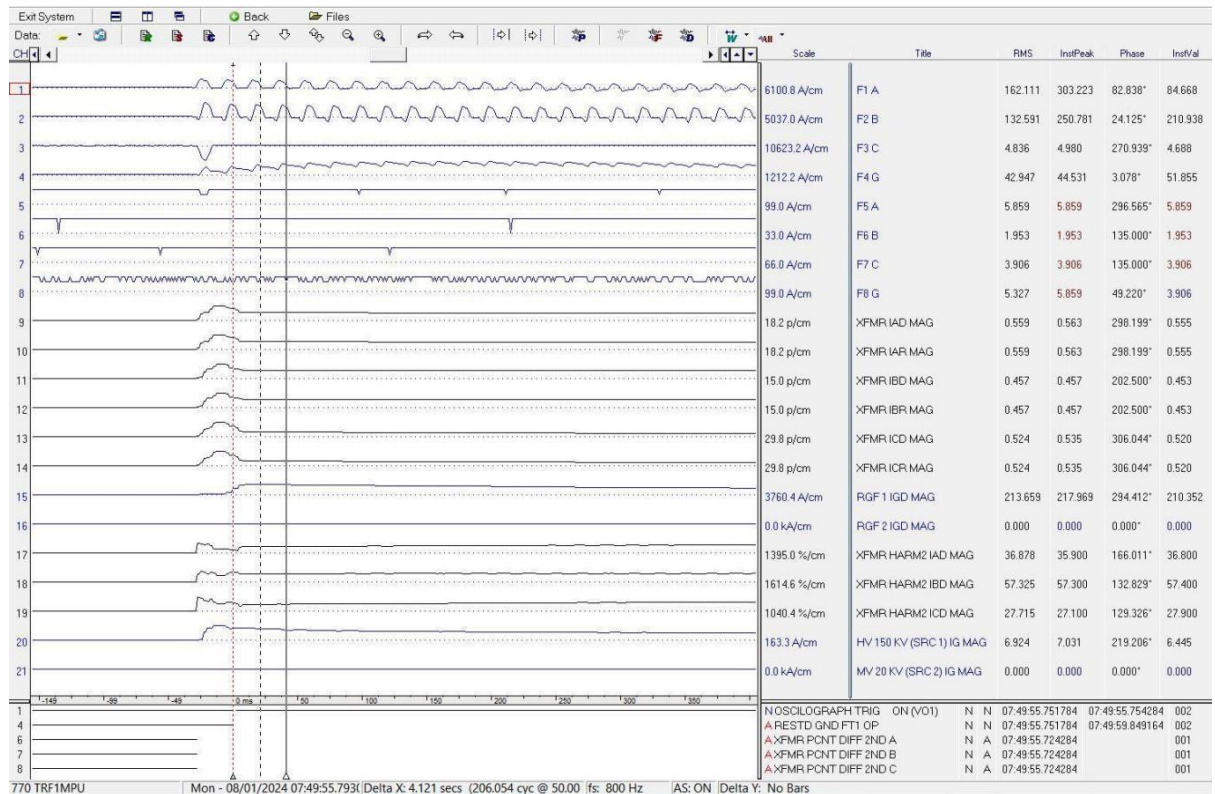
4.2 Analisa Rekaman Gangguan



Gambar 4.2 Disturbance Record Relai T60 pada gangguan pertama

Berdasarkan rekaman gangguan atau *Disturbance Record* pertama relay diferensial bekerja dengan indikasi RESTD GND FT1 OP atau diff REF HV Trip. Jika diff REF HV bekerja, maka relay akan memerintahkan trip di PMT 150kV dan PMT 20kV. Arus yang sempat terbaca pada REF HV adalah sebesar 45.12A.

Dalam keadaan normal tidak boleh ada arus sebesar 45.12A yang melewati titik netral, saat normal arus di netral harus mendekati angka 0 Ampere. Arus netral yang meningkat mengindikasikan adanya arus tidak seimbang antar fasa pada transformator yang dibaca oleh relai.



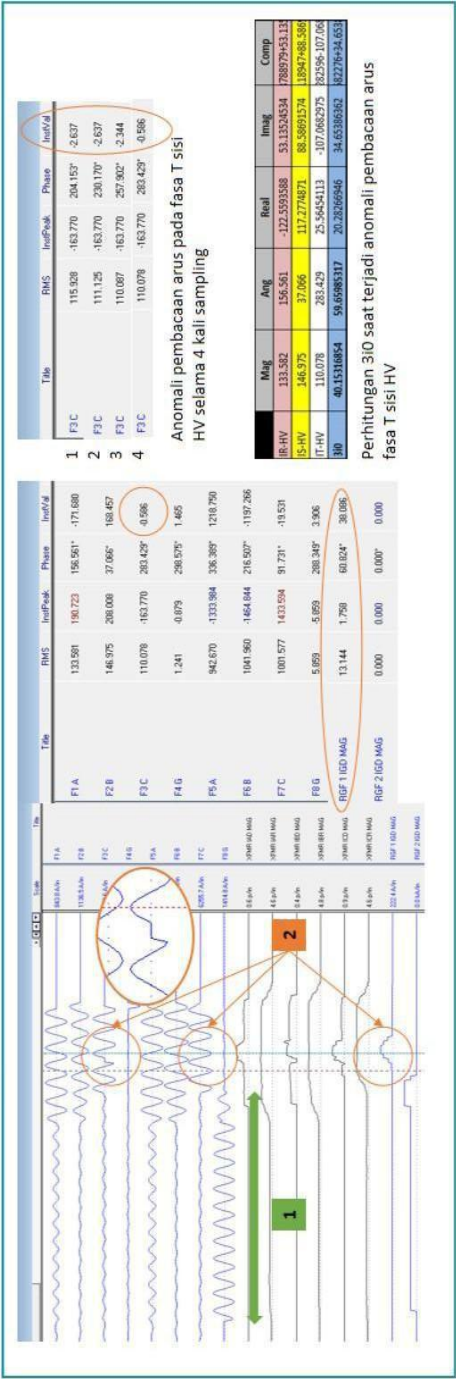
Gambar 4.3 Disturbance Record Relai T60 pada gangguan kedua

Saat percobaan penormalan transformator pasca gangguan, saat memasukkan PMT sisi 150kV langsung trip. Berdasarkan rekaman gangguan atau *Disturbance Record* relay diferensial bekerja dengan indikasi RESTD GND FT1 OP atau diff REF HV Trip. Jika diff REF HV bekerja, maka relay akan memerintahkan trip di PMT 150kV dan PMT 20kV. Arus yang sempat terbaca pada diff REF HV adalah sebesar 213A.

