TUGAS AKHIR

ANALISIS SISTEM PROTEKSI *RELAY DIFFERENTIAL* PADA TRANSFORMATOR DAYA 275 kV/ 33 kV DI GARDU INDUK PT INALUM MENGGUNAKAN SIMULASI ETAP

Diajukan Untuk Memenuhi Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik (S.T)
Pada Program Studi Teknik Elektro Falkutas Teknik
Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara

Disusun Oleh :

TOMI SITEPU
2207220042

UMSU
Unggul | Cerdas | Terpercaya

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SUMATERA UTARA
MEDAN
2026

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini diajukan oleh:

Nama	: TOMI SITEPU
NPM	: 2207220042
Program Studi	: Teknik Elektro
Judul Skripsi	: Analisis Sistem Proteksi *Relay Differential* Pada Transformator Daya 275 kV / 33 kV di Gardu Induk PT Inalum Menggunakan Simulasi ETAP
Bidang ilmu	: Sistem Kendali

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Tim Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.

Medan, Agustus 2026

Mengetahui dan menyetujui:
Dosen Pembimbing

Dr.Elvy Sahnur Nasution, S.T.,M.Pd.

Dosen Pembanding I/Penguji

Dr. Rohana, S.T., M.T.

Dosen Pembanding II/Penguji

Partaonan Harahap, S.T., M.T.

Program Studi Teknik Elektro
Ketua,

Dr. Elvy Sahnur Nasution, S.T., M.Pd.

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama Lengkap : TOMI SITEPU

Tempat/Tgl Lahir : DUSUN BHAKTI, 25 Maret 2003

NPM : 2207220042

Fakultas : Teknik

Program Studi : Teknik Elektro

Menyatakan dengan sesungguhnya dan sejujurnya, bahwa laporan tugas akhir saya yang berjudul:

"ANALISIS SISTEM PROTEKSI *RELAY DIFFERENTIAL* PADA TRANSFORMATOR DAYA 275 kV/ 33 kV DI GARDU INDUK PT INALUM MENGGUNAKAN SIMULASI ETAP"

Bukan merupakan plagiarisme, pencurian hasil karya milik orang lain, hasil kerja orang lain untuk kepentingan saya karena hubungan material dan non-material, ataupun segala kemungkinan lain, yang pada hakekatnya bukan merupakan karya tulis Tugas Akhir saya secara orisinil dan otentik.

Bila kemudian hari diduga kuat ada ketidaksesuaian antara fakta dengan kenyataan ini, saya bersedia diproses oleh Tim Fakultas yang dibentuk untuk melakukan verifikasi, dengan sanksi terberat berupa pembatalan kelulusan/kesarjanaan saya.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan kesadaran sendiri dan tidak atas tekanan ataupun paksaan dari pihak manapun demi menegakkan integritas akademik di Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.

Medan, Agustus 2026

Saya yang menyatakan,



TOMI SITEPU

ABSTRAK

Transformator daya 275 kV/33 kV di Gardu Induk PT INALUM merupakan komponen vital dalam sistem transmisi tenaga listrik, sehingga memerlukan sistem proteksi *Relay Differential* yang bekerja akurat, cepat, dan selektif. Namun, kajian ilmiah mengenai setting dan kinerja proteksi *Differential* pada level tegangan tinggi ini masih terbatas dibandingkan penelitian pada transformator tegangan menengah, padahal karakteristik gangguan dan setting proteksinya berbeda serta berdampak signifikan terhadap stabilitas sistem tenaga listrik regional. Penelitian ini bertujuan untuk mensimulasikan sistem proteksi *Relay Differential* pada transformator daya 275 kV/33 kV menggunakan perangkat lunak ETAP, menganalisis kinerjanya dalam mendeteksi gangguan eksternal, serta menentukan parameter yang berkontribusi terhadap keandalan sistem proteksi tersebut. Penelitian ini menggunakan metode deskriptif kuantitatif dengan pendekatan simulasi, yang mengombinasikan perhitungan matematis teknis dengan pemodelan simulasi menggunakan ETAP versi 19.0.1, kemudian hasil simulasi dianalisis secara kuantitatif berdasarkan data arus, setting proteksi, dan respons *Relay* terhadap gangguan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *Relay Differential* mampu melakukan *pick up* dalam waktu 20 ms dengan total *clearing time* 40 ms, jauh lebih cepat dibandingkan proteksi cadangan *OCR* (±320 ms), sehingga menghasilkan *Coordination Time Interval* sekitar 300 ms yang memenuhi prinsip selektivitas. Parameter kunci yang memengaruhi keandalan meliputi kesesuaian rasio CT, koordinasi waktu dengan *Relay backup*, dan hasil pengujian *pre-commissioning* yang seluruhnya sesuai toleransi. Penelitian ini memberikan kontribusi teoritis bagi kajian proteksi transformator tegangan tinggi dan rekomendasi teknis praktis bagi PT INALUM untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi gardu induk.

Kata kunci: *Relay Differential*, transformator daya, ETAP, sistem proteksi, gardu induk

ABSTRACT

The 275 kV/33 kV power transformer at the PT INALUM substation is a vital component of the electric power transmission system, necessitating a Differential Relay protection system that operates accurately, rapidly, and selectively. However, scholarly studies regarding the settings and performance of Differential protection at this high-voltage level remain limited compared to research on medium-voltage transformers; this is despite the fact that fault characteristics and protection settings differ significantly and have a substantial impact on regional power system stability. This study aims to simulate the Differential Relay protection system for the 275 kV/33 kV power transformer using ETAP software, analyze its performance in detecting external faults, and determine the parameters contributing to the system's reliability. A quantitative descriptive method with a simulation approach was employed, combining technical mathematical calculations with simulation modeling using ETAP version 19.0.1; simulation results were then quantitatively analyzed based on current data, protection settings, and Relay response to faults. The results indicate that the Differential Relay is capable of picking up within 20 ms with a total clearing time of 40 ms significantly faster than the OCR backup protection (±320 ms) thereby yielding a Coordination Time Interval of approximately 300 ms, which satisfies the principle of selectivity. Key parameters influencing reliability include the suitability of the CT ratio, time coordination with backup Relays, and pre-commissioning test results, all of which fell within acceptable tolerances. This research offers a theoretical contribution to the study of high-voltage transformer protection and provides practical technical recommendations for PT INALUM to enhance the reliability of the substation's protection system.

***Keywords**: Differential Relay, power transformer, ETAP, protection system, substation*

KATA PENGHANTAR

بِسْـــــــــــــمِ اللهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيْمِ

Dengan nama Allah Yang Maha Pengasih lagi Maha Penyayang. Segala Puji dan Syukur penulis ucapkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan karunia dan nikmat yang tiada terkira. Salah satu nikmat tersebut adalah keberhasilan penulis menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul "Analisis Kinerja Sistem Proteksi *Relay Differensial* pada Transformator Daya 275 kV / 33 kV di Gardu Induk PT Inalum Menggunakan Simulasi ETAP" sebagai syarat untuk meraih gelar akademik Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara (UMSU).

Laporan tugas akhir ini dapat diselesaikan dengan baik, tentunya tidak terlepas dari dukungan berbagai pihak. Untuk itu, penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Yang teristimewa kepada Alm. ayahanda Muhammad Yunus Sitepu dan ibunda tercinta Sainem yang telah memberikan dukungan bagi penulis dalam menyelesaikan laporan tugas akhir ini.
2. Bapak Prof. Dr. Akrim, M.Pd, selaku Rektor Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
3. Kepada keluarga saya, Kakak Leginem Br Sitepu, kakak Karolina Br Sitepu, kakak Novitasari Br Sitepu, serta abang saya Triswandi Sitepu yang selalu mendoakan, memberikan perhatian, serta kasih sayang yang menjadi sumber kekuatan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Bapak Prof.Ir. Ade Faisal, Ph.D selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
5. Ibu Dr. Elvy Sahnur, S.T., M.Pd selaku Kepala Prodi Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
6. Bapak Benny Oktorialdi, S.T., M.T, selaku Sekretaris Prodi Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
7. Bapak Affandi, S.T., M.T. selaku Wakil Dekan III Bidang Kemahasiswaan Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara.
8. Ibu Dr.Elvy Sahnur Nasution, S.T.,M.Pd. selaku Dosen Pembimbing yang telah

membantu menyelesaikan serta memberikan ide-ide dan masukan dalam menyelesaikan laporan tugas akhir ini.

9. Teman-teman mahasiswa terutama stambuk 22 Teknik Elektro yang selalu memberi dukungan dan motivasi kepada penulis.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan maupun dalam susunan kalimat sehingga penulis menerima kritikan dan saran yang sifatnya membangun demi kesempurnaan laporan Tugas Akhir ini. Penulis mengharapkan semoga laporan tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis dan para pembaca. Akhirnya kepada Allah SWT penulis serahkan segala ketercapaian dan keberhasilan yang sepenuhnya.

Medan 5 Februari 2026
Penulis

TOMI SITEPU

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN ..... **i**
SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR ..... **ii**
ABSTRAK ..... **iii**
KATA PENGHANTAR ..... **v**
DAFTAR ISI ..... **vii**
DAFTAR GAMBAR ..... **ix**
DAFTAR TABEL ..... **x**
DAFTAR LAMPIRAN ..... **xi**
BAB 1 PENDAHULUAN **1**
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Rumusan Masalah 3
1.3 Tujuan Penelitian 3
1.4 Ruang Lingkup Penelitian 3
1.5 Manfaat Penelitian 4
1.6 Sistematika Penulisan 4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA **6**
2.1 Tinjauan Pustaka Relevan 6
2.2 Landasan Teori 8
2.2.1 Gardu Induk 8
2.2.2 Sistem Proteksi 13
2.2.3 Keandalan Sistem Proteksi 15
2.2.4 *Relay Differential* 18
2.2.5 Kinerja Sistem Proteksi *Relay Diferensial* 24
2.2.6 Transformator Daya 29
2.2.7 Gangguan *Internal* pada Transformator Daya 33
2.2.8 ETAP 19.0.1 37
BAB 3 METODE PENELITIAN **41**
3.1 Metode Penelitian 41
3.2 Tempat dan Waktu Penelitian 41
3.3 Alat dan Perangkat Penelitian 42
3.3.1 Alat Penelitian 42
3.3.2 Perangkat Penelitian 44
3.4 Objek Penelitian 45
3.5 Data Teknis Penelitian 47
3.6 Diagram Blok Penelitian 54
3.6.1 Penjelasan Dari Diagram Blok 54
3.7 Prosedur penelitian 55

3.7.1 Mensimulasikan Sistem Proteksi *Relay* Differensial 55
3.7.2 Menganalisis Kinerja *Relay* Differensial dalam Mendeteksi Gangguan... 56
3.7.3 Memberikan Rekomendasi Parameter Optimal 57
3.8 Diagram Alir Penelitian 59
3.8.1 Penjelasan Dari Diagram Alir 60
BAB 4 HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN 62
4.1 Hasil Simulasi Sistem *Proteksi Relay Differential* pada *Transformator* Daya 275 kV/33 kV Menggunakan ETAP 62
4.1.1 Perhitungan Arus Nominal dan Tap *Relay Differential* 62
4.1.2 Verifikasi Kestabilan pada Kondisi Beban Normal (Simulasi Tanpa Gangguan) 63
4.1.3 Estimasi Arus Gangguan Internal Berdasarkan Impedansi *Transformator* Real 64
4.1.4 Analisis Profil Tegangan dan Arus Sistem Saat Simulasi Gangguan 65
4.2 Analisis Kinerja Sistem Proteksi *Relay Differential* dalam Mendeteksi Gangguan pada Transformator 66
4.2.1 Analisis *Sequence of Operation Relay Differential* 66
4.2.2 Analisis Kurva Karakteristik *Relay Differential* 68
4.2.3 Analisis Koordinasi *Relay OCR Backup* 69
4.2.4 Analisis Selektivitas dan Validasi Lapangan 70
4.2.5 Verifikasi Kinerja *Relay* Melalui Hasil Pengujian *Pre-Commissioning* 71
4.3 Rekomendasi Parameter Optimal untuk Meningkatkan Keandalan Sistem Proteksi 72
4.3.1 Rekomendasi Rasio CT dan Tap *Relay* 72
4.3.2 Rekomendasi Nilai *Pickup* dan Slope Karakteristik 72
4.3.3 Rekomendasi Koordinasi Waktu dengan Proteksi Cadangan 73
4.3.4 Rekomendasi Terkait Setting Proteksi Cadangan (OC1, OC2, EFIn1) yang Terpasang 73
4.3.5 Rekapitulasi Dasar Rekomendasi 74
4.4 Batasan Penelitian dan Rekomendasi Penelitian Lanjutan 75
BAB 5 PENUTUP 77
5.1 Kesimpulan 77
5.2 Saran 78
5.2.1 Saran untuk Penelitian Lanjutan 78
5.2.2 Saran untuk Pihak PT INALUM (Operasional dan Pemeliharaan) 79
DAFTAR PUSTAKA 81
LAMPIRAN 84

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Kurva Karakteristik Relay Differential 19
Gambar 2. 2 Relay Arus Differential 19
Gambar 2. 3 Relay Persentase Differential 20
Gambar 2. 4 Relay Differential dalam kondisi normal 21
Gambar 2. 5 Relay Differential kondisi gangguan di luar 21
Gambar 2. 6 Relay Differential kondisi gangguan di dalam 22
Gambar 2. 7 Prinsip kerja Transformator 32
Gambar 2. 8 Simbol Grid 38
Gambar 2. 9 Simbol Generator 38
Gambar 2. 10 Simbol Transformator 39
Gambar 2. 11 Simbol Kabel 39
Gambar 2. 12 Menu gangguan hubung singkat pada ETAP 40
Gambar 2. 13 Menu Analisis Koordinasi Proteksi 40
Gambar 3. 1 Transformator Daya 230 MVA 42
Gambar 3. 2 Relay Differential 43
Gambar 3. 3 Curent Transformer 43
Gambar 3. 4 Pemutus Tenaga (Circuit Breaker) 44
Gambar 3. 5 Laptop 44
Gambar 3. 6 Software ETAP 19.0.1 45
Gambar 3. 7 Diagram Satu Garis Sistem Gardu Induk PT INALUM **(**fokus zona proteksi MTR 1) 46
Gambar 3. 8 Diagram Blok Penelitian 54
Gambar 3. 9 Diagram Alir Penelitian 59
Gambar 4.1 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Phasa…….....……..65

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Waktu Penelititan 41
Tabel 3. 2 Spesifikasi teknis Transformator Daya 230 MVA 42
Tabel 3. 3 Data Umum Transformator Daya & Skema Proteksi (MTR 1 & MTR 2) 48
Tabel 3. 4 Spesifikasi Teknis Aktual Main Transformer 1 (Data Lapangan) 48
Tabel 3. 5 Data Rasio Current transformer (CT) dan Voltage Transformer (VT) pada Relay Proteksi Differential MTR 1 49
Tabel 3. 6 Identitas & Data Umum Relay Proteksi Differential (ANSI 87) MTR 1 49
Tabel 3. 7 Data Setting Proteksi Cadangan (OC1, OC2, EFIn1) dalam Unit Relay Differential MTR 1 50
Tabel 3. 8 Data Hasil Pick-up Test Relay Proteksi Cadangan (#151F-1) MTR 1 50
Tabel 3. 9 Data Hasil Trip Time Test Relay Proteksi Cadangan MTR 1 51
Tabel 3. 10 Parameter Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa (Model Simulasi ETAP) 51
Tabel 3. 11 Parameter Setting Tipikal Relay Differential (Acuan Verifikasi Model Simulasi) 52
Tabel 3. 12 Data Umum dan Setting Proteksi Insiden Gangguan Studi Kasus Pembanding (MTR 5) 52
Tabel 4. 1 Perhitungan Arus Nominal MTR 1 63
Tabel 4. 2 Perhitungan Tap Relay Differential MTR 1 63
Tabel 4. 3 Verifikasi Arus Operasi dan Restraint pada Kondisi Beban Normal (Data Real) 64
Tabel 4. 4 Estimasi Arus Gangguan Internal Berdasarkan %Z Transformator Real 64
Tabel 4. 5 Rekapitulasi Sequence of Operation Relay Differential 67
Tabel 4. 6 Perhitungan Arus Operasi (Id) dan Arus Restraint (Ir) Model Simulasi 68
Tabel 4.7 Perhitungan Setting dan Waktu Kerja Relay OCR Backup (Model Simulasi) 69
Tabel 4. 8 Rekapitulasi Total Clearing time Jalur Proteksi Utama dan Cadangan (Model Simulasi) 70
Tabel 4.9 Rekapitulasi Hasil Analisis Relay Differential MTR 1 sebagai Dasar Rekomendasi Parameter Optimal 74

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Single line diagram GI PT INALUM 84
Lampiran 2 Single Line Diagram dengan Metode simulasi ETAP..... 85
Lampiran 3 Dokumen *Pre-commissioning* Test – General Data, Rasio CT dan VT *Relay Differential MTR 1*..... 86
Lampiran 4 Dokumen Pre-commissioning Test – Relay Parameter Setting..... 87
Lampiran 5 Dokumen Pre-commissioning Test – Pick-up Test dan Trip Time Test..... 88
Lampiran 6 Diagram Satu Garis Kondisi Sebelum dan Sesudah Gangguan MTR 5,..... 89
Lampiran 7 Profil Tegangan dan Arus Hasil Simulasi ETAP di Sekitar Zona Differential MTR 1 Saat Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa..... 90
Lampiran 8 Sequence of Operation Events pada Gangguan 3 Fasa di Connector Bus117–MTR 1 (Model Simulasi ETAP)..... 91
Lampiran 9 Kurva Karakteristik Relay Differential (Diff Relay - P) pada Gangguan 3 Fasa 92
Lampiran 10 Kurva Koordinasi Relay Differential terhadap Kurva Inrush dan OCR Backup 93
Lampiran 11 Profil Tegangan dan Arus Hasil Simulasi ETAP di Sekitar Zona Differential MTR 1 pada Kondisi Beban Normal..... 93

BAB 1
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Transformator daya merupakan salah satu komponen paling penting dalam sistem tenaga listrik, berfungsi meningkatkan dan menurunkan tegangan listrik untuk transmisi dan distribusi sehingga energi listrik dapat disalurkan dari pembangkit sampai ke konsumen secara efisien. Karena posisinya yang strategis dan fungsinya yang vital, kerusakan pada transformator dapat menyebabkan gangguan luas pada sistem tenaga listrik dan kerugian ekonomi yang besar. Proteksi yang andal diperlukan untuk mendeteksi gangguan sejak dini dan meminimalkan dampaknya pada infrastruktur tenaga listrik tersebut [1].