Setelah rekaman pertama di dapatkan maka langkah selanjutnya adalah analisa rekaman gangguan dengan membaca gelombang sinusoidal dan perhitungan arus yang di rekam oleh relai. Berdasarkan rekaman di bawah ini dapat di simpulkan bahwa:

1. Pada kondisi ini terjadi kenaikan arus fasa R selama 268ms, relai Differensial dalam kondisi stabil sehingga tidak memerintahkan trip
2. Relai Differensial mengalami anomali pembacaan arus fasa T sisi HV, terdapat 4 kali sampling pembacaan arus sisi HV yang terbaca mendekati nol pada nilai maksimum/instant sehingga

menyebabkan perhitungan 3i0 membesar dan arus netral yang terbaca adalah 1.24 s.d 40A sehingga menyebabkan naiknya nilai diff REF HV yang menginisiasi trip lockout.



Gambar 4.4 Analisa Rekaman Gangguan pertama

4.3 KEPDIR NO. 0520 K/DIR/2014 Tentang Pengujian Relai Diferensial

Pengujian individual relai proteksi harus mengacu pada akurasi dari pabrikan, dan dapat dilihat dari manual buku pabrikan. Standar akurasi ini terdiri dari akurasi waktu kerja, rasio *drop off* terhadap *pick up* (*drop off to pick up ratio*) dan akurasi arus pick up. Kesalahan harus kecil atau sama dari yang buku manual [20].

Kesalahan (error) dinyatakan melalui :

$$Error = \frac{\text{Nilai setting} - \text{Nilai hasil uji}}{\text{Nilai setting}} \times 100\% \quad (4.1)$$

Drop off ke pick up ratio merupakan berapa lama relai akan mereset saat terjadi pick up setelah gangguan menghilang.

$$do/pu = \frac{\text{Nilai Drop off}}{\text{Nilai Pick Up}} \times 100\% \quad (4.2)$$

Akurasi dari berbagai macam proteksi :

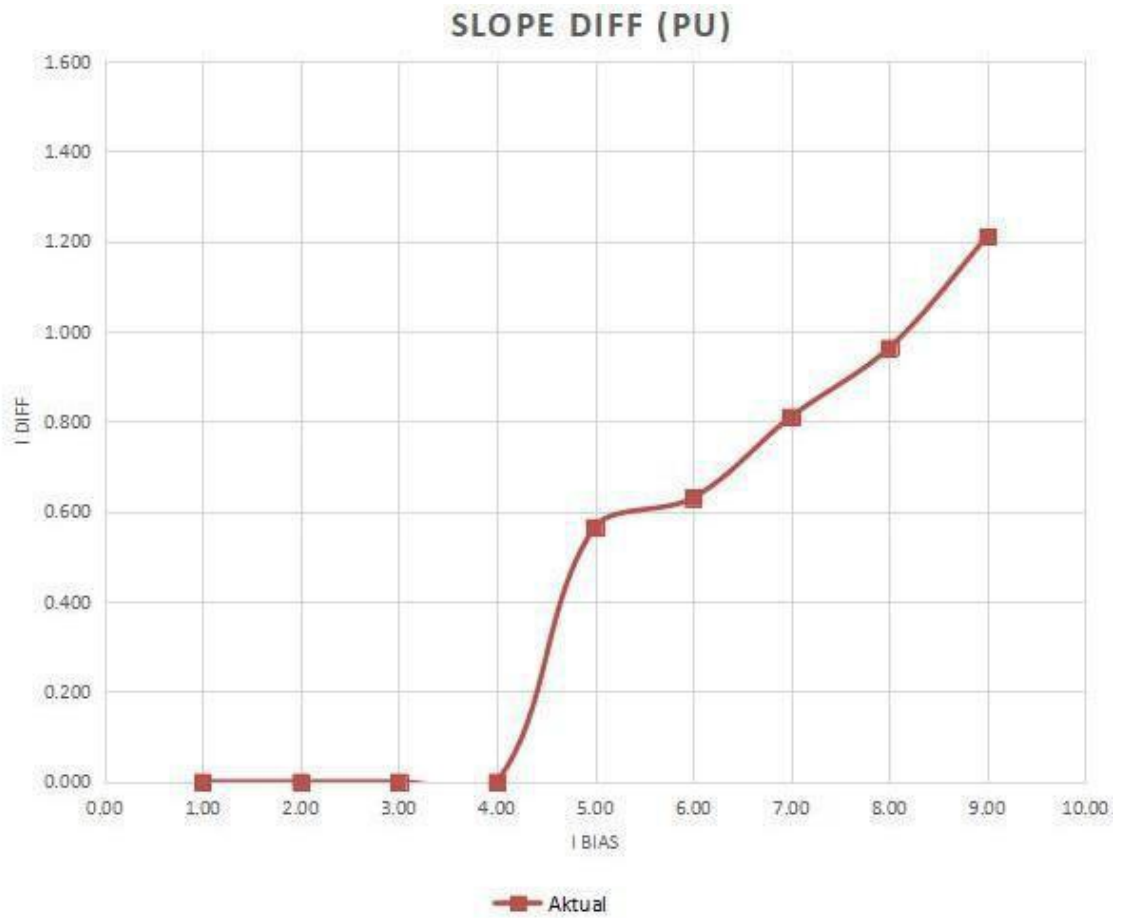
1. Numerik / Digital : arus + 5%, waktu kerja + 5%, do/pu 95% - 98%
2. Elektrostatis : arus + 5%, waktu kerja + 5%, do/pu 95% - 98%
3. Elektromekanik : arus + 10%, waktu kerja + 5%, do/pu 95% - 98%

Untuk waktu instantaneous: + 5% + 10 ms

1. 500 kV dan 275 kV : maks 20 ms
2. 150 kV : maks 30 ms
3. 70 kV : maks 35 ms
4. 20 kV : maks 40 ms

Relay merk GE tipe T60 termasuk relay jenis Numerik / Digital yang memiliki akurasi Arus + 5%, waktu kerja +5%, do/pu 95-98%.

4.4 Pengujian Relay Diferensial Pasca Gangguan



Gambar 4.5 Uji Karakteristik pada modul CT yang rusak

Tabel 4.1 Hasil Pengujian Slope Karakteristik Modul CT Baru

Arus Injeksi		Perhitungan				Aktual		Persentase Error	
A	A	PU	PU	PU	PU	PU	PU		
IHV	ILV	IHV	ILV	IBIAS	IDIFF	IBIAS	IDIFF	% error	%error
0.00	1.00	0.00	0.20	0.200	0.200	0.11	0.128	7.20	36.00
0.24	2.89	0.24	0.58	0.578	0.308	0.578	0.203	10.50	34.09
0.70	3.22	0.70	0.64	0.700	0.088	0.75	0.128	4.05	46.29
1	4.63	1.00	0.93	1.000	0.125	1.000	0.23	10.50	84.00
1.15	2.4	1.15	0.48	1.150	0.144	1.15	0.565	42.13	293.04
1.30	2.44	1.30	0.49	1.300	0.163	1.32	0.630	46.75	287.69
1.50	5.7	1.50	1.14	1.500	0.188	1.577	0.810	62.25	332.00
1.60	6.44	1.60	1.29	1.600	0.200	1.603	0.963	76.30	381.50
1.7	7.3	1.70	1.46	1.700	0.213	1.76	1.210	99.75	469.41

Dari hasil pengujian pada modul CT yang rusak diperoleh hasil error yang tinggi di atas 5% yaitu sebagai contoh pada pengujian pertama didapatkan hasil error di angka 7.2%. Saat arus sisi HV di injeksi 0 ampere dan sisi LV 1 ampere. Relay diferensial bekerja dengan arus diff 0.11 pu dan arus bias 0.128 pu. Padahal hasil perhitungan adalah arus diff seharusnya 0.2 pu dan arus bias 0.2 pu.

Sehingga hasil perhitungan dan hasil aktula tidak sama menyebabkan persentase eror yang tinggi.

jadi direkomendasikan untuk perbaikan pada relay diferensial ini dengan metode mengganti modul CT dengan yang baru. Dan sesuai dari informasi engginer pabrikan bahwa saat terjadi kerusakan pada modul CT relai diferensial merk GE tipe T60 maka harus dilakukan juga untuk modul *power supply* nya agar modul CT yang baru tidak mengalami kerusakan kembali.

4.5 Penggantian Modul CT dan Modul Power Supply Relay Diferensial



Gambar 4.6 Modul CT yang lama dan yang baru

Tabel 4.2 Data nameplate Modul CT rusak dan Baru

Modul CT lama		Modul CT baru	
Model	UR 8NH	Model	UR 8NH
Phase CTs	6-1A/5A	Phase CTs	6-1A/5A
Ground CTs	2-1A/5A	Ground CTs	2-1A/5A
Serial No	ABND18006477	Serial No	ABND19001580
Tahun	05 September 2018	Tahun	08 April 2019



Gambar 4.7 Modul power supply yang lama dan yang baru

Tabel 4.3 Data *nameplate* Power Supply

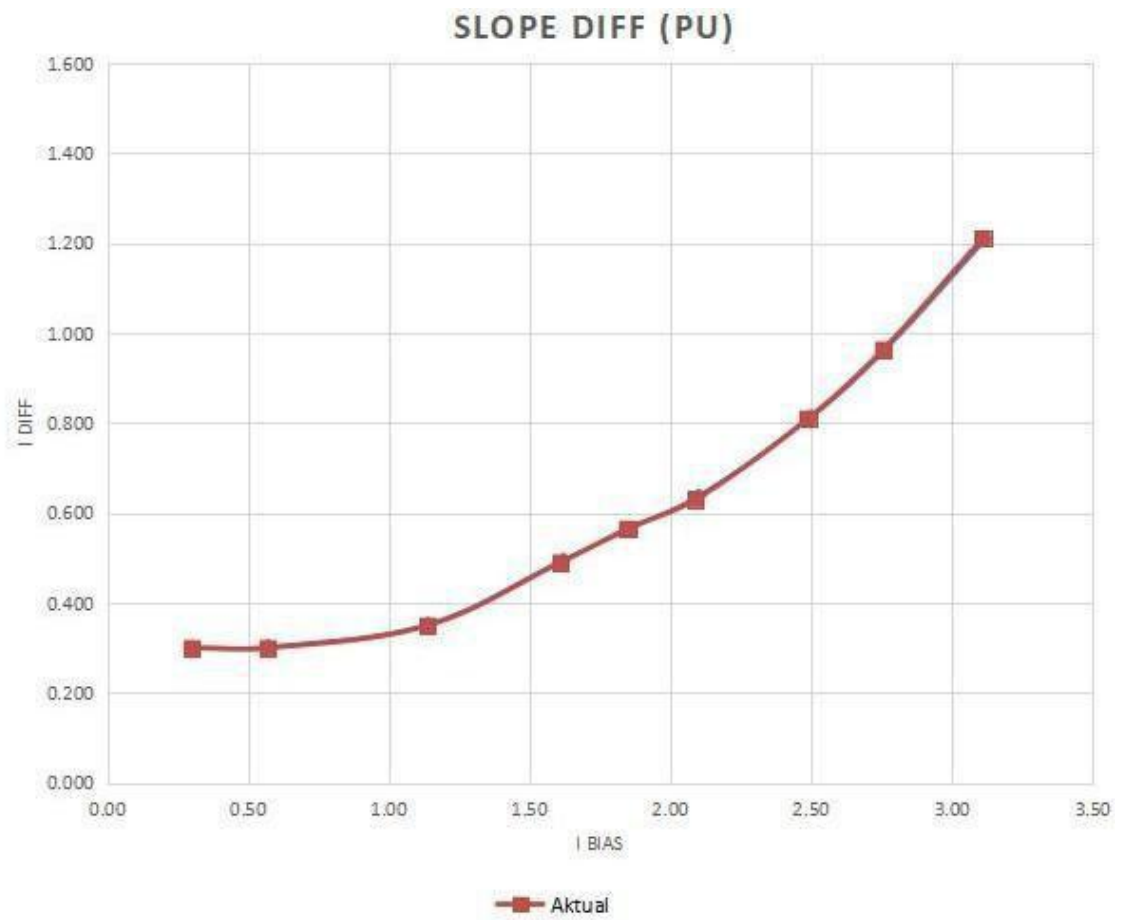
<i>Power supply lama</i>		<i>Power supply baru</i>	
Model	UR SHA	Model	UR SHA
Power Rating	DC 88-250V, 0.75A AC 100-240v, 0.75A	Power Rating	DC 88-250V, 0.75A AC 100-240v, 0.75A
Serial No	ASHC18009177	Serial No	ASHC19003245
Tahun	05 September 2018	Tahun	09 April 2019



Gambar 4.8 Proses Penggantian Modul CT dan Modul *Power Supply*

4.6 Pengujian Karakteristik Slope Setelah Ganti Modul CT

Setelah dilakukan penggantian modul CT dan modul Power Supply maka harus dilakukan uji slope karakteristik dan uji fungsi pada relay diferensial agar sebelum energize tegangan atau transformator beroperasi, relay diferensial sudah di uji dengan hasil yang normal.