Sistem proteksi adalah rangkaian perangkat yang dirancang untuk mendeteksi kondisi operasi abnormal dan segera mengisolasi bagian yang bermasalah agar tidak mencederai peralatan lain atau menimbulkan gangguan sistem yang lebih luas. Proteksi yang handal pada transformator sangat penting karena kerusakan transformator daya tidak hanya mengganggu suplai listrik tetapi juga menyebabkan biaya perbaikan yang sangat tinggi [2].

Relay differensial merupakan salah satu metode proteksi utama pada transformator daya. Prinsip kerja *Relay* ini adalah membandingkan arus yang masuk dan keluar dari transformator, jika terjadi gangguan internal, perbedaan arus akan timbul dan *Relay* akan segera memerintahkan pemutus sirkuit untuk memutus aliran listrik. *Relay* differensial memiliki respon cepat dan selektif, sehingga ideal sebagai proteksi utama dibandingkan proteksi lain yang lebih lambat atau kurang sensitif [3].

Agar *Relay* differensial bekerja secara optimal, setting parameter seperti rasio *current transformer* (CT), error *mismatch*, *slope* dan arus setting harus disesuaikan dengan karakteristik transformator dan sistem. Setting yang tidak tepat dapat menyebabkan *Relay* gagal mendeteksi gangguan internal atau bekerja saat gangguan eksternal, yang justru akan mengganggu operasi normal sistem tenaga listrik [2].

Simulasi menggunakan perangkat lunak seperti ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*) menjadi sangat penting dalam pemodelan dan

evaluasi.Performa sistem proteksi secara menyeluruh, tanpa perlu melakukan percobaan langsung pada sistem sesungguhnya. ETAP memungkinkan insinyur melihat bagaimana proteksi *Relay* bekerja pada kondisi normal dan gangguan (*internal/eksternal*) sehingga dapat dilakukan evaluasi setting proteksi yang lebih akurat dan aman [4].

Penelitian-penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa setting proteksi yang digunakan di beberapa gardu induk masih bisa dioptimalkan berdasarkan hasil simulasi dan perhitungan matematis yang teliti, misalnya pada input setting slope atau setting arus diferensial yang dapat mempengaruhi sensitivitas dan selektivitas *Relay*. Hal ini menunjukkan bahwa kajian setting *Relay* differensial secara ilmiah masih Relevan dan dapat meningkatkan keandalan proteksi.

Sebagian besar penelitian proteksi diferensial transformator yang ada difokuskan pada tegangan menengah seperti 150 kV/20 kV atau 60 MVA, tetapi transformator dengan tegangan tinggi 275 kV/33 kV yang merupakan bagian penting dalam jaringan transmisi besar seperti di Gardu Induk PT INALUM membutuhkan kajian yang lebih khusus, karena karakteristik gangguan dan setting proteksi pada tingkat tegangan ini berbeda serta berdampak signifikan pada stabilitas sistem tenaga listrik regional [1].

Penelitian ini memastikan sistem proteksi *Relay differensial* pada transformator 275 kV/33 kV bekerja dengan akurat, cepat, dan selektif melalui analisis simulasi yang representatif. Penelitian ini tidak hanya memberikan kontribusi terhadap literatur proteksi tenaga listrik, tetapi juga menawarkan rekomendasi setting proteksi yang dapat langsung digunakan oleh PT INALUM untuk meningkatkan keandalan gardu induk sehingga risiko gangguan besar seperti pemadaman listrik atau kerusakan peralatan besar dapat diminimalisir.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan di atas, maka peneliti bermaksud melakukan penelitian yang berjudul “Analisis Sistem Proteksi *Relay* Differensial pada Transformator Daya 275 kV/33 kV di Gardu Induk PT INALUM Menggunakan Simulasi ETAP”. Melalui penelitian ini diharapkan dapat diperoleh analisis kinerja serta evaluasi pengaturan *Relay* proteksi yang digunakan, sehingga dapat memberikan rekomendasi teknis untuk meningkatkan keandalan, sensitivitas, dan selektivitas sistem proteksi transformator daya di Gardu Induk PT INALUM.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana mensimulasikan sistem proteksi *Relay* differensial pada transformator daya 275 kV / 33 kV menggunakan Simulasi ETAP?
2. Bagaimana menganalisis kinerja sistem proteksi *Relay* differensial dalam mendeteksi gangguan eksternal pada transformator daya?
3. Parameter apa saja yang digunakan untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi *Relay* differensial pada transformator daya?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang diatas, tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mensimulasikan sistem proteksi *Relay* differensial pada transformator daya 275 kV / 33 kV menggunakan Simulasi ETAP.
2. Menganalisis kinerja sistem proteksi *Relay* differensial dalam mendeteksi gangguan eksternal pada transformator.
3. Memberikan rekomendasi parameter optimal untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi.

1.4 Ruang Lingkup Penelitian

Agar penelitian tugas akhir ini terarah dan tanpa mengurangi maksud dan tujuan, maka ditetapkan ruang lingkup dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Penelitian difokuskan pada transformator daya berkapasitas 275 kV / 33 kV yang digunakan di PT INALUM. Transformator ini menjadi objek simulasi untuk mengkaji sistem proteksi *Relay* differensial.
2. Simulasi sistem proteksi dilakukan menggunakan perangkat lunak ETAP, hal ini dikarenakan kemampuannya dalam memodelkan sistem tenaga listrik secara lengkap dan memudahkan dalam menganalisis parameter proteksi.
3. Penelitian difokuskan pada analisis gangguan eksternal transformator, seperti hubungan singkat antar lilitan.
4. Parameter untuk mensimulasikan sistem proteksi *Relay* differensial pada transformator, dimana adalah, transformator, *current transformator* (CT), *Relay*

differensial, jenis gangguan yang di simulasikan, dam komponen simulasi ETAP.

5. Parameter untuk menganalisis kinerja sistem proteksi *Relay differensial* pada transformator, yaitu, *Relay differensial*, transformator,parameter gangguan, *current transformator* (CT), dan hasil analisis.
6. Rekomendasi parameter optimal untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi yaitu, kinerja *Relay differensial*, pengaturan *current transformator* (CT), penanganan gangguan, dan pengujian sistem.

1.5 Manfaat Penelitian

Dalam sebuah penelitian, terdapat poin-poin manfaat yang dapat diterapkan oleh pembaca agar berguna dan menjadi pedoman. Adapun manfaat penelitian dari tugas akhir ini adalah:

1. Bagi Universitas

   Menjadi referensi bagi mahasiswa dan peneliti lain dalam memahami dan mengembangkan sistem proteksi transformator daya menggunakan simulasi ETAP.
2. Bagi Perusahaan

   Memberikan kontribusi dalam meningkatkan keandalan sistem proteksi transformator di PT INALUM dan industri sejenis.
3. Bagi Penulis

   Mendorong penggunaan simulasi berbasis ETAP dalam mendukung analisis dan pengujian sistem proteksi.

1.6 Sistematika Penulisan

BAB 1 Pendahuluan

Berisi latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, manfaat dan sistematik

BAB 2 Tinjauan Pustaka.

Bagian ini berisi teori dasar, rumus matematis, serta penjelasan teknis mengenai objek dan sistem yang diteliti. Teori-teori inilah yang akan Anda jadikan dasar acuan untuk menganalisis data saat melakukan simulasi nanti.

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

Menjelaskan metode penelitian, Penelitian ini mengombinasikan perhitungan matematis teknis dengan pemodelan komputer menggunakan perangkat lunak *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) versi 19.0.1 untuk menguji dan mengevaluasi kinerja sistem proteksi.

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Menyajikan serta menjabarkan seluruh data yang diperoleh dari perhitungan matematis maupun simulasi ETAP 19.0.1, lalu menganalisisnya secara kritis untuk menjawab rumusan masalah.

BAB 5 Penutup

Berisi kesimpulan dari penelitian dan rekomendasi untuk pengembangan selanjutnya.

BAB 2
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka Relevan

Tinjauan pustaka Relevan merupakan tahapan penting dalam penelitian yang bertujuan untuk memperoleh landasan teori yang sesuai dengan permasalahan yang dikaji. Proses ini dilakukan dengan menelusuri dan mengkaji berbagai penelitian terdahulu yang berkaitan, kemudian menggunakannya sebagai dasar pendukung agar penelitian yang dilakukan memiliki kekuatan ilmiah yang lebih baik. Tinjauan pustaka mencakup kegiatan pengidentifikasian secara sistematis, penelusuran, serta analisis terhadap berbagai dokumen yang memuat informasi Relevan dengan fokus penelitian.

Beberapa penelitian telah dilakukan terkait sistem proteksi *Relay differensial* pada transformator daya, salah satunya oleh Afifah Noorma Adnanti yang mengkaji kinerja *Relay* differensial pada transformator daya di Gardu Induk Jajar 150 kV dengan tujuan memastikan kemampuan deteksi gangguan internal secara optimal. Penelitian tersebut menggunakan pendekatan perhitungan matematis, meliputi rasio CT, *mismatch error*, arus *diferensial, persen slope,* serta didukung simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *Relay differensial* beroperasi dengan sangat baik, ditandai oleh waktu kerja 0 ms saat terjadi gangguan internal, sedangkan pemutus sirkuit (CB) bekerja pada waktu 10 ms dan 52 ms. Sementara itu, pada kondisi gangguan eksternal, hanya *Relay OCR* yang beroperasi. Temuan ini menegaskan bahwa penentuan dan pengaturan nilai *Relay* yang tepat berperan penting dalam meningkatkan keandalan sistem proteksi transformator [5].

Penelitian lain terkait proteksi transformator daya menggunakan *Relay diferensial* dilakukan oleh Irvan Buchari Tamam dkk. di Gardu Induk Duri Kosambi, dengan fokus pada pengaruh arus inrush terhadap kinerja *Relay* diferensial. Penelitian ini dilatarbelakangi oleh fenomena arus *magnetisasi transien (inrush)* yang timbul saat transformator daya diberi energi *(energizing),* di mana arus inrush tersebut dapat terbaca oleh *rela diferensial* sebagai gangguan internal meskipun bukan merupakan gangguan yang sesungguhnya, sehingga berpotensi menyebabkan mal-operasi *Relay*. Penelitian ini bertujuan untuk mengkaji sejauh

mana kepekaan *Relay diferensial* terhadap arus inrush pada transformator daya di Gardu Induk Duri Kosambi, serta bagaimana *Relay* tersebut membedakan antara arus inrush dan arus gangguan yang sebenarnya. Hasil kajian menunjukkan bahwa untuk mengatasi permasalahan arus inrush ini, digunakan metode penundaan *(delay),* penahanan *(restraint),* atau pemblokiran *(blocking)* elemen diferensial, sehingga *Relay* tidak bekerja secara keliru selama kondisi transien inrush berlangsung, dan tetap dapat bekerja secara selektif hanya pada saat terjadi gangguan *internal* yang sebenarnya [6].

Penelitian lain yang mengangkat tema proteksi transformator menggunakan *Relay differensial* dilakukan oleh Syukriyadin, dengan fokus pada upaya memastikan perlindungan terhadap gangguan internal pada transformator. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kinerja, tingkat selektivitas, serta waktu trip *Relay* differensial pada zona proteksi. Analisis dilakukan melalui simulasi menggunakan perangkat lunak PSCAD/EMTDC versi 4.2 dengan mengacu pada data sistem WSCC 3 Machine 9 Bus Systems. Hasil simulasi menunjukkan bahwa pada kondisi gangguan internal, *Relay differensial* bekerja dengan melakukan trip dalam rentang waktu antara 0,22 detik hingga 0,37 detik, dengan waktu operasi minimum sebesar 0,15 detik. Sebaliknya, pada gangguan eksternal *Relay* tidak melakukan trip, yang menegaskan kemampuan selektivitas dan efektivitas *Relay differensial* dalam melindungi transformator dari potensi kerusakan [7].

Penelitian terkait proteksi transformator daya juga dilakukan oleh Sayed Muhammad Farabi di Gardu Induk Langsa dengan memanfaatkan *Relay differensial* sebagai sistem proteksi terhadap gangguan internal maupun eksternal secara cepat dan selektif. Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan kinerja *Relay differensial* melalui pemodelan dan simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP. Rasio CT yang digunakan dalam penelitian ini yaitu 300:1 pada sisi tegangan 150 kV dan 2000:1 pada sisi tegangan 20 kV.

Hasil perhitungan menunjukkan nilai *error mismatch* sebesar 0,0886% pada sisi 150 kV dan 1,125% pada sisi 20 kV, dengan arus sekunder masing-masing sebesar 0,7689 A dan 0,8860 A. Selain itu, diperoleh nilai arus diferensial sebesar 0,1162 A, arus penahan sebesar 0,8279 A, serta arus setting sebesar 0,3 A, yang menunjukkan bahwa *Relay differensial* mampu bekerja secara optimal dalam

mendeteksi gangguan pada transformator daya [8].

Penelitian terkait pengujian sistem proteksi *Relay diferensial* pada transformator 150/20 kV dilakukan oleh Muhammad Agi Haidar dengan tujuan mengevaluasi kinerja *Relay differensial* dalam menghadapi gangguan hubung singkat tiga fasa, antar fasa, serta fasa ke tanah. Pengujian dilakukan di Gardu Induk Jatiranggon pada transformator 3. Metode penelitian meliputi pengujian sistem proteksi melalui simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP serta perhitungan teknis yang mengacu pada spesifikasi transformator, *Current transformer* (CT), dan *Relay differensial.*

Hasil penelitian menunjukkan bahwa nilai perhitungan dan simulasi ETAP memiliki kesesuaian dengan kondisi aktual di lapangan. Analisis perbandingan menunjukkan deviasi tertinggi terjadi pada gangguan hubung singkat tiga fasa, dengan nilai deviasi sebesar 8,08%. Temuan ini mengindikasikan bahwa pendekatan pengukuran dan simulasi dapat dijadikan dasar dalam mengantisipasi potensi gangguan hubung singkat, serta menegaskan bahwa *Relay differensial* berfungsi secara efektif dalam menjaga keandalan sistem kelistrikan [4].

2.2 Landasan Teori

Landasan teori pada penelitian ini digunakan sebagai dasar dalam memahami konsep serta prinsip kerja sistem proteksi pada transformator daya, khususnya proteksi menggunakan *Relay diferensial*. Teori-teori yang dibahas meliputi sistem proteksi tenaga listrik, prinsip kerja *Relay* differensial, transformator daya, serta penggunaan perangkat lunak ETAP sebagai media simulasi dan analisis. Dengan adanya landasan teori ini, diharapkan penelitian dapat dilakukan secara terarah serta mampu mendukung proses analisis terhadap kinerja sistem proteksi *Relay differensial* pada transformator daya 275 kV/33 kV di Gardu Induk PT INALUM.

2.2.1 Gardu Induk

Sistem tenaga listrik secara umum terdiri dari tiga subsistem utama, yaitu pembangkitan, transmisi, dan distribusi, yang saling terhubung satu sama lain untuk menyalurkan energi listrik dari pusat pembangkit hingga ke konsumen akhir. Dalam rangkaian penyaluran tersebut, gardu induk memegang peranan strategis sebagai

simpul penghubung antara sistem transmisi tegangan tinggi dengan sistem distribusi tegangan menengah maupun pusat beban industri.[9]

Keberadaan gardu induk tidak hanya berfungsi sebagai tempat transformasi tegangan, tetapi juga sebagai pusat pengendalian, pengukuran, dan pengamanan sistem tenaga listrik, sehingga kualitas dan keandalan operasinya sangat menentukan kestabilan pasokan energi listrik secara keseluruhan. Pada bagian ini akan dibahas pengertian, fungsi, serta komponen utama yang terdapat pada gardu induk, khususnya dalam konteks sistem kelistrikan di PT Inalum.