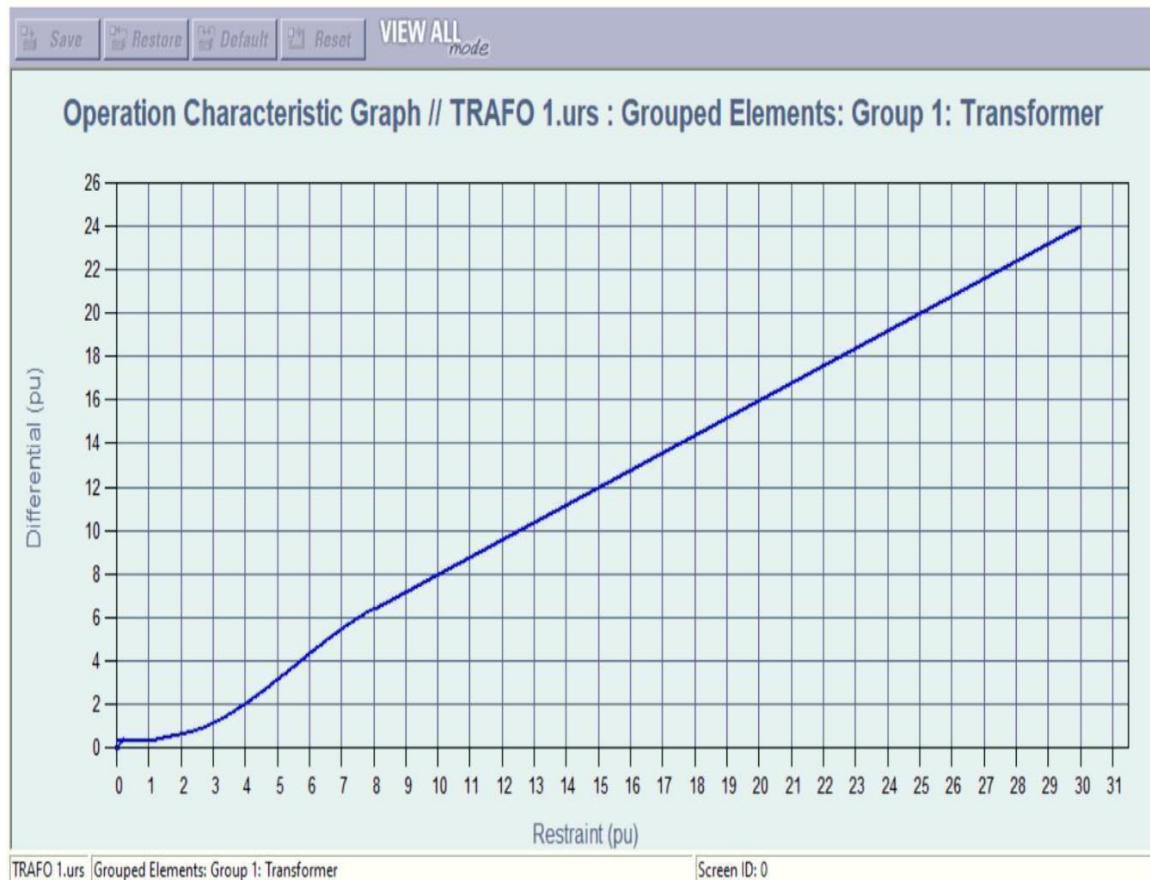
Gambar 4.9 Hasil Pengujian Slope Karakteristik Modul CT Baru

Tabel 4.4 Hasil Pengujian Slope Karakteristik modul CT Baru

Arus Injeksi		Perhitungan				Aktual		Persentase Error	
A	A	PU	PU	PU	PU	PU	PU		
IHV	ILV	IHV	ILV	IBIAS	IDIFF	IBIAS	IDIFF	% error	%error
0.00	1.50	0.00	0.30	0.300	0.300	0.300	0.300	0.00	0.00
0.24	2.86	0.24	0.57	0.572	0.302	0.570	0.300	0.20	0.66
0.70	5.70	0.70	1.14	1.140	0.353	1.138	0.350	0.25	0.71
1	8.1	1.00	1.62	1.620	0.495	1.610	0.490	0.50	1.01
1.15	9.30	1.15	1.86	1.860	0.566	1.850	0.565	0.13	0.22
1.30	10.50	1.30	2.10	2.100	0.638	2.090	0.630	0.75	1.18
1.50	12.50	1.50	2.50	2.500	0.813	2.490	0.810	0.25	0.31
1.60	13.80	1.60	2.76	2.760	0.960	2.756	0.963	0.30	0.31
1.7	15.60	1.70	3.12	3.120	1.208	3.110	1.210	0.25	0.21

Dari hasil pengujian pada modul CT yang baru diperoleh hasil perhitungan dan aktual dengan hasil error yang rendah di bawah 5%. sehingga untuk relay ini dapat dinyatakan normal dan siap di operasikan untuk memproteksi transformator daya 30MVA di gardu induk mintin.

Dalam pengujian pertama dilakukan injeksi arus sisi HV di 0 ampere dan arus sisi LV di 0 ampere. Kemudian dilakukan kenaikan arus secara perlahan pada sisi LV sehingga trip diferensial beroperasi yaitu pada arus 1.5 ampere sisi LV. Kemudian selanjutnya melakukan pencatatan arus diff dan arus restrain diman hasilnya adalah sama 0.3 PU. Sesuai dengan setting yang telah diberlakukan pada relai diferensial. Kemudian hasil persentase error adalah 0% atau sangat tepat hasil perhitungan dan hasil aktual pada arus diff dan arus restrain.



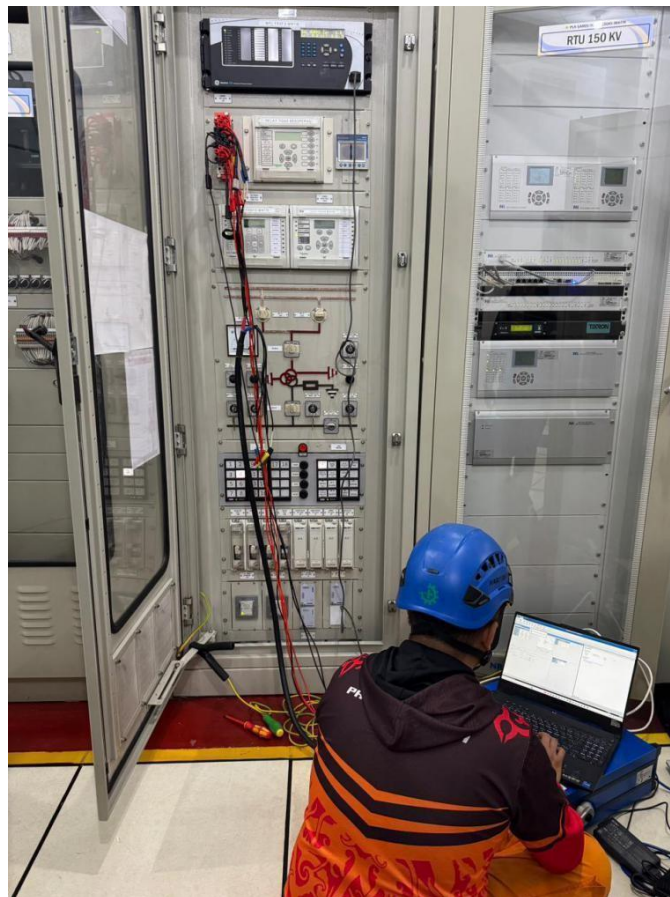
Gambar 4.10 Setting Slope Karakteristik Diferensial