A. Pengertian Gardu Induk

PT INALUM Gardu induk merupakan bagian penting dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi sebagai pusat pengaturan, penghubung, pengamanan, dan penyaluran energi listrik dari sistem transmisi menuju sistem distribusi maupun ke pusat beban industri. Gardu induk menjadi titik utama dalam menjaga kontinuitas penyaluran energi listrik agar tetap stabil, aman, dan andal.

Dalam sistem tenaga listrik modern, gardu induk tidak hanya berfungsi sebagai tempat transformasi tegangan, tetapi juga sebagai pusat pengendalian sistem proteksi, pengukuran, monitoring, serta pengoperasian jaringan tenaga listrik. Keberadaan gardu induk sangat penting karena gangguan yang terjadi pada gardu induk dapat menyebabkan pemadaman listrik dalam skala luas dan mengganggu kestabilan sistem tenaga listrik secara keseluruhan.

Pada sistem transmisi tegangan tinggi, gardu induk digunakan untuk:

1. Menaikkan tegangan dari pembangkit menuju sistem transmisi.
2. Menurunkan tegangan transmisi menuju sistem distribusi.
3. Menghubungkan antar saluran transmisi.
4. Melindungi sistem dari gangguan listrik.
5. Mengontrol aliran daya listrik pada jaringan.

Dalam penelitian ini, gardu induk yang menjadi objek penelitian adalah gardu induk pada PT INALUM yang menggunakan transformator daya 275 kV/33 kV sebagai bagian penting dalam sistem penyaluran tenaga listrik industri

B. Fungsi Gardu Induk

Gardu induk memiliki beberapa fungsi utama dalam sistem tenaga listrik, yaitu:

1. Fungsi Transformasi Tegangan

   Gardu induk berfungsi untuk menaikkan atau menurunkan tegangan listrik menggunakan transformator daya. Tegangan tinggi diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi daya selama proses transmisi jarak jauh.

2. Fungsi Pengaturan Daya

   Gardu induk digunakan untuk mengatur aliran daya listrik agar distribusi beban pada sistem tenaga menjadi seimbang dan stabil.

3. Fungsi Proteksi Sistem

   Gardu induk dilengkapi sistem proteksi seperti:

   a. *Relay Differential*
   b. *Over Current Relay (OCR)*
   c. *Ground Fault Relay*
   d. *Circuit Breaker (CB)*

   Sistem proteksi ini berfungsi mendeteksi gangguan dan memutus bagian sistem yang bermasalah agar tidak merusak peralatan lain.

4. Fungsi Pengaturan Dan Monitoring

   Pada gardub induk terdapat alat ukur seperti :

   a. *Current transformer (CT)*
   b. *Potential Transformer (PT)*
   c. *Meter Energi*
   d. *SCADA System*

   Peralatan tersebut digunakan untuk memonitoring kondisi sistem secara *real-time.*

5. Fungsi Penghubung Sistem

   Gardu induk menjadi titik penghubung antara :

   a. Pembangkit Listrik
   b. Saluran Transmisi
   c. Sistem Distribusi
   d. Beban Industri

C. Jenis – Jenis Gardu Induk

Berdasarkan fungsinya, gardu induk dibedakan menjadi beberapa jenis berikut:

1. Gardu Induk Penaik Tegangan (*Step-Up Substation*)

   Digunakan untuk menaikkan tegangan keluaran pembangkit menuju sistem transmisi.

2. Gardu Induk Penurun Tegangan *(Step-Down Substation)*

   Berfungsi menurunkan tegangan transmisi menjadi tegangan distribusi atau tegangan industri.

3. Gardu Induk Penghubung (*Switching Substation)*

   Digunakan sebagai pusat penghubung antar saluran transmisi tanpa melakukan transformasi tegangan.

4. Gardu Induk Distribusi

   Digunakan untuk menyalurkan energi listrik langsung ke konsumen.

D. Komponen Utama Gardu Induk

Gardu induk terdiri dari beberapa komponen penting yang saling terintegrasi, yaitu:

1. Transformator Daya

   Digunakan untuk menaikkan atau menurunkan tegangan listrik sesuai kebutuhan sistem.

2. *Circuit Breaker* (CB)

   Berfungsi memutus dan menghubungkan sistem secara otomatis saat terjadi gangguan.

3. *Disconnection Switch* (DS)

   DS Digunakan untuk memisahkan peralatan dari sistem dalam kondisi tanpa beban.

4. *Current transformer* (CT)

   Digunakan untuk menurunkan arus besar menjadi arus kecil agar dapat dibaca alat ukur dan *Relay* proteksi.

5. *Potential Transformer* (PT)

   Digunakan untuk menurunkan tegangan tinggi menjadi tegangan rendah untuk keperluan pengukuran dan proteksi.

6. *Lightning Arraster* (LA)

   Berfungsi melindungi peralatan gardu induk dari tegangan lebih akibat sambaran petir.

7. Busbar

   Merupakan penghantar utama yang menghubungkan seluruh peralatan pada gardu induk.

8. Sistem *Relay* Proteksi

   Relay proteksi digunakan untuk mendeteksi gangguan secara cepat dan mengirim sinyal trip ke *Circuit Breaker*.

E. Sistem Proteksi Pada Gardu Induk

Sistem proteksi pada gardu induk merupakan bagian yang sangat penting untuk menjaga keamanan peralatan dan kontinuitas penyaluran tenaga listrik.

Sistem proteksi dirancang agar mampu:

1. Mendeteksi gangguan dengan cepat.
2. Mengisolasi area gangguan.
3. Mengurangi kerusakan peralatan.
4. Menjaga stabiloitas sistem tenaga listrik.

Beberapa jenis proteksi yang umum digunakan pada gardu induk antara lain:

1. Proteksi arus lebih.
2. Proteksi hubung singkat.
3. Proteksi *Differential*.
4. Proteksi gangguan tanah.
5. Proteksi tegangan lebih.

   Pada transformator daya tegangan tinggi seperti 275 kV/33 kV, *Relay differensial* menjadi proteksi utama karena memiliki sensitivitas dan kecepatan kerja yang tinggi terhadap gangguan internal transformator.

F. Gardu Induk GIS (*Gas Insulated Switchgear*)

Pada sistem tenaga modern, banyak gardu induk menggunakan teknologi GIS (*Gas Insulated Switchgear*). GIS merupakan gardu induk yang menggunakan gas SF6 (*Sulfur Hexafluoride)* sebagai media isolasi.

Keunggulan gardu induk GIS antara lain:

1. Membutuhkan area kecil.

2. Tingkat keandalan tinggi.
3. Lebih tahan terhadap populasi dan kelembaban.
4. Perawatan lebih rendah.
5. Tingkat keselamatan lebih baik.

Namun, gardu induk GIS memiliki biaya investasi yang lebih mahal dibanding gardu induk konvensional.

2.2.2 Sistem Proteksi

Sistem proteksi merupakan rangkaian perangkat komprehensif yang dirancang untuk menjalankan fungsi pengamanan pada jaringan listrik. Munculnya gangguan pada sistem distribusi umumnya dipicu oleh faktor eksternal seperti alam, faktor internal berupa kerusakan alat, maupun kesalahan operasional manusia. Secara umum, gangguan ini dikategorikan menjadi dua jenis, yaitu gangguan temporer, yang dapat pulih secara otomatis atau setelah pemutusan daya sementara, dan gangguan permanen, yang memerlukan perbaikan fisik secara khusus agar sistem dapat berfungsi kembali [8].

Sistem proteksi listrik berfungsi sebagai pengaman untuk menjaga peralatan dari dampak kerusakan akibat anomali pada jaringan tenaga listrik. Mekanisme kerjanya dimulai dengan mendeteksi gangguan seperti arus berlebih, hubungan arus pendek, atau gangguan tanah lalu segera mengisolasi area yang bermasalah agar kerusakan tidak meluas ke komponen lain. Perangkat krusial dalam sistem ini adalah *Relay*, yang secara kontinu memantau parameter fisik seperti arus dan tegangan. Jika parameter tersebut melewati ambang batas keamanan (set poin), *Relay* akan memicu pemutusan aliran listrik secara otomatis. Contoh aplikasinya dapat dilihat pada *Relay* arus lebih yang langsung beraksi saat beban arus melampaui batas normal [10].

A. Fungsi Sistem Proteksi

Sistem Proteksi mampu mendeteksi atau mrngidentifikasi jika terjadi gangguan pada sistem. Beberapa fungsi utama dari sistem proteksi adalah sebagai berikut.

1. Deteksi dan Isolasi, Memberikan peringatan dini melalui alarm atau memerintahkan *Circuit Breaker* (CB) untuk memutuskan aliran listrik guna mengisolasi kondisi abnormal, seperti arus pendek, tegangan berlebih, maupun

panas berlebih.

2. Pencegahan Kerusakan Permanen, Menghentikan operasional peralatan yang bekerja secara tidak wajar. Sebagai contoh, proteksi beban lebih berfungsi menjaga suhu peralatan agar isolasi kabel tidak rusak.
3. Minimalisir Dampak Gangguan, Memutuskan koneksi peralatan yang bermasalah secepat mungkin guna membatasi kerusakan. Misalnya, pada motor listrik, pemutusan cepat saat terjadi gangguan belitan dapat mencegah perlunya penggantian total (cukup perbaikan sebagian).
4. Lokalisasi Gangguan, Membatasi area yang terdampak agar gangguan pada satu titik tidak merambat dan merusak perangkat lain dalam satu sistem.
5. Menjaga Stabilitas Jaringan, Menjamin kestabilan sistem secara keseluruhan dengan memisahkan bagian yang bermasalah secara instan [11].

B. Aspek Dasar Sistem Proteksi

Sistem proteksi memiliki beberapa prinsip dasar yang harus dipenuhi agar dapat melaksanakan fungsinya dengan baik yaitu sebagai berikut:

1. Keandalan (*Reliability*), Tingkat keandalan sebuah *Relay* diukur melalui persentase keberhasilan kinerjanya, dengan standar ideal berkisar antara 90% hingga 99%. Kualitas keandalan ini sangat dipengaruhi oleh ketepatan desain, kualitas instalasi, kecocokan beban yang dipikul, serta rutinitas pemeliharaan perangkat.
2. Selektivitas (*Selectivity*), Selain mengamankan peralatan, *Relay* harus memiliki kemampuan diskriminasi atau daya beda yang tajam. Artinya, *Relay* harus mampu mengidentifikasi dan memisahkan hanya bagian yang bermasalah saja, sehingga area yang tidak terganggu tetap dapat beroperasi secara normal tanpa pemadaman yang tidak perlu.
3. Sensitivitas (*Sensitivity*), *Relay* wajib memiliki kepekaan tinggi terhadap perubahan parameter fisik sekecil apa pun saat mencapai ambang batas kritis. Dengan merespons gangguan sejak dini, risiko kerusakan pada komponen sistem dapat diminimalisir karena masalah diatasi sebelum dampaknya meluas.
4. Kecepatan Kerja (*Speed*), Kecepatan respons *Relay* sangat krusial untuk mencegah kerusakan permanen, seperti kegagalan isolasi akibat tegangan lebih yang berkepanjangan. Pada jaringan skala besar, reaksi yang instan mutlak

diperlukan guna menjaga stabilitas sistem secara keseluruhan dan mencegah terjadinya gangguan berantai.

5. Ekonomis (*Economy*), Selain aspek teknis, faktor biaya merupakan pertimbangan utama dalam implementasi sistem proteksi. Meskipun harus memenuhi standar keandalan, sensitivitas, selektivitas, dan kecepatan yang tinggi, harga perangkat *Relay* diharapkan tetap kompetitif dan masuk akal agar layak diterapkan pada sistem tenaga listrik [12].

2.2.3 Keandalan Sistem Proteksi

Keandalan sistem proteksi memegang peranan yang sangat krusial dalam menjamin keamanan sekaligus keberlangsungan operasi transformator daya di dalam sistem tenaga listrik. Sistem proteksi yang memiliki tingkat keandalan tinggi tidak hanya dituntut mampu mendeteksi gangguan secara cepat dan tepat, tetapi juga harus memastikan bahwa setiap gangguan yang teridentifikasi dapat ditangani tanpa menimbulkan dampak terhadap bagian sistem lainnya yang tidak terganggu. Dalam konteks *Relay differensial*, aspek keandalan menjadi sangat kritis mengingat transformator daya merupakan komponen vital yang wajib mendapat perlindungan maksimal dari ancaman kerusakan akibat gangguan internal, khususnya hubung singkat antar lilitan.

Keandalan dalam lingkup sistem proteksi secara mendasar berkaitan dengan kemampuan perangkat untuk berfungsi secara efektif di berbagai kondisi operasi yang berbeda-beda. Evaluasi terhadap keandalan mencakup kajian mendalam mengenai potensi kegagalan perangkat, waktu respons saat menghadapi gangguan, serta ketahanan sistem terhadap berbagai pengaruh faktor lingkungan. Khusus pada transformator daya, sistem proteksi harus dapat memastikan bahwa setiap gangguan yang terdeteksi benar-benar berasal dari dalam zona proteksinya, sehingga dapat mencegah terjadinya aktivasi proteksi yang tidak semestinya atau yang dikenal sebagai *false tripping* [13].

A. Parameter Keandalan

Keandalan sistem proteksi dapat diukur dan dievaluasi melalui sejumlah parameter utama yang satu sama lain saling berkaitan dan melengkapi. Pertama, sensitivitas merupakan parameter yang mengukur kemampuan sistem dalam

mendeteksi gangguan sekecil apapun berdasarkan adanya ketidakseimbangan arus antara sisi primer dan sisi sekunder transformator, di mana sistem hanya merespons apabila nilai arus diferensial (Id) telah melampaui ambang batas yang telah ditetapkan sebelumnya. Kedua, selektivitas diperlukan guna memastikan bahwa cakupan proteksi hanya terbatas pada zona di mana gangguan benar-benar terjadi, sehingga pemutusan daya di area lain yang tidak terdampak dapat dihindari sepenuhnya. Ketiga, kecepatan respons menjadi parameter yang tidak kalah penting, di mana sistem proteksi dituntut untuk bereaksi dengan penundaan waktu yang seminimal mungkin, umumnya dalam satuan milidetik, guna mencegah meluasnya kerusakan akibat gangguan yang terlambat ditangani.

Tingkat keandalan operasional suatu perangkat proteksi dihitung menggunakan formula berikut:

$$\mathrm{A} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \tag{2.1}$$

di mana:

A : Availability (ketersediaan sistem)

MTTF : *Mean Time to Failure*, yaitu waktu rata-rata hingga terjadinya kegagalan (jam)

MTTR : *Mean Time to Repair*, yaitu waktu rata-rata yang dibutuhkan untuk perbaikan (jam)

Formula di atas digunakan untuk mengukur probabilitas suatu sistem dapat berfungsi sebagaimana mestinya pada saat dibutuhkan, dengan mempertimbangkan dua faktor utama, yaitu seberapa lama sistem mampu beroperasi sebelum mengalami kegagalan (MTTF) dan seberapa cepat sistem dapat dipulihkan kembali setelah kegagalan terjadi (MTTR) [13].

Secara lebih rinci, ketiga parameter keandalan sistem proteksi tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Sensitivitas merupakan kemampuan mendasar yang harus dimiliki oleh sistem proteksi, yaitu kemampuan untuk mendeteksi gangguan sekecil apapun yang terjadi di dalam zona proteksinya. Sistem proteksi dirancang agar hanya aktif bekerja ketika nilai arus diferensial (Id) yang terdeteksi telah melebihi ambang batas tertentu yang telah diatur, sehingga gangguan internal dapat diidentifikasi

secara akurat dan tidak mudah terkecoh oleh gangguan eksternal maupun derau (*noise*) yang berasal dari luar zona proteksi.

2. Selektivitas merupakan kemampuan sistem proteksi untuk memastikan bahwa hanya perangkat proteksi yang berada pada zona terganggu saja yang aktif bekerja, sementara perangkat proteksi di zona lain yang tidak terdampak tetap dalam kondisi diam dan tidak beroperasi. Prinsip selektivitas ini bertujuan untuk menekan seminimal mungkin luas area pemadaman yang tidak diperlukan, sekaligus menjaga keberlangsungan operasi sistem di seluruh wilayah yang tidak mengalami gangguan.
3. Kecepatan Respons mencerminkan kemampuan sistem proteksi dalam menanggapi gangguan yang terjadi dalam rentang waktu yang sangat singkat, umumnya diukur dalam satuan milidetik. Parameter ini memiliki peranan yang sangat penting untuk menekan risiko perluasan kerusakan pada peralatan maupun sistem tenaga listrik secara keseluruhan yang dapat ditimbulkan oleh gangguan yang terlambat diatasi.

B. Pendekatan dalam Pengukuran Keandalan

Pengukuran keandalan sistem proteksi dilaksanakan melalui simulasi berbagai skenario gangguan, baik gangguan internal maupun eksternal, dengan memanfaatkan perangkat lunak seperti ETAP. Pendekatan berbasis simulasi ini memungkinkan dilakukannya analisis secara menyeluruh terhadap tiga aspek kunci sistem proteksi, yaitu sensitivitas, selektivitas, dan kecepatan respons *Relay* differensial dalam menghadapi berbagai kondisi operasi yang berbeda. Hasil yang diperoleh dari proses simulasi tersebut selanjutnya digunakan sebagai dasar untuk mengidentifikasi potensi kelemahan yang ada pada sistem proteksi, sekaligus menjadi landasan dalam melakukan optimasi terhadap parameter-parameter kritis seperti ambang batas arus diferensial (Id) dan waktu tunda operasi *Relay*.

Di samping pendekatan simulasi, evaluasi keandalan juga dilengkapi dengan analisis statistik terhadap kemungkinan terjadinya kegagalan pada perangkat proteksi. Dalam analisis ini, berbagai faktor lingkungan yang berpotensi memengaruhi kinerja perangkat turut dikaji secara seksama, mencakup kondisi suhu operasi, tingkat kelembapan, serta pengaruh getaran *(vibrasi)* yang dapat mengganggu stabilitas perangkat dalam jangka panjang. Dengan mengintegrasikan

hasil simulasi dan data statistik secara terpadu, keandalan sistem proteksi dapat terus ditingkatkan melalui penyesuaian pada aspek desain sistem maupun strategi pemeliharaan yang lebih terencana. Pendekatan menyeluruh ini pada akhirnya bertujuan untuk memastikan bahwa sistem proteksi senantiasa mampu bekerja secara optimal dalam menjalankan fungsi utamanya, yaitu melindungi transformator daya dari potensi kerusakan yang diakibatkan oleh berbagai jenis gangguan.

2.2.4 *Relay Differential*

Relay Differential merupakan salah satu jenis *Relay* proteksi utama (main protection) yang banyak digunakan untuk mengamankan peralatan penting dalam sistem tenaga listrik, seperti transformator daya, generator, dan busbar. Prinsip kerja *Relay* ini didasarkan pada hukum kesetimbangan arus (*Kirchhoff's Current Law)*, yaitu dengan membandingkan besaran arus yang masuk dan keluar pada zona proteksi yang diamankan.

Selama tidak terjadi gangguan di dalam zona proteksi, arus yang masuk dan keluar akan bernilai seimbang, sehingga tidak timbul arus *Differential* yang signifikan. Sebaliknya, apabila terjadi gangguan internal pada zona yang diproteksi, akan timbul selisih arus (*arus Differential*) yang menyebabkan *Relay* bekerja dan memerintahkan pemutus tenaga (*circuit breaker*) untuk trip guna mengisolasi bagian yang mengalami gangguan. Karakteristik kerja *Relay Differential* inilah yang menjadikannya sebagai sistem proteksi dengan tingkat selektivitas dan kecepatan respons yang tinggi dibandingkan jenis *Relay* proteksi lainnya.[14]

A. Karakteristik *Relay Differential*

Penentuan karakteristik *tripping* melalui pengaturan (*setting*) *Relay differensial* merupakan langkah krusial untuk membedakan jenis gangguan yang terdeteksi oleh sistem. Secara ideal, arus diferensial pada kondisi normal maupun gangguan eksternal seharusnya bernilai nol, namun dalam implementasi nyata, munculnya berbagai faktor *error* menyebabkan nilai arus tersebut tidak benar-benar nol.

Oleh karena itu, pengaturan nilai ambang batas pada *Relay* harus disesuaikan secara presisi dengan mempertimbangkan fluktuasi arus pada kondisi normal,

gangguan eksternal, maupun gangguan internal. Hal ini bertujuan agar *Relay* memiliki akurasi tinggi dalam mengambil keputusan operasi, yang secara visual direpresentasikan melalui garis kurva pada Gambar berikut [15].



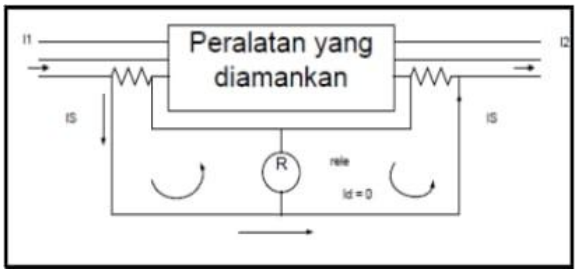
Gambar 2. 1 Kurva Karakteristik *Relay Differential*

Sumber : Firdausi *et al.(2020)*

B. Jenis-jenis *Relay Differential*

Sistem proteksi memiliki beberapa varian *Relay differensial* untuk mengamankan peralatan listrik, yang secara umum dibedakan berdasarkan metode pembandingan arusnya [8] :

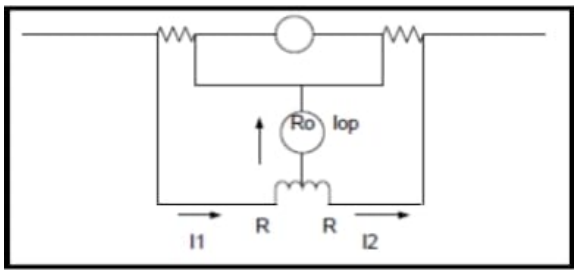
1. *Relay* Arus Differensial, Jenis ini bekerja dengan membandingkan nilai arus yang masuk dan keluar pada peralatan yang diproteksi melalui sirkuit differensial. Setiap perbedaan nilai arus di antara kedua sisi akan dideteksi oleh *Relay* pada masing-masing fase. Jika muncul selisih arus yang signifikan, *Relay* akan aktif untuk mengisolasi gangguan.



Gambar 2. 2 *Relay* Arus *Differential*

2. *Relay* Persentase Differensial, Varian ini memiliki prinsip dasar yang serupa dengan *Relay* arus differensial, namun dilengkapi dengan komponen tambahan berupa kumparan penahan (*restraining coil*). Keberadaan kumparan ini memungkinkan nilai ambang batas (*setting*) *Relay* menjadi bervariasi sesuai kondisi beban. Arus diferensial yang memicu kerja *Relay* sebanding dengan

selisih arus ($I_1 - I_2$), sedangkan arus yang mengalir pada kumparan penahan sebanding dengan nilai rata-rata arus ($I_1 + I_2$) /2. Hubungan ini tercipta karena kumparan operasi dipasang tepat di titik tengah kumparan penahan untuk meningkatkan akurasi deteksi gangguan.



Gambar 2. 3 *Relay* Persentase *Differential*

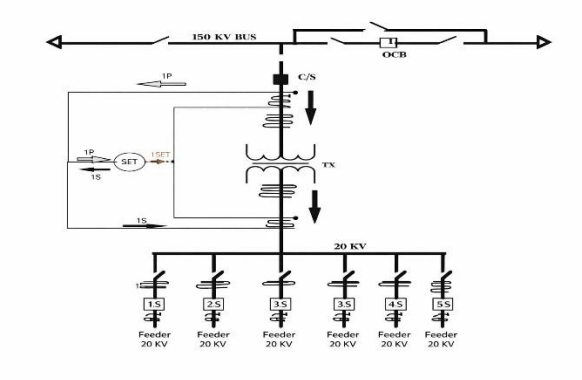
C. Prinsip Kerja *Relay Differential*

Prinsip kerja *Relay* ini mengacu pada Hukum Arus Kirchhoff, yang menetapkan bahwa total arus yang memasuki suatu titik harus setara dengan total arus yang keluar. Dalam konteks proteksi, apabila terdeteksi selisih arus (arus diferensial) yang melampaui nilai ambang batas (*setting*) yang telah ditetapkan, *Relay* secara otomatis akan mengirimkan sinyal untuk memutuskan operasional transformator. Tindakan ini krusial untuk mencegah terjadinya kerusakan permanen pada perangkat. Sebagai bagian dari sistem pengamanan transformator daya yang komprehensif, *Relay differensial* bekerja secara terintegrasi dengan perangkat proteksi lainnya, seperti *Over Current Relay* (OCR) dan *Relay* Buchholz, guna menjamin keandalan sistem secara menyeluruh [8].

Adapun prinsip kerja *Relay differensial* ini terjadi dalam tiga keadaan, yaitu dalam keadaan normal, keadaan gangguan diluar daerah proteksi dan gangguan didalam daerah proteksi [16].

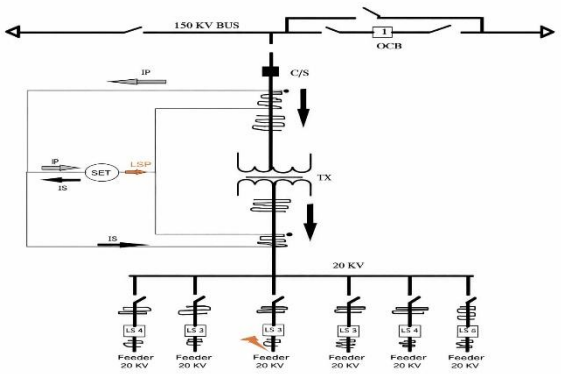
1. Dalam kondisi operasional normal, arus beban mengalir secara stabil melalui instalasi listrik yang dilindungi, seperti transformator daya. Arus yang terbaca pada sisi primer (I_1) dan sisi sekunder (I_2) akan bersirkulasi melalui jalur sirkuit sekunder trafo arus (CT). Apabila *Relay differensial* dihubungkan di antara terminal pengukur, maka dalam kondisi ideal ini tidak akan ada arus yang mengalir melewati *Relay* tersebut. Hal ini terjadi karena nilai arus yang masuk dan keluar dari zona proteksi masih seimbang, sehingga resultan arus

diferensialnya tetap bernilai nol.



Gambar 2. 4 *Relay Differential* dalam kondisi normal

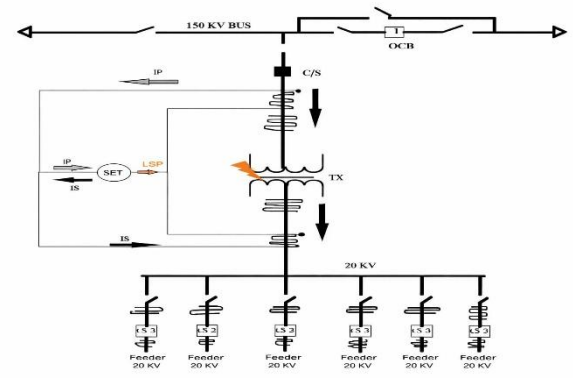
2. Apabila terjadi gangguan yang berlokasi di luar area proteksi transformator daya (gangguan eksternal), arus yang mengalir melalui sistem akan mengalami peningkatan nilai yang signifikan. Meskipun demikian, pola sirkulasi arus pada sirkuit sekunder trafo arus (CT) tetap mengikuti prinsip yang sama dengan kondisi operasional normal. Karena arus gangguan mengalir masuk dan keluar zona proteksi dengan besaran yang seimbang, resultan arus yang melewati *Relay* differensial tetap bernilai nol atau di bawah ambang batas operasi. Oleh karena itu, *Relay differensial* tidak akan bekerja (*trip*) untuk gangguan yang terjadi di luar daerah pengamanannya.



Gambar 2. 5 *Relay Differential* kondisi gangguan di luar

3. Apabila terjadi gangguan di dalam area proteksi transformator daya (gangguan internal), keseimbangan arus yang ada pada kondisi normal akan terganggu secara drastis. Gangguan ini menyebabkan arah sirkulasi arus pada salah satu sisi trafo arus (CT) berbalik atau berubah arah secara signifikan. Akibatnya,

arus tidak lagi sekadar bersirkulasi di antara kedua CT, melainkan mengalir melewati *Relay* differensial melalui jalur terminal 1 ke terminal 2. Munculnya selisih arus (Id) yang besar ini akan memicu *Relay* untuk mengirimkan sinyal perintah kepada *Circuit Breaker* (CB) guna memutuskan aliran listrik dan mengisolasi peralatan dari kerusakan lebih lanjut.



Gambar 2. 6 *Relay Differential* kondisi gangguan di dalam

D. Teori Perhitungan Matematis Setting *Relay Differential*

Dalam menentukan jenis transformator arus dan *Relay* yang akan digunakan untuk memproteksi transformator daya, aspek keandalan merupakan parameter acuan yang sangat mendasar. Salah satu poin krusial dalam pemilihan rasio masing-masing transformator arus adalah adanya variasi pada kapasitas daya (*rating* MVA) transformator tersebut. Oleh karena itu, rasio CT harus disesuaikan berdasarkan hasil perhitungan arus nominal pada tiap-tiap sisi kumparan dengan persamaan sebagai berikut:

1. Perhitungan Rasio CT

$$I_{nominal} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \qquad (2.1)$$

Rumus Arus rating:

$I_{rating} = 110\% \times \mathrm{I_{nominal}}$

Dengan:

I_n : arus nominal

S : daya tersalur (MVA)

V : tegangan pada sisi primer & sekunder

2. Error *Mismatch*

$$Error\ Mismatch = \frac{CT\ Ideal}{CT\ Terpasang}\% \quad (2.2)$$

Dengan Persamaan:

$$\frac{CT_s}{CT_p} = \frac{V_p}{V_s}$$

Dimana :

CT_p : Trafo arus di sisi primer (A)

CT_s : Trafo arus di sisi sekunder (A)

V_p : Tegangan di sisi primer (kV)

V_s : Tegangan di sisi sekunder (kV)

3. Arus Sekunder CT

$$I_{sekunder} = \frac{1}{rasio\ CT} \times\ In \quad (2.3)$$

4. Arus Diferensial

$$I_{diferensial} = \mathrm{I_2} \times \mathrm{I_1} \quad (2.4)$$

Dimana :

I_{dif} : Arus diferensial

$\mathrm{I_2}$: Arus sekunder CT2

$\mathrm{I_1}$: Arus sekunder CT1

5. Arus Restrain

$$I_{restrain} = \frac{\mathrm{I_1} + \mathrm{I_2}}{2} \quad (2.5)$$

Dimana:

I_{rest} : Arus penahan (A)

$\mathrm{I_1}$: Arus sekunder CT1 (A)

$\mathrm{I_2}$: Arus sekunder CT2 (A)

6. Percent Slope

$$slope_1 = \frac{l_d}{l_r} \times 100\% \quad (2.6)$$

$$slope_2 = (\frac{l_d}{l_r} \times 2) \times 100\%$$

Dimana:

$Slope_1$: Setting kecuraman 1

$Slope_2$: Setting kecuraman 2

l_d : Arus diferensial (A)

l_r : Arus restrain (A)

7. Perhitungan arus Setting

$$I_{set} = \%\text{slope} \times \text{I}_{\text{restain}} \quad (2.7)$$

Dimana :

I_{set} : Arus setting (A)

%slope : Setting kecuraman (%)

$I_{restrain}$: Arus penahan (A)

8. Gangguan pada Transformator Daya

$$I_f relay = I_f \times \text{CT}_2 \quad (2.8)$$

$$I_2 fault = \frac{I_f relay}{I_2}$$

$$I_d = \text{I}_2 - \text{I}_1$$

Dimana :

$I_f relay$: Arus gangguan yang dibaca *Relay*

I_f : Arus yang masuk pada *Relay*

CT_2 : Rasio CT_2

I_2 : Arus sekunder CT sebelum terjadi gangguan

I_d : Arus diferensial

I_1 : Arus sekunder CT_1

I_2 fault : Arus sekunder CT_2 saat terjadi gangguan

2.2.5 Kinerja Sistem Proteksi *Relay Diferensial*

Kinerja sistem proteksi *Relay differensial* dapat didefinisikan sebagai kemampuan *Relay* differensial dalam mendeteksi kondisi operasi yang tidak normal pada transformator daya, yaitu dengan cara membandingkan besaran arus yang mengalir pada kedua terminal kumparan transformator. *Relay* ini dirancang untuk mengenali adanya ketidakseimbangan arus yang tidak proporsional sebagai indikasi terjadinya gangguan, dan kemudian meneruskan sinyal perintah kepada pemutus

daya (*circuit breaker*) guna memutuskan suplai daya yang masuk ke transformator [17].