Tabel 4.5 Hasil Pengujian Pickup Diferensial

NO	PHASA	SISI HV (150 KV)			SISI LV (20 KV)			KETERANGAN	
		I Set (A)	I pu (A)	t (detik)	I Set (A)	I pu (A)	t (detik)		
1	R	0.27	0.26	0.01	1.50	1.49	0.018	HV	LV
2	S	0.27	0.26	0.01	1.50	1.49	0.018	OK	OK
3	T	0.27	0.26	0.01	1.50	1.49	0.018	OK	OK

Tabel 4.6 Hasil Pengujian Pickup REF HV dan REF LV

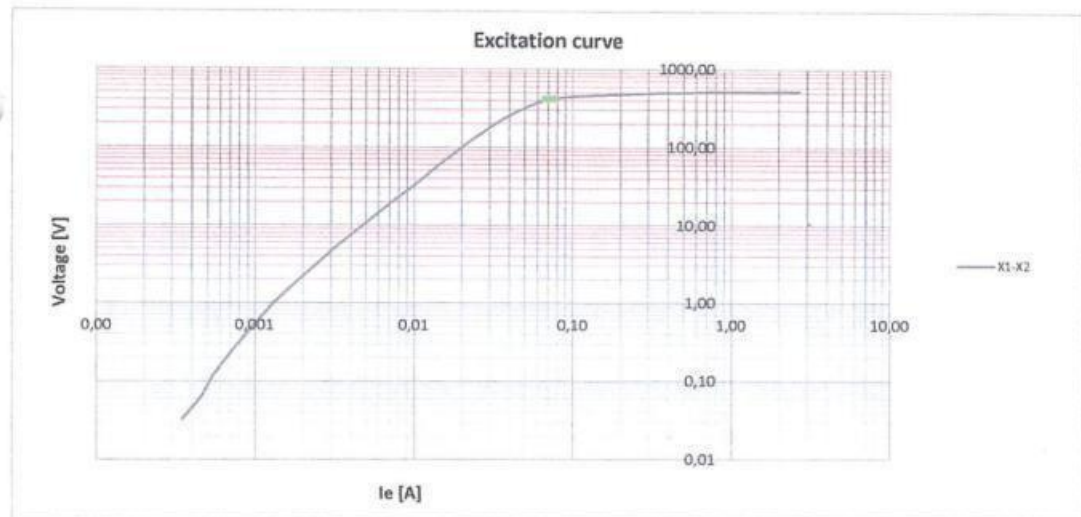
NO	FASA	REF 150kV			REF 20kV		
		I(Set) A	I _{pu} (A)	t (Detik)	I(Set) A	I _{pu} (A)	t (Detik)
1	Ground	0.2	0.19	0.019	1.0	0.97	0.018



Gambar 4.11 Pengujian relay diferensial Trafo Mintin

4.7 Hasil Pengujian CT di *Swithyard*

Excitation					
Ls	0,006651 H	Lm	20,074673 H	Results at rated burden (20,00 VA)	
Kr	88,84 %			ALF	26,12
Standard	IEC 61869-2			ALFi	24,87
V-kn	409,34 V	I-kn	0,0723 A	eci (@ ALF=20)	
				Ts	1,156 s
Ratio					
Turns ratio	1249,9430			Results at rated burden (20,00 VA)	
et	-0,0343 %			Ratio	1250,0 : 0,996
Polarity	OK			e	0,8753 % $\Delta\phi$ 5,28 min
				ec	0,8712 %
				Results at operating burden (20,00 VA)	
				Ratio	1250,0 : 0,996
				e	-0,6992 % $\Delta\phi$ 5,28 min
				ec	0,7196 %
Residual magnetism					
Residual flux					
Residual magnetism					



Gambar 4.12 Hasil Pengujian Eksitasi pada CT

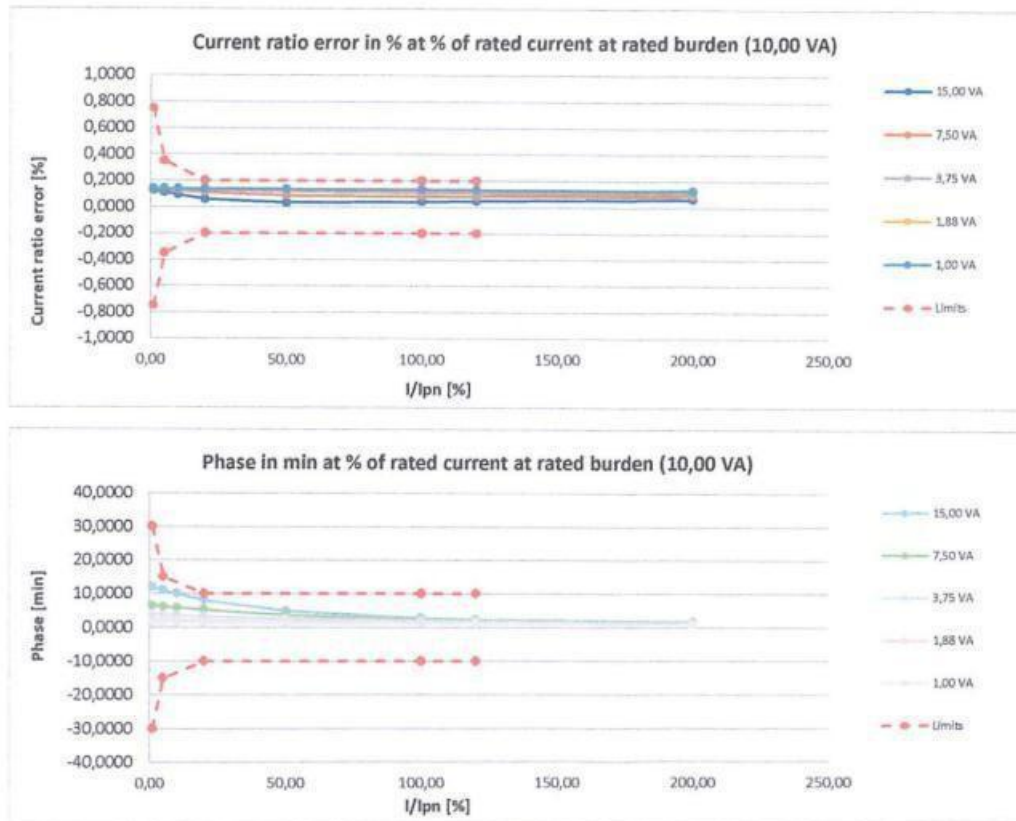
Dari hasil pengujian eksitasi diperoleh hasil knee point atau kejenuhan (saturasi) pada CT. Grafik ini akan menyatukan tegangan (V) pada sumbu Y dan arus (Ie) pada sumbu X. Kurva akan ke atas secara linier dan akan melengkung yang berpindah dari linier ke titik jenuh atau saturasi menjadi datar. Titik knee itu dimulai pada bagian melengkung menuju ke titik datar.

Current ratio error in % at % of rated current at rated burden (10,00 VA)

VA/cos ϕ	1,00 %	5,00 %	10,00 %	20,00 %	50,00 %	100,00 %	120,00 %	200,00 %		
15/1	0,1252	0,1130	0,0934	0,0593	0,0348	0,0438	0,0477	0,0636		
7,5/1	0,1323	0,1296	0,1250	0,1136	0,0900	0,0835	0,0836	0,0892		
3,75/1	0,1362	0,1351	0,1337	0,1308	0,1197	0,1101	0,1093	0,1078		
1,875/1	0,1381	0,1370	0,1367	0,1356	0,1321	0,1259	0,1245	0,1212		
1/1	0,1386	0,1378	0,1377	0,1373	0,1357	0,1324	0,1311	0,1282		

Phase in min at % of rated current at rated burden (10,00 VA)

VA/cos ϕ	1,00 %	5,00 %	10,00 %	20,00 %	50,00 %	100,00 %	120,00 %	200,00 %		
15/1	11,9995	11,0392	10,0476	8,0483	4,8791	2,8121	2,3682	1,6327		
7,5/1	6,4447	6,1788	5,8374	5,2580	3,7459	2,4852	2,1713	1,4070		
3,75/1	3,7217	3,5410	3,4240	3,2335	2,6822	1,9737	1,7855	1,2779		
1,875/1	2,2141	2,1613	2,1341	2,0422	1,8575	1,5154	1,4010	1,0759		
1/1	1,5361	1,5072	1,5006	1,4644	1,3578	1,1874	1,1274	0,9098		



Gambar 4.13 Hasil Pengujian Burden pada CT

Dalam pengujian burden pada *current ratio error* di *current transformer* (CT) di atas, CT di injeksi dari 1VA, 1.875VA, 3,75VA, 7,5VA dan 15VA. Pada pengujian mulai dari 1% , 5%, 10%, 20%, 50%, 100%, 120% dan 200%. Kemudian diperoleh hasil error di kisaran 0.0348% hingga 0.1386% pada setiap pengujian nya. Nilai-nilai ini masih dalam batas toleransi *error* pada CT sesuai standar SPLN D3.014-1 dan IEC 60044-1 yaitu $\pm 0.5\%$.

Kemudian dalam pengujian kesalahan sudut fasa per menit di *current transformer* (CT) di atas, CT di injeksi dari 1VA, 1.875VA, 3,75VA, 7,5VA dan 15VA. ada pengujian mulai dari 1% , 5%, 10%, 20%, 50%, 100%, 120% dan 200%. kemudian diperoleh kesimpulan semakin tinggi VA atau beban maka kesalahan error sudut fasa semakin tinggi. Pada pengujian di atas hasil *error* sudut fasa di kisaran 0.9098 (di pengujian 1VA) hingga 1.63 (di pengujian 15VA pada 200%)

Rasio I/I_{pn} ini merujuk kepada rasio arus primer terhadap arus primer nominal yang digunakan untuk menentukan seberapa berat CT dibebani dibandingkan dengan kapasitas maksimal nya.

Dampak semakin tinggi error pada CT akan mempengaruhi pembacaan arus pada CT yang berdampak pada kesalahan pembacaan oleh relai proteksi sehingga menyebabkan kesalahan pembacaan arus pada relai tersebut.

PHASA	CORE	RATIO	CLASS	VA	Vk	ALF/FS	Rct
R	1S1-1S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	2S1-2S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	3S1-3S2	200 / 1A	0,5	20	-	-	-
S	1S1-1S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	2S1-2S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	3S1-3S2	200 / 1A	0,5	20	-	-	-
T	1S1-1S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	2S1-2S2	1250 / 1A	5P	20	-	30	-
	3S1-3S2	200 / 1A	0,5	20	-	-	-

Gambar 4.14 Karakteristik Pada CT

1. RATIO (GRAPH SEE AS ATTACHMENT)

Test Equipment : OMICRON CT ANALYZER

CORE	RATIO	PHASE R			PHASE S			PHASE T		
		Ratio /	% Error	Polarity	Ratio /	% Error	Polarity	Ratio /	% Error	Polarity
1S1-1S2	1250 / 1A	0,996	0,8753	OK	0,996	0,8753	OK	0,9960	0,8755	OK
2S1-2S2	1250 / 1A	0,996	0,8753	OK	0,996	0,8754	OK	0,9960	0,8751	OK
3S1-3S2	200 / 1A	1,0004	0,0438	OK	1,0004	0,0437	OK	1,0004	0,0431	OK

2. KNEE POINT (GRAPH SEE AS ATTACHMENT)

Test Equipment : OMICRON CT ANALYZER

CORE	RATIO	PHASE R		PHASE S		PHASE T	
		V-meas (V)	I-meas (A)	V-meas (V)	I-meas (mA)	V-meas (V)	I-meas (mA)
1S1-1S2	1250 / 1A	409,34	0,0723	409,34	0,0723	409,34	0,0723
2S1-2S2	1250 / 1A	409,34	0,0723	409,34	0,0723	409,34	0,0723
3S1-3S2	200 / 1A	52,52	0,0034	52,52	0,0034	52,52	0,0034

3. WINDING RESISTANCE

Test Equipment : OMICRON CT ANALYZER

CORE	RATIO	PHASE R (Ω)	PHASE S (Ω)	PHASE T (Ω)
1S1-1S2	1250 / 1A	1,383	1,389	1,394
2S1-2S2	1250 / 1A	1,394	1,385	1,391
3S1-3S2	200 / 1A	1,006	1,009	1,004