Adapun parameter-parameter yang digunakan dalam analisis kinerja *Relay* differensial adalah sebagai berikut:

1. Arus Restrain (Ir)

   Arus Restrain (Ir) merupakan besaran arus yang berperan dalam membatasi tingkat sensitivitas *Relay* differensial, sehingga *Relay* hanya akan merespons gangguan yang benar-benar terjadi di dalam maupun di luar zona proteksinya, dan tidak terpicu oleh kondisi transien yang bersifat sementara.

   $$I_r = \frac{I_{primer} + I_{sekunder}}{2} \quad (2.5)$$

   Di mana:

   I_r : Arus restrain *(Ampere)*

   I_p : Arus pada sisi primer *(Ampere)*

   I_s : Arus pada sisi sekunder *(Ampere)*

2. Waktu Tunda

   Waktu tunda dan waktu operasi dinyatakan dalam satuan detik (s), karena keduanya merepresentasikan durasi waktu yang dibutuhkan oleh *Relay* sejak gangguan terdeteksi hingga *Relay* benar-benar memberikan respons dan mengeluarkan perintah trip.

   $$t_{operasi} = \mathrm{t_{deteksi}} - \mathrm{t_{setting}} \quad (2.6)$$

   Di mana:

   $t_{operasi}$: Waktu operasi *Relay* dalam merespons gangguan (s)

   $\mathrm{t_{deteksi}}$: Waktu yang dibutuhkan untuk mendeteksi gangguan (s)

   $\mathrm{t_{setting}}$: Waktu tunda yang telah ditetapkan pada *Relay* (s)

3. Karakteristik CT (*Current Transformator*)

   Karakteristik CT mencakup kualitas dan rasio transformasi dari trafo arus yang digunakan, di mana kedua aspek ini secara langsung memengaruhi akurasi dan kinerja *Relay* differensial dalam membaca perbedaan arus antara sisi primer dan sekunder transformator.

   $$Rasio\ CT = \frac{I_p}{I_s} \quad (2.7)$$

Di mana:

$Rasio\ CT$: Rasio transformasi arus

I_p : Arus pada sisi primer *(Ampere)*

I_s : Arus pada sisi sekunder *(Ampere)*

A. Faktor-faktor yang Mempengaruhi Kinerja

Kinerja sistem proteksi pada dasarnya dipengaruhi oleh sejumlah faktor yang saling berkaitan dan tidak dapat dipisahkan satu sama lain. Tingkat keakuratan perangkat pengukuran seperti transformator arus (CT) dan transformator tegangan (VT) memegang peranan yang sangat penting dalam memastikan bahwa setiap gangguan dapat terdeteksi secara tepat dan akurat. Di samping itu, pengaturan parameter proteksi yang meliputi ambang batas arus diferensial (Id) dan waktu tunda juga perlu diselaraskan dengan kondisi operasi sistem yang sebenarnya agar sistem dapat memberikan respons yang optimal ketika gangguan terjadi.

Faktor lingkungan seperti kondisi suhu, tingkat kelembapan, serta getaran di sekitar perangkat proteksi turut berpotensi memengaruhi sensitivitas perangkat, sehingga aspek-aspek tersebut perlu mendapat perhatian serius baik dalam proses instalasi maupun pemeliharaannya. Selain itu, koordinasi yang baik antar seluruh perangkat proteksi yang terpasang dalam sistem juga menjadi faktor kunci untuk memastikan bahwa respons terhadap suatu gangguan hanya terjadi pada area yang benar-benar terdampak, tanpa menimbulkan dampak negatif terhadap bagian lain dari sistem tenaga listrik yang masih beroperasi normal.

Adapun faktor-faktor yang secara langsung memengaruhi kinerja sistem proteksi *Relay* differensial adalah sebagai berikut [17]:

1. Keakuratan Perangkat Pengukuran

   Transformator arus (CT) dan transformator tegangan (VT) yang digunakan dalam sistem proteksi harus memiliki tingkat akurasi yang tinggi. Hal ini sangat diperlukan untuk menjamin bahwa proses pendeteksian gangguan dapat berlangsung secara tepat sasaran dan tidak menghasilkan pembacaan yang keliru.

2. Pengaturan Parameter Proteksi

   Nilai ambang batas arus diferensial (Id), waktu tunda operasi *Relay*, serta

tingkat sensitivitas sistem harus dikonfigurasi secara cermat sesuai dengan karakteristik dan kebutuhan spesifik sistem yang dilindungi, sehingga respons proteksi yang dihasilkan dapat benar-benar optimal pada setiap gangguan.

3. Faktor Lingkungan

   Kondisi lingkungan operasional seperti suhu ambient, tingkat kelembapan udara, dan intensitas getaran di sekitar perangkat proteksi dapat berpengaruh signifikan terhadap sensitivitas maupun tingkat keandalan perangkat secara keseluruhan, sehingga perlu diperhatikan dan dikendalikan dengan baik.

4. Koordinasi Antar Perangkat Proteksi

   Sistem proteksi harus direncanakan dan dirancang agar seluruh perangkat yang terlibat dapat bekerja secara terkoordinasi dengan baik. Dengan demikian, hanya zona yang benar-benar mengalami gangguan yang akan mendapat respons proteksi, sementara area lain yang tidak terdampak dapat terus beroperasi tanpa gangguan.

5. Kualitas Instalasi Perangkat

   Proses pemasangan perangkat proteksi yang tidak memenuhi standar teknis yang berlaku dapat menurunkan efektivitas sistem secara signifikan. Contoh nyata dari hal ini adalah pemasangan CT atau VT yang tidak presisi, yang dapat mengakibatkan kesalahan pembacaan arus maupun tegangan sehingga mengurangi akurasi deteksi gangguan.

6. Pemeliharaan dan Pengujian Berkala

   Pelaksanaan pemeliharaan yang tidak memadai atau tidak terjadwal dengan baik berpotensi menyebabkan penurunan kinerja sistem proteksi secara bertahap, terutama dalam hal kemampuannya mendeteksi dan menangani berbagai jenis gangguan yang mungkin terjadi pada sistem tenaga listrik.

7. Kondisi Pembebanan Sistem

   Perubahan dan variasi beban yang terjadi pada sistem tenaga listrik dapat berdampak pada kesesuaian pengaturan parameter proteksi yang telah ditentukan sebelumnya. Oleh karena itu, parameter-parameter tersebut perlu ditinjau dan disesuaikan secara berkala mengikuti kondisi operasi aktual yang terus berkembang.

8. Penggunaan Perangkat Lunak Simulasi

   Keterbatasan dalam kemampuan pemodelan sistem proteksi pada perangkat lunak simulasi yang digunakan dapat berpengaruh terhadap tingkat keakuratan hasil analisis kinerja proteksi yang diperoleh, sehingga pemilihan perangkat lunak yang tepat dan komprehensif menjadi hal yang penting untuk diperhatikan.

B. Evaluasi Operasional

Evaluasi operasional sistem proteksi diferensial pada transformator daya dilaksanakan dengan cara mengkaji besaran arus diferensial yang mengalir melalui transformator, guna memverifikasi bahwa sistem proteksi telah berfungsi sebagaimana mestinya dalam mendeteksi gangguan internal serta memberikan perlindungan terhadap transformator dari potensi kerusakan. Proses evaluasi ini mencakup serangkaian langkah sistematis sebagai berikut [8]:

1. Perhitungan Arus diferensial (Id) dihitung untuk mengukur selisih antara besaran arus yang mengalir pada sisi primer dan sisi sekunder transformator. Persamaan yang digunakan dalam perhitungan ini adalah:

   $$I_d = \mathrm{I}_1 - \mathrm{I}_2 \quad (2.6)$$

   Di mana:

   I_d : Arus diferensial (*Ampere*)

   I_1 : Arus pada sisi primer transformator (*Ampere*)

   I_2 : Arus pada sisi sekunder transformator (*Ampere*)

2. Penentuan *Setting Relay Differensial* (Iset) merupakan nilai arus acuan yang dijadikan sebagai batas ambang dalam mendeteksi terjadinya gangguan pada sistem. Nilai setting ini ditetapkan berdasarkan karakteristik operasional sistem serta jenis gangguan yang diperhitungkan kemungkinan terjadinya. Persamaan yang digunakan untuk menentukan nilai *setting Relay differensial* adalah:

   $$I_{set} = K.I_d \quad (2.7)$$

   Di mana:

   I_{set} : Arus *setting Relay differensial* (*Ampere*)

   K : Konstanta pengali, dengan nilai 1,0–1,2 untuk proteksi yang lebih sensitif dan ≥1,5 untuk proteksi yang lebih aman

   I_d : Arus diferensial (*Ampere*)

3. Evaluasi Kinerja *Relay* sistem proteksi dievaluasi dengan memeriksa apakah *Relay* differensial mampu mengeluarkan sinyal trip secara tepat pada saat gangguan berlangsung. *Relay* dinyatakan bekerja dengan benar apabila nilai arus diferensial (Id) yang terdeteksi melampaui nilai setting yang telah ditetapkan (Iset), sehingga *Relay* segera memutuskan rangkaian daya. Sistem proteksi dinilai berhasil apabila seluruh respons *Relay* sesuai dengan parameter pengaturan yang telah dikonfigurasi sebelumnya.
4. Pengujian dilaksanakan melalui simulasi berbagai skenario gangguan, baik gangguan satu fasa maupun gangguan tiga fasa, dengan tujuan untuk mengevaluasi sejauh mana respons sistem proteksi dalam menghadapi masing-masing kondisi tersebut. Hasil yang diperoleh dari simulasi kemudian dianalisis dengan menggunakan grafik arus dan tegangan untuk memverifikasi bahwa sistem proteksi mampu mendeteksi gangguan secara akurat dan memutuskan aliran daya listrik sesuai dengan kebutuhan sistem.
5. Setelah seluruh proses simulasi dan pengujian selesai dilaksanakan, hasil yang diperoleh harus dianalisis / dikaji secara mendalam dan menyeluruh. Hal ini bertujuan untuk memastikan dua hal utama: pertama, bahwa *Relay* differensial mampu mengenali dan merespons arus abnormal secara tepat dan akurat; dan kedua, bahwa sistem proteksi dapat memutuskan aliran listrik dalam rentang waktu yang sesuai, sehingga transformator dapat terlindungi dari potensi kerusakan yang lebih lanjut.

2.2.6 Transformator Daya

Transformator adalah perangkat listrik statis yang berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dengan prinsip mengubah level tegangan bolak-balik (AC). Alat ini mampu menaikkan (*step-up*) maupun menurunkan (*step-down*) tegangan sesuai kebutuhan sistem tenaga listrik tanpa mengubah nilai frekuensinya. Disebut sebagai komponen statis karena, berbeda dengan generator atau motor listrik, transformator tidak memiliki bagian internal yang bergerak atau berputar dalam proses transformasinya.[18]

Struktur dasar sebuah transformator terdiri dari tiga komponen utama, yaitu lilitan primer, lilitan sekunder, dan inti besi yang terbuat dari material magnetik

berlaminasi. Lilitan primer berfungsi sebagai terminal masukan (*input*) yang terhubung langsung dengan sumber energi listrik untuk menerima daya. Energi tersebut kemudian diubah menjadi fluks magnet yang diarahkan oleh inti besi secara menyeluruh agar dapat terinduksi secara optimal ke sisi lilitan sekunder. Sebagai tahap akhir, lilitan sekunder bertindak sebagai terminal keluaran (*output*) yang melepas daya tersebut menuju beban atau sistem selanjutnya. Melalui sinergi ketiga komponen ini, transformator dapat menyalurkan tenaga listrik dengan efisien melalui media induksi elektromagnetik [19].

Perubahan tegangan pada output tergantung pada rasio dan dapat dilihat pada persamaan berikut:

$$a = \frac{N_1}{N_2} \tag{2.9}$$

Dimana :

N_1 : Jumlah lilitan primer

N_2 : Jumlah lilitan sekunder

A : Rasio lilitan

$$V_0 = \frac{V_1}{a} \tag{2.10}$$

Dimana :

V_0 : Tegangan output

V_1 : Tegangan input

A. Jenis-jenis Transformator

Klasifikasi transformator dalam sistem tenaga listrik secara umum dibedakan menjadi tiga kategori utama berdasarkan peran operasionalnya yaitu :[14]

1. Transformator Daya (Tenaga), berfungsi sebagai perangkat utama dalam penyaluran energi, baik untuk menaikkan tegangan dari pembangkit ke level transmisi (*step-up*) maupun menurunkan tegangan transmisi ke level distribusi (*step-down*).
2. Transformator Distribusi, berperan khusus dalam menyalurkan tenaga listrik dari gardu distribusi langsung ke titik beban atau konsumen akhir.
3. Transformator Pengukuran, yang dirancang khusus untuk keperluan

pemantauan sistem; kategori ini mencakup *Potential Transformer* (PT) untuk menurunkan tegangan dan *Current transformer* (CT) untuk menurunkan arus agar nilai-nilainya dapat dibaca secara aman oleh perangkat meter pengukuran.

B. Prinsip Kerja Transformator

Prinsip operasional transformator didasarkan pada kombinasi Hukum Induksi Faraday dan Hukum Lorentz dalam konteks arus bolak-balik (AC). Berdasarkan Hukum Faraday, gaya gerak listrik (GGL) yang dihasilkan berbanding lurus dengan laju perubahan fluks magnetik yang melingkupi suatu rangkaian. Sementara itu, sesuai konsep Hukum Lorentz, arus AC yang mengalir pada kumparan yang mengelilingi inti besi akan menyebabkannya menjadi magnet. Jika magnet tersebut kemudian dikelilingi oleh belitan lain, maka perbedaan tegangan akan tercipta pada ujung-ujung belitan tersebut.[20]

Secara teknis, transformator bekerja menggunakan prinsip induksi timbal balik (*mutual induction*) melalui fluks magnetik yang menghubungkan dua rangkaian yang terpisah secara elektrik. Kedua kumparan ini diletakkan sedemikian rupa sehingga memiliki tingkat induksi timbal balik yang sangat tinggi. Ketika kumparan primer dihubungkan dengan sumber tegangan AC, fluks bolak-balik akan terbentuk di dalam inti besi. Fluks ini kemudian menginduksi kumparan sekunder dan menghasilkan GGL induksi sesuai dengan hukum Faraday, sehingga energi listrik dapat ditransfer antar rangkaian melalui media magnetik [18].

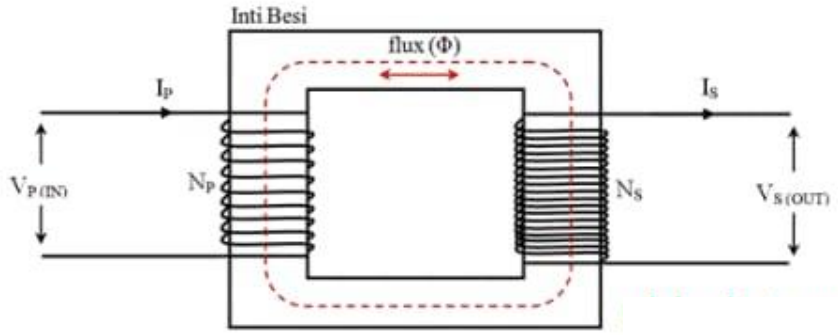
$$e = N\frac{d\varphi}{dt} \tag{2.11}$$

Dimana :

e : Gaya gerak listrik yang diinduksikan

N : Jumlah belitan kumparan

$d\varphi / dt$: Perubahan fluks sesaat *(Weber*)



Gambar 2. 7 Prinsip kerja Transformator

C. Bagian-bagian Transformator

Secara struktural, transformator terdiri dari berbagai komponen yang bekerja secara terintegrasi untuk memastikan penyaluran tenaga listrik berjalan aman dan efisien:

1. Inti Besi (*Iron Core*), Inti besi berfungsi sebagai jalur utama bagi fluks magnetik yang dihasilkan oleh induksi arus bolak-balik pada kumparan. Untuk meminimalkan kerugian daya akibat arus pusar (*eddy current*), inti besi dikonstruksi dari tumpukan pelat baja tipis yang terisolasi atau berlaminasi.
2. Kumparan Transformator, Komponen ini terdiri dari lilitan tembaga yang dibagi menjadi dua bagian: kumparan primer sebagai terminal masukan (*input*) daya dan kumparan sekunder sebagai terminal keluaran (*output*) daya. Interaksi antara arus bolak-balik pada lilitan dan inti besi menciptakan fluks magnetik yang memungkinkan terjadinya transformasi tegangan dan arus.
3. Minyak Transformator, Minyak ini memiliki peran ganda sebagai media isolasi elektrik sekaligus pendingin. Karena inti besi dan kumparan menghasilkan panas yang signifikan selama beroperasi, minyak mentransfer panas tersebut ke sistem pendingin untuk mencegah *overheat*. Selain itu, minyak berkualitas tinggi melindungi kumparan dari proses oksidasi dan menjaga kebersihan internal sistem.
4. *Bushing* merupakan sarana penghubung antara kumparan internal transformator dengan jaringan listrik eksternal. Komponen ini terdiri dari konduktor yang diselubungi isolator untuk menyekat tegangan tinggi agar tidak terjadi lompatan arus ke badan tangki utama transformator.
5. Tangki Konservator, Konservator berfungsi menampung fluktuasi volume

minyak yang memuai atau menyusut akibat perubahan suhu operasional. Untuk menjaga kemurnian minyak dari kelembapan udara luar, sistem ini biasanya dilengkapi dengan filter *silica gel* yang menyerap uap air sebelum udara masuk ke dalam tangki.

6. *Tap Changer,* Alat ini digunakan untuk menjaga stabilitas tegangan keluaran pada sisi sekunder meskipun terjadi fluktuasi pada tegangan masukan. *Tap changer* bekerja dengan mengubah rasio jumlah lilitan pada sisi primer. Proses ini dapat dilakukan saat transformator dalam keadaan berbeban (*On Load Tap Changer*) maupun saat tanpa beban (*Off Load Tap Changer*).
7. *Neutral Grounding Resistance* (NGR), NGR adalah resistor yang dipasang secara seri pada titik netral kumparan sekunder sebelum dihubungkan ke tanah (*grounding*). Fungsinya adalah untuk membatasi besarnya arus gangguan yang mengalir ke tanah. Terdapat dua jenis NGR: tipe Liquid (menggunakan larutan air garam) dan tipe Solid (menggunakan material padat seperti *stainless steel* atau *cast iron*).