INSULATION RESISTANCE

Test Equipment : KYOURITSU KEW 3125

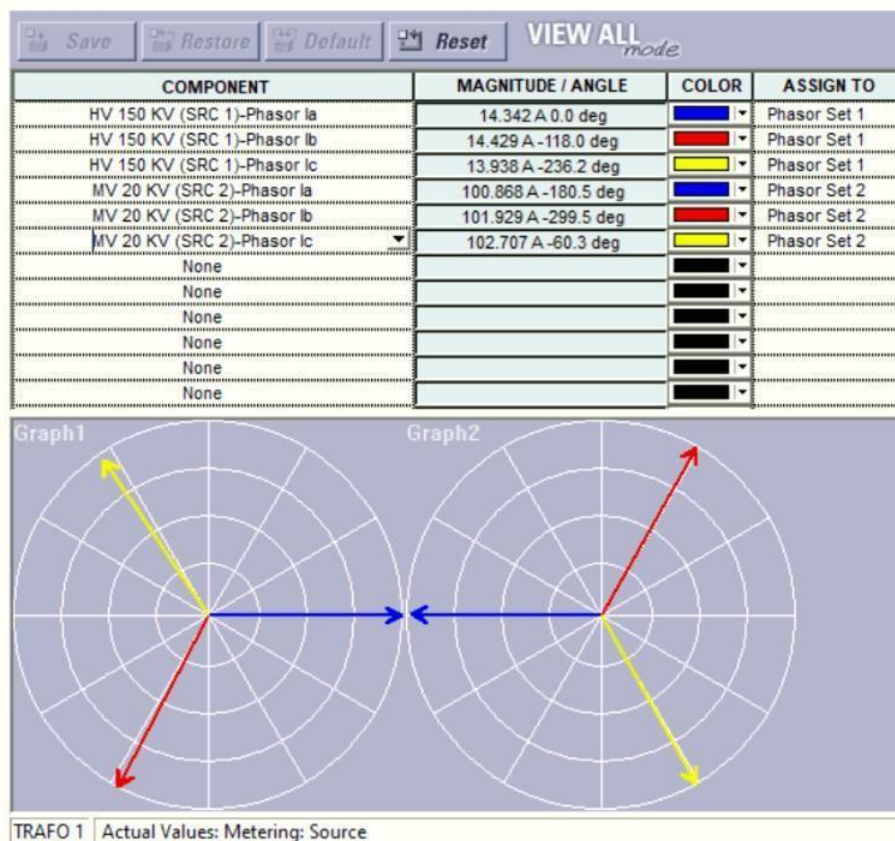
Test Point	Test Voltage	Phase R	Phase S	Phase T
		(G Ω)	(G Ω)	(G Ω)
Primary - Ground	5000	211	193	391
Primary - Secondary 1	2500	>100	>100	>100
Primary - Secondary 2	2500	>100	>100	>100

Gambar 4.15 Hasil Uji Rasio, *Knee Point*, Winding Resistance dan Tahanan Isolasi pada CT

Dari semua hasil pengujian rasio, knee point, dapat disimpulkan bahwa CT dalam keadaan baik dan siap untuk dioperasikan.

4.8 Metering setelah penormalan

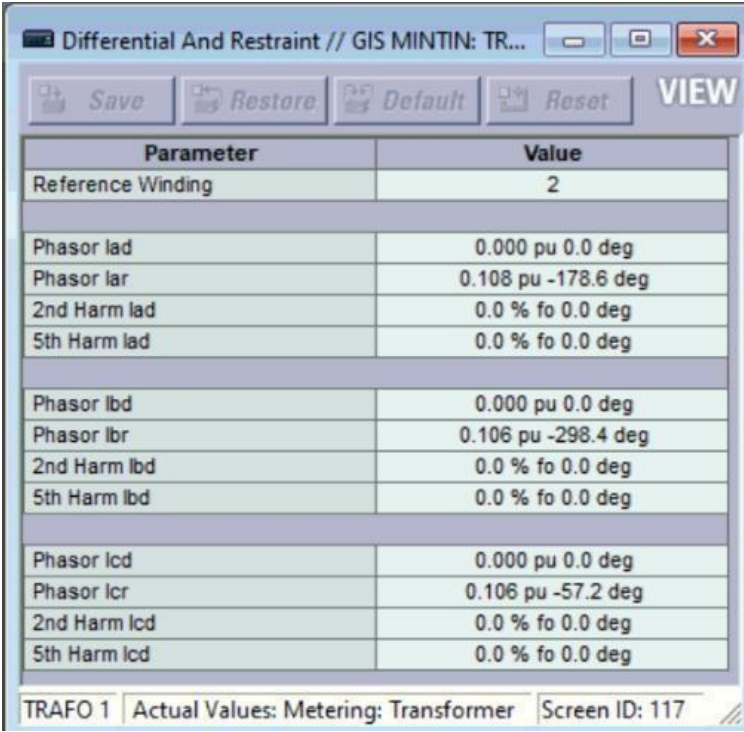
Setelah transformator 30MVA dinormalkan atau energize pemberian tegangan dan beban penyulang. Maka dilakukan metering untuk memastikan wiring sudah terpasang dengan benar. Jadi dalam keadaan operasi normal, sudut tiap fasa antara HV 150kV dan LV 20kV harus berbeda 180 derajat.



Gambar 4.16 Metering arus sisi HV 150kV dan LV 20kV

Tabel 4.7 Metering arus sisi HV 150kV dan LV 20kV

Arus HV 150kV		Arus LV 20kV	
Arus fasa R	14.34 A	Arus fasa R	100.86 A
Arus fasa S	14.42 A	Arus fasa S	101.92 A
Arus fasa T	13.93 A	Arus fasa T	102.70 A
Sudut fasa R	0.0 deg	Sudut fasa R	-180.5 deg
Sudut fasa S	-118.0 deg	Sudut fasa S	-299.5 deg
Sudut fasa T	-236.2 deg	Sudut fasa T	-60.3 deg



Parameter	Value
Reference Winding	2
Phasor Iad	0.000 pu 0.0 deg
Phasor Iar	0.108 pu -178.6 deg
2nd Harm Iad	0.0 % fo 0.0 deg
5th Harm Iad	0.0 % fo 0.0 deg
Phasor Ibd	0.000 pu 0.0 deg
Phasor Ibr	0.106 pu -298.4 deg
2nd Harm Ibd	0.0 % fo 0.0 deg
5th Harm Ibd	0.0 % fo 0.0 deg
Phasor Icd	0.000 pu 0.0 deg
Phasor Icr	0.106 pu -57.2 deg
2nd Harm Icd	0.0 % fo 0.0 deg
5th Harm Icd	0.0 % fo 0.0 deg

TRAFO 1 Actual Values: Metering: Transformer Screen ID: 117

Gambar 4.17 Metering Arus Diferensial dan Arus Restrain (Arus Bias)

Tabel 4.8 Metering Arus Diferensial dan Arus Restrain (Arus Bias)