2.2.7 Gangguan *Internal* pada Transformator Daya

Gangguan internal merupakan gangguan yang terjadi di dalam zona proteksi transformator daya, baik pada bagian kumparan, inti besi, minyak isolasi, maupun sistem pendingin transformator. Gangguan ini sangat berbahaya karena dapat menyebabkan kerusakan permanen pada transformator apabila tidak segera dideteksi dan diisolasi oleh sistem proteksi. Oleh sebab itu, transformator daya memerlukan sistem proteksi utama seperti *Relay diferensial* yang mampu bekerja cepat dan selektif dalam mendeteksi gangguan internal [14].

Secara umum, gangguan internal terjadi akibat kegagalan isolasi, penuaan peralatan, suhu operasi yang terlalu tinggi, tegangan lebih, kesalahan pemasangan, serta pengaruh mekanis akibat arus hubung singkat. Ketika gangguan internal terjadi, arus yang masuk dan keluar transformator menjadi tidak seimbang sehingga *Relay* differensial akan mendeteksi adanya arus diferensial dan mengirimkan sinyal trip kepada *Circuit Breaker* (CB) untuk memutus sistem. *Relay diferensial* memiliki sensitivitas tinggi terhadap gangguan internal sehingga sangat efektif digunakan sebagai proteksi utama transformator daya [21].

Gangguan internal pada transformator umumnya berkembang secara bertahap. Awalnya hanya berupa penurunan kualitas isolasi, namun jika dibiarkan dapat berkembang menjadi gangguan besar seperti hubung singkat antar lilitan maupun gangguan tanah. Oleh karena itu, sistem proteksi harus mampu mendeteksi gangguan sejak tahap awal agar kerusakan transformator dapat diminimalkan. Selain menyebabkan kerusakan peralatan, gangguan internal juga dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas penyaluran tenaga listrik serta menimbulkan kerugian ekonomi yang besar pada sistem tenaga listrik [22].

A. Jenis-Jenis Gangguan Internal pada Transformator

Berikut beberapa jenis gangguan internal yang sering terjadi pada transformator daya:

1. Gangguan Hubung Singkat Antar Lilitan (*Interturn Fault*)

Gangguan antar lilitan merupakan salah satu gangguan internal yang paling sering terjadi pada transformator daya. Gangguan ini terjadi ketika isolasi antar lilitan mengalami kerusakan sehingga dua lilitan atau lebih saling terhubung secara langsun*g*. Penyebab utama gangguan ini antara lain penuaan isolasi, suhu berlebih, kelembapan, dan tegangan lebih. Pada kondisi ini akan muncul arus sirkulasi yang sangat besar di dalam kumparan transformator. Jika tidak segera diputus, panas yang dihasilkan dapat merusak seluruh belitan transformator. *Relay* diferensial akan mendeteksi perbedaan arus yang signifikan antara sisi primer dan sekunder sehingga sistem proteksi segera bekerja untuk mengisolasi transformator dari jaringan [23].

Gangguan antar lilitan biasanya diawali oleh kerusakan kecil pada sebagian lilitan, namun dapat berkembang menjadi hubung singkat total apabila tidak segera ditangani. Oleh karena itu, pengaturan sensitivitas *Relay* diferensial harus dilakukan dengan tepat agar gangguan kecil sekalipun dapat dideteksi lebih awal [24].

2. Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah

Gangguan fasa ke tanah terjadi ketika salah satu penghantar atau kumparan transformator terhubung langsung ke badan transformator atau tanah akibat kegagalan isolasi. Gangguan ini biasanya dipicu oleh kerusakan minyak isolasi,

kelembapan tinggi, atau penurunan kualitas bushing transformator. Arus gangguan tanah dapat menyebabkan kenaikan temperatur yang sangat tinggi pada titik gangguan. Selain itu, busur listrik yang timbul dapat merusak inti besi maupun minyak transformator [25].

Pada kondisi ini, *Relay* diferensial dan proteksi gangguan tanah akan bekerja secara bersamaan untuk memutus transformator dari sistem. Gangguan fasa ke tanah termasuk gangguan yang cukup sering terjadi pada transformator daya bertegangan tinggi karena tekanan tegangan listrik yang besar dapat mempercepat degradasi isolasi [26].

3. Gangguan Hubung Singkat Antar Fasa

   Gangguan antar fasa terjadi akibat terjadinya kontak langsung antara dua fasa atau lebih di dalam transformator. Gangguan ini dapat disebabkan oleh kegagalan isolasi antar kumparan maupun kerusakan mekanis akibat gaya elektromagnetik yang besar saat terjadi arus hubung singkat. Gangguan antar fasa menghasilkan arus gangguan yang sangat tinggi sehingga dapat merusak kumparan transformator dalam waktu singkat. *Relay* diferensial harus mampu bekerja dengan sangat cepat untuk mencegah kerusakan meluas pada transformator maupun sistem tenaga listrik [27].

4. Gangguan Inti Besi (*Core Fault*)

   Gangguan inti besi terjadi akibat kerusakan laminasi inti atau kegagalan isolasi antar lapisan inti besi transformator. Kondisi ini menyebabkan munculnya arus *eddy current* yang berlebihan sehingga temperatur inti meningkat secara drastis. Peningkatan suhu yang berlebihan dapat merusak minyak isolasi dan mempercepat degradasi transformator. Gangguan inti besi biasanya sulit dideteksi pada tahap awal sehingga diperlukan sistem monitoring temperatur dan proteksi yang sensitif [28].

5. Gangguan Akibat Kegagalan Isolasi

   Kegagalan isolasi merupakan penyebab utama sebagian besar gangguan internal transformator. Isolasi dapat mengalami penurunan kualitas akibat usia pemakaian, suhu tinggi, kelembapan, kontaminasi minyak, maupun tegangan lebih. Ketika kekuatan dielektrik isolasi menurun, maka kemungkinan terjadinya flashover atau hubung singkat internal menjadi semakin besar. Oleh

karena itu, pengujian kualitas minyak transformator dan pemeriksaan isolasi secara berkala sangat diperlukan untuk menjaga keandalan transformator daya [29].

6. Gangguan *Overheating* (Panas Berlebih)

   Gangguan overheating terjadi ketika temperatur transformator melebihi batas normal dalam waktu lama. Penyebabnya dapat berasal dari beban berlebih, sistem pendingin yang gagal bekerja, atau adanya gangguan internal kecil yang tidak segera terdeteksi. Panas berlebih dapat mempercepat kerusakan isolasi dan menyebabkan umur transformator menjadi lebih pendek. Untuk mengatasi kondisi ini biasanya digunakan sensor temperatur dan *Relay thermal* sebagai proteksi tambahan [30].

B. Penyebab Terjadinya Gangguan Internal

Beberapa faktor utama penyebab gangguan internal transformator adalah:

1. Penuaan isolasi transformator akibat umur operasi yang panjang.
2. Beban berlebih yang menyebabkan kenaikan temperatur berlebihan.
3. Tegangan lebih akibat petir atau switching sistem tenaga listrik.
4. Kualitas minyak transformator yang menurun.
5. Kegagalan sistem pendingin transformator.
6. Kesalahan pemasangan atau kesalahan operasi.
7. Getaran mekanis akibat arus hubung singkat yang besar [31].

C. Dampak Gangguan Internal pada Transformator

Gangguan internal yang tidak segera ditangani dapat menyebabkan berbagai dampak serius, antara lain:

1. Kerusakan permanen pada kumparan transformator.
2. Penurunan keandalan sistem tenaga listrik.
3. Pemadaman listrik dalam area yang luas.
4. Kebakaran transformator akibat panas berlebih.
5. Kerugian ekonomi akibat biaya perbaikan dan penghentian operasi sistem [22].

D. Proteksi terhadap Gangguan Internal

Untuk melindungi transformator dari gangguan internal digunakan beberapa sistem proteksi,yaitu:

1. *Relay* Diferensial (*Differential Relay*) digunakan sebagai proteksi utama karena mampu mendeteksi ketidakseimbangan arus antara sisi primer dan sekunder transformator dengan cepat dan akurat.
2. *Relay* Buchholz digunakan untuk mendeteksi gas akibat percikan atau kerusakan internal pada transformator yang menggunakan minyak isolasi.
3. *Relay* Arus Lebih (OCR) digunakan sebagai proteksi cadangan apabila terjadi arus hubung singkat yang besar.
4. *Relay* Gangguan Tanah (*Ground Fault Relay*) digunakan untuk mendeteksi arus gangguan ke tanah.
5. Proteksi Temperatur digunakan untuk memantau kenaikan suhu transformator agar tidak melebihi batas aman operasi [16].

2.2.8 ETAP 19.0.1

Aplikasi *Electrical Transient and Analysis Program* (ETAP) merupakan perangkat lunak komprehensif yang digunakan untuk merancang, menyimulasikan, dan menganalisis performa sistem tenaga listrik. Berdasarkan fungsionalitasnya, ETAP memungkinkan pengguna untuk memetakan denah beban secara detail serta melakukan konfigurasi data jaringan dan beban sesuai kebutuhan teknis. Fitur utama aplikasi ini mencakup pembuatan diagram satu garis (*Single Line Diagram*) pada lembar proyek, yang menjadi dasar untuk melakukan analisis aliran daya (*load flow*) secara mendalam serta perhitungan arus hubung singkat (*short circuit*). Selain itu, ETAP memiliki kemampuan untuk menganalisis kondisi transien saat penyalaan motor (*motor starting*) dan mengevaluasi koordinasi sistem proteksi guna memastikan keandalan jaringan.

Dalam pengoperasiannya, ETAP menyediakan dua standar internasional, yaitu ANSI dan IEC, yang secara visual membedakan representasi simbol pada komponen-komponennya. Setiap simbol dalam area kerja merepresentasikan perangkat fisik tertentu, di mana spesifikasi teknisnya dapat disesuaikan melalui perpustakaan (*library*) ETAP agar selaras dengan data aktual di lapangan atau

spesifikasi dari perusahaan penyedia komponen.

A. Simbol Komponen pada ETAP

Aplikasi ETAP menyediakan representasi visual berupa simbol untuk berbagai komponen kelistrikan guna memudahkan perancangan sistem. Berikut adalah penjelasan mengenai komponen-komponen utama beserta fungsinya dalam perangkat lunak tersebut:

1. *Power Grid*, *Power Grid* merepresentasikan sumber tegangan utama yang menyuplai daya secara konstan, seperti Gardu Induk atau unit pembangkit besar. Dalam simulasi, komponen ini dianggap sebagai titik suplai energi dengan parameter tegangan yang stabil.



(a) ANSI (b) IEC 1

Gambar 2. 8 Simbol Grid

2. Generator, Generator berfungsi sebagai sumber tenaga listrik dalam sistem. Dalam ETAP, simbol visual generator dibedakan berdasarkan standar yang dipilih, di mana terdapat perbedaan representasi grafis antara standar ANSI dan standar IEC untuk mengidentifikasi unit pembangkit ini.



(a) ANSI (b) IEC 2

Gambar 2. 9 Simbol Generator

3. *Busbar* (Bus), *Bus* atau *Busbar* berperan sebagai titik hubung bersama untuk mengintegrasikan berbagai elemen sistem, mulai dari sumber daya (*Power Grid*), saluran transmisi, hingga beban. Level tegangan pada setiap *bus* bersifat fleksibel dan dapat dikonfigurasi sesuai data lapangan, misalnya pada level 150 kV untuk koneksi sisi transmisi.
4. Transformator, Dalam diagram satu garis ETAP, transformator digambarkan sebagai perangkat yang berfungsi mengubah level tegangan, baik untuk menaikkan tegangan (*step-up*) guna keperluan transmisi maupun menurunkan

tegangan (*step-down*) untuk distribusi.



(a) ANSI (b) IEC 3

Gambar 2. 10 Simbol Transformator

5. Konduktor dan Kabel, Konduktor atau kabel disimulasikan sebagai media penghantar arus listrik yang menghubungkan seluruh hirarki sistem tenaga, mulai dari pusat pembangkitan melalui jaringan transmisi dan distribusi hingga mencapai titik konsumsi.



(a) ANSI (b) IEC 4

Gambar 2. 11 Simbol Kabel

6. Beban (*Load*), Beban merupakan representasi dari peralatan yang mengonsumsi daya dari jaringan. ETAP membagi kategori ini menjadi dua jenis utama:
   a. *Static Load*

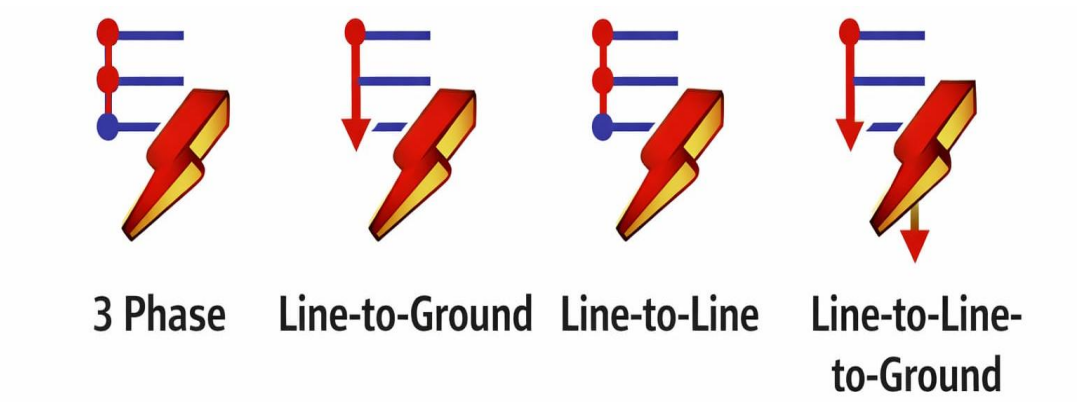
      Beban yang tidak didominasi oleh motor listrik, sehingga karakteristiknya tidak memberikan dampak fluktuasi tegangan yang signifikan saat sistem mulai beroperasi.
   b. *Lump Load*

      Beban campuran (kombinasi motor dan beban statis) yang lebih kompleks dalam analisis transien.

B. Analisis koordinasi Nilai Setting *Relay Diferensial*

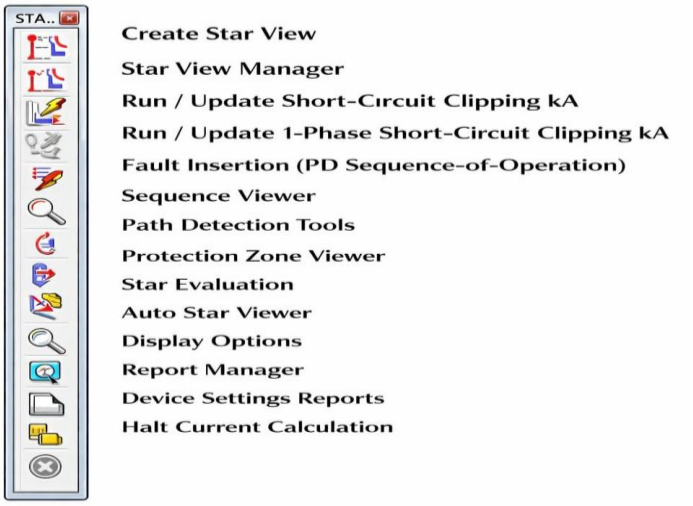
Analisis koordinasi proteksi dilakukan untuk mengevaluasi respons serta kinerja komponen pengamanan, khususnya *Relay* dan *Circuit Breaker* (CB), saat menghadapi berbagai skenario gangguan hubung singkat. Simulasi ini bertujuan untuk memastikan bahwa sistem proteksi dapat bekerja secara selektif dan cepat

dalam mengisolasi gangguan. Dalam perangkat lunak ETAP 19.0.1, terdapat beberapa simbol visual yang merepresentasikan jenis-jenis gangguan hubung singkat sebagai berikut:



Gambar 2. 12 Menu gangguan hubung singkat pada ETAP

Dalam analisis koordinasi proteksi menggunakan ETAP 19.0.1 juga dapat dilihat menu lainnya secara keseluruhan seperti berikut.



Gambar 2. 13 Menu Analisis Koordinasi Proteksi.

BAB 3
METODE PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode deskriptif kuantitatif dengan pendekatan simulasi (*simulation research*). Metode ini dipilih karena penelitian bertujuan untuk menganalisis dan mengevaluasi kinerja *Relay Differential* pada transformator daya melalui pemodelan sistem kelistrikan yang disimulasikan menggunakan perangkat lunak ETAP, kemudian hasil simulasi tersebut dianalisis secara kuantitatif berdasarkan data numerik arus, setting proteksi, dan respons *Relay* terhadap gangguan yang disimulasikan.

3.2 Tempat dan Waktu Penelitian

1. Tempat Penelitian

Penelitian dilaksanakan di Gardu Induk PT Inalum, dengan objek kajian berupa transformator daya 275 kV/33 kV (*MTR 1*) beserta sistem proteksi *Relay Differential* yang terpasang pada peralatan tersebut. Penelitian ini dilakukan melalui simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 19.0.1 di Gardu Induk PT Inalum Kuala Tanjung.

2. Waktu Penelitian

Tabel 3. 1 Waktu Penelititan

No	Uraian	Bulan Ke							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Kajian Literatur								
2	Penyusunan Proposal Penelitian								
3	Penulisan Bab 1 Sampai 3								
4	Seminar Proposal								
5	Penelitian dan Pengambilan Data								
6	Analisa Data								

No	Uraian	Bulan Ke							
		1	2	3	4	5	6	7	8
7	Seminar Hasil								
8	Sidang								

3.3 Alat dan Perangkat Penelitian

Alat dan perangkat penelitian yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

3.3.1 Alat Penelitian

Alat yg digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Transformator Daya 230 MVA

   Transformator daya merupakan objek utama yang dianalisis dalam penelitian ini. Oleh karena itu, data teknis transformator menjadi “bahan baku” utama dalam proses pemodelan di ETAP.



Gambar 3. 1 Transformator Daya 230 MVA

Tabel 3. 2 Spesifikasi teknis Transformator Daya 230 MVA

Parameter	Nilai	Keterangan	Sumber data
Kapasitas	230 MVA	Daya nominal	Laporan operasional Jan 2026
Tegangan primer	275 kV	VT Prim	*Drawing Single Line Diagram*
Tegangan sekunder	33 kV	VT Sec	Manual Operasi Transformator
Impedansi	14,96%	Pada suhu kerja 75°C	*Test Report Factory*

Parameter	Nilai	Keterangan	Sumber data
Frekuensi	50 Hz	Standar sistem PLN	Dokumen Spesifikasi

2. Sistem Proteksi *Relay* Diferensial



Gambar 3. 2 *Relay Differential*

3. *Current transformer* (CT) sebagai Sensor Arus Proteksi



Gambar 3. 3 *Curent Transformer*

4. Perangkat Pemutus Tenaga (*Circuit Breaker)*



Gambar 3. 4 Pemutus Tenaga (*Circuit Breaker*)

5. Alat Tulis dan Dokumentasi Penelitian

   Alat tulis dan media dokumentasi seperti buku catatan, kamera, atau smartphone juga menjadi bagian dari peralatan penelitian. Alat-alat ini digunakan untuk mencatat hasil diskusi, mencatat parameter teknis saat observasi lapangan (jika dilakukan), serta mendokumentasikan kondisi peralatan di gardu induk sebagai bahan pendukung laporan skripsi.

3.3.2 Perangkat Penelitian

1. Laptop

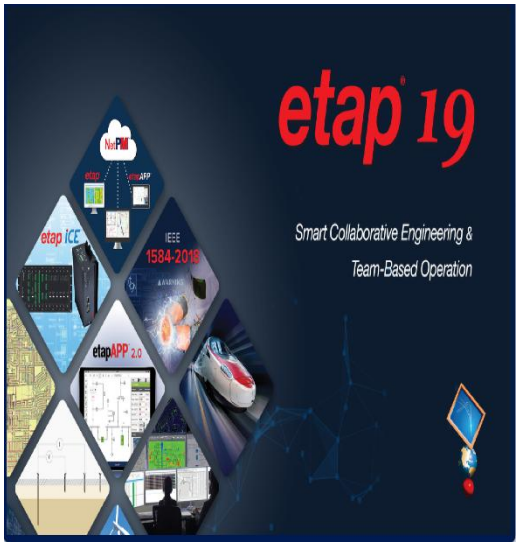
   Laptop digunakan sebagai media utama untuk menjalankan perangkat lunak ETAP serta mengolah data hasil simulasi.



Gambar 3. 5 Laptop

2. Perangkat Lunak ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*)

   Perangkat lunak ETAP digunakan sebagai alat bantu simulasi dan analisis sistem tenaga listrik.



Gambar 3. 6 Software ETAP 19.0.1

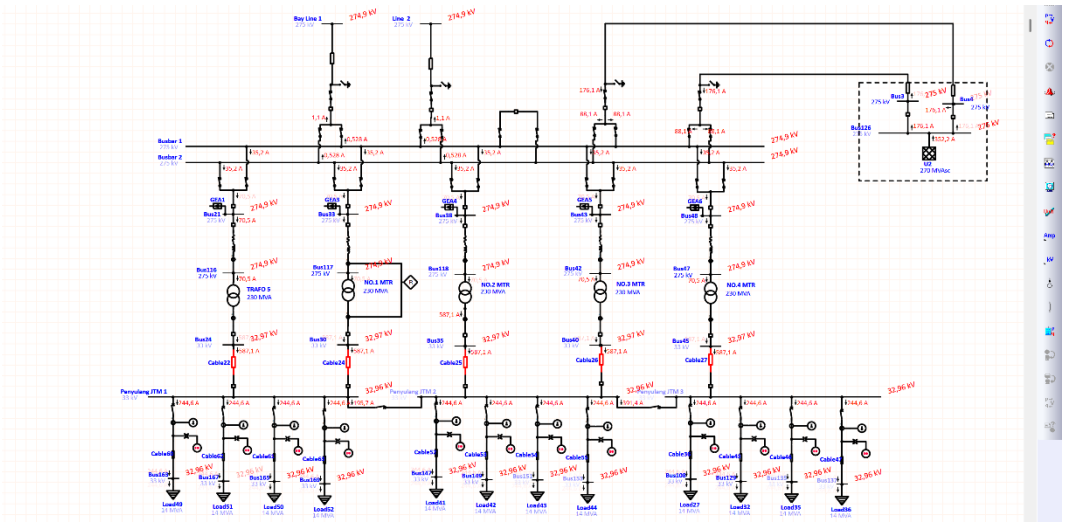
Dokumen teknis dan data operasional berfungsi sebagai sumber informasi utama dalam penelitian. Dokumen teknis seperti single line diagram, spesifikasi transformator, data *Relay* proteksi, dan standar proteksi digunakan untuk memahami konfigurasi sistem serta parameter peralatan. Sementara itu, data operasional seperti data beban, arus, tegangan, dan riwayat gangguan digunakan untuk menganalisis kondisi aktual sistem. Kedua data ini menjadi dasar dalam penyusunan model simulasi di ETAP dan dalam penarikan kesimpulan hasil.

3.4 Objek Penelitian

Objek penelitian ini adalah sistem proteksi transformator daya 275 kV/33 kV di Gardu Induk PT INALUM, dengan fokus pada kinerja *Relay Differential* sebagai proteksi utama transformator. Berdasarkan diagram satu garis (single line diagram) sistem yang disimulasikan, gardu induk memiliki dua buah transformator daya utama, yaitu *MTR* 1 dan *MTR* 2, masing-masing berkapasitas 230 MVA, yang menghubungkan rel (busbar) sisi tegangan tinggi 275 kV dengan rel sisi tegangan menengah 33 kV. Sisi tegangan tinggi kedua transformator terhubung pada Bus117

(*MTR 1*) dan Bus118 (*MTR 2*), sedangkan sisi tegangan menengahnya masing-masing terhubung pada Bus30 dan Bus35 yang selanjutnya menyalurkan daya ke penyulang JTM 1 dan JTM 2 melalui kabel-kabel distribusi menuju beberapa circuit breaker (CB80–CB91).

Setiap transformator daya dilengkapi dengan *Relay Differential* (ANSI 87) sebagai proteksi utama yang bekerja berdasarkan prinsip perbandingan arus masuk dan arus keluar pada zona pengamanan (zona *Differential*), yaitu daerah antara CT (*current transformer*) sisi HV dan CT sisi MV transformator. Sebagai pelengkap, transformator juga diamankan oleh *Relay* arus lebih (*Over Current Relay* / *OCR)* yang berfungsi sebagai proteksi cadangan (*backup protection*) apabila *Relay Differential* gagal bekerja. Gambar 3.6 memperlihatkan diagram satu garis sistem kelistrikan gardu induk yang menjadi objek simulasi.



*Gambar 3. 7 Diagram Satu Garis Sistem Gardu Induk PT INALUM (*fokus zona *proteksi MTR* 1)

Berdasarkan Gambar 3.6, terlihat bahwa sistem kelistrikan gardu induk terdiri dari dua rel tegangan tinggi 275 kV (Busbar 1 dan Busbar 2) yang terhubung ke beberapa bay melalui pemutus tenaga (CB14, CB15) dan saklar pemisah (SW18–SW38). Pada sisi pembangkitan, terdapat empat unit generator (GEA1, GEA3, GEA4, GEA5) yang masing-masing terhubung ke busbar 275 kV melalui transformator penaik tegangan dan pemutus tenaga (CB17, CB27, CB30). Transformator daya *MTR* 1 (230 MVA) yang menjadi objek utama penelitian ini terhubung pada Bus117 di sisi tegangan tinggi (275 kV) dan Bus30 di sisi tegangan

menengah (33 kV), dengan simbol *Relay Differential* (Diff *Relay*) digambarkan tepat di antara kedua sisi tersebut, menandakan bahwa zona pengamanan *Relay Differential* dibatasi oleh CT pada sisi HV (dekat Bus117) dan CT pada sisi MV (dekat Bus30).

Sebagai perbandingan, transformator *MTR 2* dengan kapasitas yang sama (230 MVA) terhubung antara Bus118 (HV) dan Bus35 (MV). Dari Bus30, daya disalurkan melalui Cable24 menuju CB74 dan selanjutnya ke penyulang JTM 1, yang terbagi lagi ke beberapa circuit breaker distribusi (CB88, CB89, CB90, CB91) menuju kabel-kabel keluar (Cable60, dan lainnya). Konfigurasi ini menegaskan bahwa gangguan pada *connector* Bus117–*MTR* 1 (titik yang disimulasikan pada penelitian ini) berada tepat di dalam zona pengamanan *Relay Differential MTR* 1.

Karena kedua transformator identik dari sisi kapasitas dan skema proteksi, seluruh perhitungan dan analisis pada Bab 4 yang difokuskan pada *MTR* 1 juga secara prinsip berlaku untuk *MTR* 2. Sebagai bukti pendukung sekaligus objek pembanding, penelitian ini juga menyertakan dokumentasi gangguan riil yang tercatat pada unit transformator lain di gardu induk yang sama, yaitu *MTR* 5 (275 kV/182 MVA/33 kV), sebagai studi kasus validasi lapangan terhadap prinsip selektivitas dan koordinasi waktu proteksi (Tabel 3.12).

3.5 Data Teknis Penelitian

Seluruh data teknis yang menjadi dasar pembangunan model simulasi ETAP, dasar perhitungan verifikasi, maupun bukti pendukung (dokumen *pre-commissioning* test dan data insiden lapangan) dikumpulkan dari dokumen resmi Gardu Induk PT INALUM, meliputi Test Report Factory, *Pre-commissioning* Test Report Diff *Relay*, Drawing Single Line Diagram, Manual Operasi Transformator, Laporan Operasional, dan Trouble Report. Untuk memudahkan penelusuran dan menjaga konsistensi data yang digunakan pada Bab 4, seluruh data teknis tersebut direkapitulasi secara menyeluruh dan disajikan berurutan dalam sepuluh tabel data teknis, yaitu Tabel 3.3 sampai dengan Tabel 3.12, agar lebih mudah ditelusuri dan dirujuk pada pembahasan Bab 4.

Kategori pertama merangkum data umum kedua transformator daya beserta skema proteksinya, mencakup kapasitas, sisi tegangan tinggi dan menengah, hingga

jenis proteksi utama dan cadangan yang terpasang pada *MTR* 1 dan *MTR* 2. Data ini menjadi acuan dasar konfigurasi sistem yang dimodelkan pada simulasi ETAP di sub-bab 4.1, sebagaimana disajikan pada Tabel 3.3 berikut.

Tabel 3. 3 Data Umum Transformator Daya & Skema Proteksi (*MTR* 1 & *MTR* 2)

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1	Daya (model simulasi ETAP) — No.1 MTR	230 MVA	Objek utama penelitian
2	Daya (model simulasi ETAP) — No.2 MTR	230 MVA	Pembanding (identik dari sisi kapasitas & skema proteksi)
3	Sisi tegangan tinggi (HV) — No.1 MTR	Bus117 (275 kV)	Drawing Single Line Diagram
4	Sisi tegangan tinggi (HV) — No.2 MTR	Bus118 (275 kV)	Drawing Single Line Diagram
5	Sisi tegangan menengah (MV) — No.1 MTR	Bus30 (± 33 kV)	Drawing Single Line Diagram
6	Sisi tegangan menengah (MV) — No.2 MTR	Bus35 (± 33 kV)	Drawing Single Line Diagram
7	Proteksi utama (kedua transformator)	*Relay Differential* (ANSI 87)	Bekerja pada zona antara CT sisi HV dan CT sisi MV
8	Proteksi cadangan (kedua transformator)	OCR (*Over Current Relay*)	Backup protection apabila *Relay Differential* gagal bekerja

Selanjutnya, Tabel 3.4 menyajikan spesifikasi teknis aktual Main Transformer 1 hasil data lapangan, meliputi kapasitas, tegangan primer dan sekunder, impedansi, serta frekuensi kerja. Nilai kapasitas dan impedansi pada tabel ini digunakan langsung sebagai dasar perhitungan arus nominal dan estimasi arus gangguan internal pada sub-bab 4.1.1 dan 4.1.3.

Tabel 3. 4 Spesifikasi Teknis Aktual Main Transformer 1 (Data Lapangan)

No	Parameter	Nilai/Data	Keterangan / Sumber
1.	Kapasitas	230 MVA	Daya nominal — Laporan operasional Jan 2026
2.	Tegangan primer	275 kV	Sisi HV — Drawing Single Line Diagram
3.	Tegangan sekunder	33 kV	Sisi MV — Manual Operasi Transformator
4.	Impedansi (%Z)	14,96 %	Pada suhu kerja 75°C — Test Report Factory
5.	Frekuensi	50 Hz	Standar sistem PLN — Dokumen Spesifikasi

Data rasio *Current transformer (CT)* dan Voltage *Transformer (VT)* pada *Relay* proteksi Differential *MTR* 1 dirangkum pada Tabel 3.5. Rasio *CT* sisi *HV* dan *MV* beserta rating arus *Relay* pada tabel ini menjadi parameter kunci dalam pemodelan zona Differential dan verifikasi tap *Relay* pada Bab 4.

Tabel 3. 5 Data Rasio *Current transformer (CT)* dan *Voltage Transformer (VT)* pada *Relay* Proteksi Differential *MTR* 1

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Rasio CT sisi primer (HV, 275 kV)	600 / 1 A	Terpasang pada bay NO.1 Main TR sisi HV
2.	Rasio CT sisi sekunder (MV, 33 kV)	5000 / 1 A	Terpasang pada bay NO.1 Main TR sisi MV
3.	Rasio VT primer	275 kV	Referensi tegangan sisi HV
4.	Rasio VT sekunder	33 kV	Referensi tegangan sisi MV
5.	Rating arus *Relay*	1 / 5 A	Sesuai name plate *Relay* Toshiba GRT200
6.	Frekuensi sistem	50,0 Hz	Sesuai standar PLN
7.	Sumber dokumen	*Pre-commissioning* Test Report Diff *Relay*	PT SES, 19 Juni 2017

Identitas dan data umum unit *Relay* proteksi Differential (ANSI 87) yang terpasang pada *MTR* 1 disajikan pada Tabel 3.6, mencakup manufaktur, tipe, nomor seri, hingga lokasi dan suplai daya bantu *Relay*. Data ini melengkapi profil peralatan proteksi yang menjadi objek analisis kinerja pada sub-bab 4.2.

Tabel 3. 6 Identitas & Data Umum *Relay* Proteksi Differential (ANSI 87) *MTR* 1

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Nama proteksi	Differential Protection *Relay*	Fungsi proteksi sesuai Single Line Diagram (SLD) / filosofi proteksi trafo
2.	Manufaktur	TOSHIBA	Nameplate *Relay*
3.	Tipe *Relay*	GRT200-21-233-00-33-10-111	Nameplate *Relay*
4.	Nomor seri	VNT0346 FM 0002-2	Nameplate *Relay*
5.	Identifikasi *Relay*	#87F-1 (Differential), #51F-1 (OC Backup), #51GF-1 (Earth Fault Backup)	SLD & konfigurasi setting *Relay* (*Relay* setting file)
6.	Tahun pembuatan	2015	Nameplate *Relay*
7.	Rating arus	1 / 5 A	Nameplate *Relay* & data rasio CT terpasang
8.	Frekuensi	50,0 Hz	Nameplate *Relay*
9.	Substation	Smelter Substation (SS)	Data aset gardu induk / SLD
10.	Bay	NO.1 Main TR	Data aset gardu induk / SLD
11.	Lokasi	275 kV Main Transformer	SLD / Layout gardu induk
12.	Suplai DC bantu (auxiliary supply)	110 VDC	Nameplate *Relay* / spesifikasi teknis relai

Tabel 3.7 memuat data setting proteksi cadangan (OC1, OC2, dan EFIn1) yang terkonfigurasi dalam unit *Relay Differential MTR* 1, meliputi status aktivasi, target winding, tipe kurva, hingga nilai ambang (threshold) masing-masing elemen. Setting ini menjadi dasar evaluasi rekomendasi parameter proteksi cadangan pada sub-bab 4.3.