Arus Diff dan Arus Bias	
Arus Diff R	0.0 pu, 0.0 deg
Arus Diff S	0.0 pu, 0.0 deg
Arus Diff T	0.0 pu, 0.0 deg
Arus Bias R	0.108 pu, -178.6 deg
Arus Bias S	0.106 pu, -298.4 deg
Arus Bias T	0.106 pu, -57.2 deg

Save Restore Default Reset VIEW ALL mode		
PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Name	HV 150 KV	MV 20 KV
PHASORS	View	View
RMS Ig	0.797 A	3.880 A
Phasor Ig	0.768 A -220.4 deg	0.000 A 0.0 deg
Phasor Igd	1.081 A -136.5 deg	0.000 A 0.0 deg

Gambar 4.18 Metering Ground sisi HV 150kV dan 20kkV

Tabel 4.9 Metering Ground sisi HV dan LV

Arus Diff dan Arus Bias	
Arus Ground HV	0.768 A
Arus Ground LV	3.88A

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini yaitu :

1. Penyebab trip nya trafo gardu induk sebanyak 2x disebabkan oleh modul CT pada relay diferensial yang rusak, sehingga menyebabkan salah perhitungan dalam arus diferensial. Anomali pada relay menyebabkan kinerja proteksi trip gangguan transformator yang bukan disebabkan gangguan internal melainkan gangguan pada modul CT itu sendiri.
2. Proses identifikasi adalah dengan melakukan pengujian pada relay diferensial untuk memastikan kerusakan pada modul CT dengan uji karakteristik slope dan didapatkan hasil error melebihi 5% dari standar KEPDIR No. 0520 K/DIR/2014.
3. Langkah perbaikan pada kerusakan modul CT pada relay diferensial merk GE tipe T60 adalah dengan mengganti modul CT dengan yang baru. Dan menguji slope karakteristik dan didapatkan hasil error di bawah 5%. dimana hasil tersebut untuk merekomendasikan bahwa relay diferensial siap untuk dioperasikan. kemudian saat penormalan melakukan metering untuk memastikan arus stabil di sisi HV 150kV maupun LV 20kV.

5.2 Saran

Terdapat saran sebagai berikut :

1. Disarankan saat terjadi gangguan pada transformator agar juga dilaksanakan pengujian pada internal trafo seperti uji tahanan isolasi, uji tangen delta, uji rasio trafo, uji indeks polaritas belitan primer dan sekunder terhadap ground, uji injeksi primer pada CT di swithyard 150kV dan CT di kubikel incoming 20kV.

2. Untuk relay merk GE tipe T60 agar dilaksanakan uji karakteristik setiap kali pemeliharaan periodik 2 tahunan, walaupun untuk uji karakteristik slope dilakukan per 6 tahun atau saat di resetting pada relay tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kadir, A. (2010). Pembangkit Tenaga Listrik (Edisi Revisi). *Jakarta: UI*.
- [2] KEPDIR No 0520 K/DIR/2014 *Pedoman Pemeliharaan Proteksi & Kontrol Trafo, Reaktor & Kapasitor*.
- [3] Koerniawan, T., Hasanah, A. W., & Yuliansyah, Y. (2019). Kajian Ketelitian Current Transformer (CT) Terhadap Kesalahan Rasio Arus pada Pelanggan 197 kVA. *Jurnal Ilmiah, 11*(1).
- [4] Alkodri, F., & Widyastuti, C. (2018). *Pengaruh Kejanuhan Trafo Arus Pada Penyulang Alengka di Gas Insulated Swicthgear Gambir Lama* (Doctoral dissertation, ITPLN).
- [5] Margianto, R., Hani, S., & Syafriyudin, S. (2016). Pengujian Transformator Arus 150 Kv Untuk Sistem Proteksi Transformator Tenaga 3 Gardu Induk Purworejo. *Jurnal Elektrikal, 3*(1), 21- 36.
- [6] PLN (Persero). (2014). Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali. Jakarta: PT. PLN.
- [7] Adil Tauladan, T. (2024). Analisa gangguan teknis terhadap kinerja sistem proteksi di Gardu Induk 150 kV UB Kitrans Batam.
- [8] PLN (Persero). (2014). Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali. Jakarta: PT. PLN.
- [9] PLN (Persero). (2014). Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali. Jakarta: PT. PLN.
- [10] Setijasa, H. (2013). Pengujian Relay Differensial GI. *Eksergi, 9*(2).

- [11] SANJAYA, D. F., & Gifson Hutajulu, A. (2025). *Analisa Ketidakseimbangan Beban Transformator Pada gardu ABE211 Distribusi di PT.PLN (Persero) UP3 Jayapura* (Doctoral dissertation, ITPLN).
- [12] Badruzzaman, Y., & Himawati, F. (2014). Keandalan Rele Differential sebagai Pengaman Utama Transformator terhadap Gangguan Arus Hubung Singkat di GIS Randugarut. *JTET (Jurnal Teknik Elektro Terapan)*, 3(3).
- [13] Kusuma, D. E., & Darmawan, I. A. (2024). Perbandingan Setting Matematis Rele Diferensial Transformator Daya Dengan Setting GI 150KV Cilegon Baru PT. PLN (Persero) ULTG Cilegon. *J. Elektron. dan Tek. Inform. Ter. JENTIK*, 2(2), 24-38.
- [14] Ardiansyah, M. R. (2024). Penyetingan Rele Differensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya 52 MVA Unit 4 PLTA Singkarak: Differential relay settings as protection on a 52 MVA Unit 4 Power Transformer PLTA Singkarak. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Renewable Energy (IJEERE)*, 4(1), 01-08.
- [15] Subhan. (2005). Kualitas Pembebanan Pada Saluran Transmisi Dengan Metode Komponen Simetris di PT. PLN Sumatera Utara.
- [16] Muharam, M. R. (2018). Analisis Performa Relay Differensial Transformator Pada Gardu Induk Cilegon Lama.
- [17] Pahiyanti, N. G., & Sukmajati, S. (2016). Pengujian Transformator Distribusi Tiga Fasa. *Sutet*, 6(2), 54-60.
- [18] Nazaruddin, N. (2014). Analisis Aliran Daya Tak Seimbang pada Jaringan Distribusi. *Prosiding Semnastek*.
- [19] Fauzan, A., Kurniawan, S. B., & Wijanarko, R. F. (2023). *Analisis Keandalan Transformator Arus (CT) Pada Bay Penghantar I dan Bay Penghantar II Dengan Metode Komparatif di Gardu Induk 150kV Lengkong* (Doctoral dissertation, S1 Teknik Elektro).
- [20] KEPDIR No 0520 K/DIR/2014 *Pedoman Pemeliharaan Proteksi & Kontrol Trafo, Reaktor & Kapasitor*.