Tabel 3. 7 Data Setting Proteksi Cadangan (OC1, OC2, EFIn1) dalam Unit *Relay Differential MTR* 1

No	Parameter	Nilai/Data	Keterangan / Sumber
1.	OC1-EN	On	Elemen OC1 diaktifkan
2.	OC1-TarWind	Primary	Winding sasaran proteksi OC1
3.	OC1-Type	IEC-NI	Kurva Normal Inverse (IEC)
4.	OC1-IDMT (threshold)	0,75 pu	Ambang arus OC1 pada mode IDMT
5.	OC1-TMS-IEC	0,095	Time Multiplier Setting OC1
6.	OC2-EN	On	Elemen OC2 diaktifkan
7.	OC2-TarWind	Primary	Winding sasaran proteksi OC2
8.	OC2-Type	DT	Definite Time (instantaneous / berwaktu tetap)
9.	OC2-DT (threshold)	1,80 pu	Ambang arus OC2
10.	TOC2 (waktu tunda)	0,00 detik	OC2 bekerja instan tanpa delay
11.	EFIn1-EN	On	Elemen gangguan tanah (earth fault) diaktifkan
12.	EFIn1-TarWind	Primary	Winding sasaran proteksi EFIn1
13.	EFIn1-DT (threshold)	0,25 pu	Ambang arus gangguan tanah

Hasil pengujian *pick-up test* pada *Relay* proteksi cadangan (#151F-1) *MTR* 1 dirangkum pada Tabel 3.8, yang membandingkan nilai uji (I Test) dengan hasil aktual pada elemen inverse dan instantaneous. Data ini menjadi bukti empiris yang diperiksa kembali pada sub-bab 4.2.5 dan 4.3.2.

Tabel 3. 8 Data Hasil *Pick-up Test Relay* Proteksi Cadangan (#151F-1) *MTR* 1

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Elemen Inverse — I Test	690–900 mA	Nominal 750,0 mA
2.	Elemen Inverse — Aktual (R/S/T)	775,0 / 780,0 / 775,0 mA	Deviasi 25,0/30,0/25,0 mA; Toleransi ±5% (37,5 mA); Hasil: OK
3.	Elemen Instantaneous — I Test	1,78–1,81 A	Nominal 1,800 A
4.	Elemen Instantaneous — Aktual (R/S/T)	1,798 / 1,798 / 1,798 A	Deviasi ≈ -2,00 mA; Toleransi ±5% (90 mA); Hasil: OK

Sebagai kelanjutan dari hasil *pick-up test*, Tabel 3.9 menyajikan hasil trip time test *Relay* proteksi cadangan *MTR* 1 pada ketiga fasa (R, S, T), baik untuk

mode *inverse* maupun instantaneous, lengkap dengan nilai toleransi dan status kelulusan pengujian. Data ini turut menjadi rujukan pada sub-bab 4.2.5 dan 4.3.2.

Tabel 3. 9 Data Hasil *Trip Time Test Relay* Proteksi Cadangan *MTR* 1

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Fasa R — I-Test Inverse (1,5/2,25/3,75 A)	Nominal 952,8/598,7/406,6 ms	Aktual 974,5/623,7/425,7 ms; Hasil: OK
2.	Fasa S — I-Test Inverse (1,5/2,25/3,75 A)	Nominal 952,8/598,7/406,6 ms	Aktual 975,9/622,8/430,7 ms; Hasil: OK
3.	Fasa T — I-Test Inverse (1,5/2,25/3,75 A)	Nominal 952,8/598,7/406,6 ms	Aktual 975,7/621,9/428,0 ms; Hasil: OK
4.	Fasa R — I-Test Instantaneous 20,00 A	Nominal 0 s	Aktual 37,9 ms; Toleransi <50 ms; Hasil: OK
5.	Fasa S — I-Test Instantaneous 20,00 A	Nominal 0 s	Aktual 39,3 ms; Toleransi <50 ms; Hasil: OK
6.	Fasa T — I-Test Instantaneous 20,00 A	Nominal 0 s	Aktual 38,1 ms; Toleransi <50 ms; Hasil: OK

Tabel 3.10 memuat parameter simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa yang diterapkan pada model ETAP, meliputi lokasi gangguan, jenis gangguan, arus gangguan hasil simulasi, hingga tanggal simulasi dilakukan. Parameter ini menjadi acuan utama pada sub-bab 4.1.3 serta seluruh analisis kinerja *Relay Differential* pada sub-bab 4.2.

Tabel 3. 10 Parameter Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa (Model Simulasi ETAP)

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Lokasi gangguan	Connector antara Bus117 dan NO.1 MTR	Single Line Diagram (SLD) model jaringan / software studi hubung singkat
2.	Bus terdekat (adjacent bus)	Bus117 (sisi 275 kV)	Model jaringan sistem (network model) pada software studi
3.	Jenis gangguan	Hubung singkat 3 fasa simetris (3-Phase Symmetrical Fault)	Skenario simulasi yang ditetapkan dalam studi (fault analysis case)
4.	Arus gangguan	0,566 kA @ 275 kV	Hasil perhitungan/simulasi software analisis hubung singkat
5.	Data Revision	Base	Versi/revisi data model jaringan yang digunakan dalam studi
6.	Konfigurasi	Normal	Konfigurasi topologi jaringan saat simulasi (normal operation, bukan kondisi kontingensi)
7.	Tanggal simulasi	12-07-2026	Log/riwayat file simulasi (report atau software run history)

Sebagai acuan verifikasi model simulasi, Tabel 3.11 merangkum parameter setting tipikal *Relay Differential,* mencakup nilai minimum *pickup*, slope 1, slope 2, dan *unrestrained pickup*. Nilai-nilai ini menjadi pembanding pada analisis kurva karakteristik *Relay Differential* di sub-bab 4.2.2 dan rekomendasi parameter pada sub-bab 4.3.1.

Tabel 3. 11 Parameter Setting Tipikal *Relay Differential* (Acuan Verifikasi Model Simulasi)

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Minimum *pickup* (Id min)	0,3 pu (30% dari tap)	Menghindari trip akibat mismatch CT/tap saat beban normal
2.	Slope 1	25%	Zona restraint untuk arus through-fault / beban rendah–menengah
3.	Slope 2	50%	Zona restraint untuk arus through-fault tinggi (potensi CT saturasi)
4.	Unrestrained / instantaneous *pickup*	8 – 10 pu	Bypass karakteristik restraint untuk gangguan internal berat

Terakhir, Tabel 3.12 menyajikan data umum dan setting proteksi terkait insiden gangguan riil pada *MTR* 5 sebagai studi kasus pembanding lapangan, mulai dari waktu kejadian, peralatan yang terlibat, hingga nilai arus dan setting pada masing-masing titik proteksi. Data ini digunakan sebagai validasi lapangan pada analisis selektivitas dan koordinasi waktu proteksi di sub-bab 4.2.3.

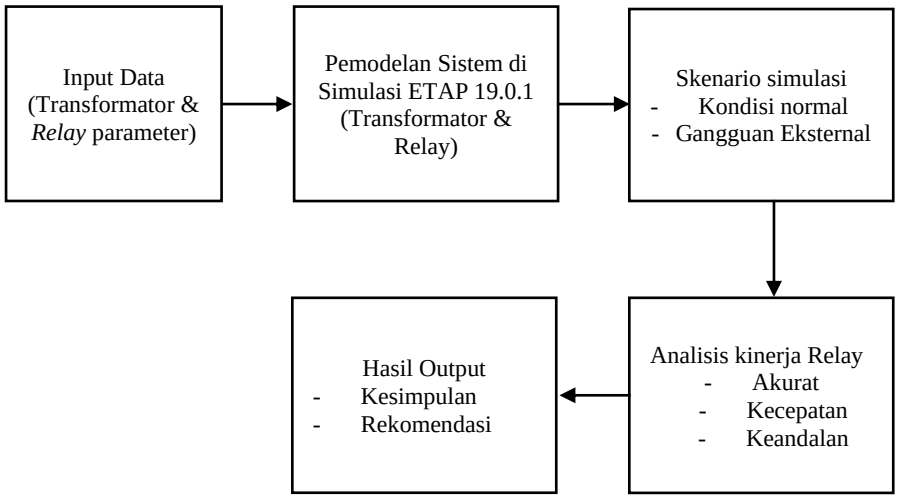
Tabel 3. 12 Data Umum dan Setting Proteksi Insiden Gangguan Studi Kasus Pembanding (*MTR* 5)

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
1.	Status	MTR-5 trip	Bukan objek utama; sebagai pembanding lapangan
2.	Tanggal dan waktu	23 Agustus 2025, pukul 08.45 WIB	Event log/sequence of events (SOE) recorder gardu induk
3.	Lokasi	Substation (Gardu Induk PT INALUM Kuala Tanjung)	Data aset gardu induk / Single Line Diagram (SLD)
4.	Peralatan yang terlibat	152F-5, 252P-3, 252A-5, 252C-52, 252R-27, 252SU-123, 352PF-13	SLD & daftar peralatan proteksi/switchgear yang trip sesuai rekaman event
5.	*MTR 5* (275 kV/182 MVA/33 kV)	Time Fault: 60 msec	Total waktu pemutusan gangguan tercatat pada sisi HV
6.	152F-5 (P'ry, sisi HV No.5 MTR)	IR=1600 A, IS=1400 A, IT=1500 A, IN=140 A	Setting 1,8×IN; tercatat ≈4,2×IN (IN nominal =382 A)
7.	S'ry (sisi MV *MTR 5*)	IR=5300 A, IS=4500 A, IT=5000 A, IN=5200 A	≈1,7× arus nominal (IN=3189 A)

No	Parameter	Nilai / Data	Keterangan / Sumber
8.	252C-52 (feeder Aux Tr-5/SU-123/SR-27)	IR=196 A, IS=186 A, IT=382 A, IN=187 A	Setting OCR feeder auxiliary
9.	PPTr-3 (feeder Gedung Baru IAA/Workshop SAMI/Booster)	I Fault=1105 A, I Nominal=803 A	Setting = 5,95×IN (4780 A)

Tabel 3.3 sampai dengan Tabel 3.12 di atas merupakan konsolidasi seluruh data mentah (raw data) hasil pengumpulan data penelitian, mulai dari data umum objek (Tabel 3.3), spesifikasi teknis aktual transformator (Tabel 3.4), data rasio CT/VT (Tabel 3.5), identitas *Relay* (Tabel 3.6), setting proteksi cadangan (Tabel 3.7), hasil pengujian *pre-commissioning* (Tabel 3.8 dan Tabel 3.9), parameter simulasi gangguan pada ETAP (Tabel 3.10), parameter setting tipikal sebagai acuan verifikasi (Tabel 3.11), hingga data kronologi insiden gangguan lapangan sebagai studi kasus pembanding (Tabel 3.12). Seluruh data pada kesepuluh tabel ini menjadi masukan (input) bagi proses perhitungan, verifikasi, dan analisis yang dibahas secara rinci pada Bab 4, sehingga Bab 4 dapat difokuskan sepenuhnya pada pembahasan hasil tanpa perlu menampilkan ulang data mentah tersebut.

3.6 Diagram Blok Penelitian



Gambar 3. 8 Diagram Blok Penelitian

3.6.1 Penjelasan Dari Diagram Blok

Blok diagram di atas menggambarkan langkah-langkah dalam simulasi dan analisis sistem proteksi menggunakan ETAP pada transformator dan *Relay*.

Berikut penjelasan setiap poin:

1. Input Data (Transformator & *Relay* Parameters)

   Simulasi sistem proteksi pada Simulasi ETAP 19.0.1 memerlukan dua variabel utama: parameter transformator (impedansi, daya, dan tegangan) serta parameter *Relay* (arus pengenal dan waktu respons). Integrasi data tersebut memungkinkan model mendeteksi dan merespons gangguan sistem dengan presisi tinggi.

2. System Modeling in Simulasi ETAP 19.0.1 (Transformer & *Relay*)

   Pada fase ini, dilakukan perancangan model digital untuk transformator dan sistem proteksi menggunakan perangkat lunak ETAP 19.0.1. Pemodelan transformator mencakup detail impedansi sisi primer dan sekunder, karakteristik *volt-ampere*, serta penentuan jenis konfigurasi, baik *step-up* maupun *step-down*. Secara paralel, model *Relay* untuk mengawasi parameter arus dan tegangan guna mendeteksi anomali melalui algoritma *Relay* arus lebih, diferensial, maupun koordinasi waktu. Pemodelan yang presisi sangat krusial agar simulasi dapat merepresentasikan dinamika sistem tenaga listrik secara nyata dalam berbagai kondisi kerja.

3.7 Prosedur penelitian

Prosedur penelitian ini dilakukan melalui beberapa tahapan untuk mencapai tujuan penelitian, yang disusun mengikuti ketiga tujuan penelitian sebagaimana telah dijelaskan pada Bab 1, yaitu:

3.7.1 Mensimulasikan Sistem Proteksi *Relay* Differensial

A. Pengumpulan Data Sistem Nyata

Langkah awal yang dilakukan adalah mengumpulkan data teknis dari sistem nyata yang akan disimulasikan, yaitu transformator daya 230 MVA di Gardu Induk PT INALUM (lihat Tabel 3.3). Data yang dikumpulkan meliputi diagram satu garis (Single Line Diagram) untuk memahami konfigurasi sistem dan koneksi antar peralatan; spesifikasi teknis trafo seperti tegangan nominal 275/33 kV, daya trafo 230 MVA, impedansi trafo (%Z), dan konfigurasi koneksi (Yg–Y atau Y–Yg); serta data instrumentasi proteksi seperti rating CT (*Current transformer*), PMT (Pemutus Tenaga), dan posisi serta fungsi *Relay* proteksi.

B. Menentukan Parameter Dasar Sistem

Setelah data terkumpul, dilakukan penurunan parameter dasar sistem sebagai acuan untuk semua nilai pada simulasi, meliputi: tegangan dasar (V base) ditentukan dari tegangan nominal sistem (275 kV); daya dasar (S base) 230 MVA sesuai kapasitas transformator; arus dasar (I base) dihitung dari rumus $I\ base = S\ base / (\sqrt{3} \times V\ base)$; CT ratio (rasio transformator arus) digunakan untuk konversi arus aktual ke arus sekunder CT (misal 600/1 A atau 5000/1 A); serta konfigurasi koneksi transformator misalnya Yg–Y, untuk menentukan bagaimana arus dan tegangan ditransformasikan antar sisi.

C. Membangun Model Simulasi di ETAP 19.0.1

Setelah semua parameter diketahui, dilakukan pembangunan model simulasi sistem kelistrikan menggunakan simulasi ETAP 19.0.1, dengan struktur dasar: *Three-Phase Voltage Source* sebagai sumber tegangan 3 fasa; Transformer dengan spesifikasi 275/33 kV, 230 MVA; Circuit Breaker (PMT) pemutus tenaga di sisi primer dan sekunder; V-1 *Measurement Blocks* untuk mengukur arus di sisi primer dan sekunder; *Load* (beban 3 fasa) sebagai

representasi jaringan distribusi; dan Power GI untuk mensimulasikan sistem dalam domain waktu.

D. Menjalankan Simulasi Awal (Tanpa Gangguan)

Langkah berikutnya adalah membuat logika kerja *Relay differensial* dalam bentuk subsistem pada ETAP. Logika ini mencakup:

1. Mengambil input arus dari sisi primer dan sekunder trafo.
2. Menghitung nilai I_{diff} dengan $I_{diff} = | I_{primer} - I_{sekunder} |$
3. Menghitung I_{bias} dengan $I_{bias} = \frac{| I_{primer} | + | I_{sekunder} |}{2}$
4. Membandingkan I_{diff} dengan ambang batas (*pickup)* jika I_{diff} > threshold aktifkan sinyal trip.

E. Menjalankan Simulasi Awal (Tanpa Gangguan)

Setelah seluruh rangkaian disusun, dilakukan simulasi awal tanpa gangguan untuk memverifikasi bahwa sistem bekerja stabil, arus sisi primer dan sekunder hampir sama (Idiff ≈ 0), tidak terjadi kesalahan logika atau false trip, dan seluruh nilai berada dalam batas per-unit yang wajar. Hasil dari tahapan ini disajikan pada sub-bab 4.1.

3.7.2 Menganalisis Kinerja *Relay* Differensial dalam Mendeteksi Gangguan

A. Membuat skenario gangguan

Langkah awal adalah merancang kondisi gangguan yang akan disimulasikan, yaitu hubung singkat 3 fasa (three-phase fault) pada connector antara Bus117 dan nomor.1 *MTR* (Tabel 3.8). Titik gangguan ini dipilih untuk merepresentasikan gangguan internal pada zona Differential, sehingga dapat diamati apakah *Relay Differential* bekerja secara instan sesuai prinsip proteksi unit (unit protection), sekaligus untuk mengamati aspek selektivitas terhadap peralatan lain di luar zona proteksi (*MTR 2* dan *feeder-feeder* yang tidak terlibat gangguan)

B. Menjalankan simulasi pada skenario tersebut

Setelah skenario dirancang, simulasi dijalankan menggunakan Simulasi ETAP 19.0.1 dengan:

1. Model sistem proteksi yang sudah lengkap.
2. *Relay* differensial dalam kondisi aktif (logika trip ON).

3. Waktu gangguan disisipkan pada titik tertentu (misalnya detik ke-0.2).
4. Tujuannya adalah untuk mengamati bagaimana sistem merespons saat arus gangguan tinggi mengalir di luar zona proteksi.

C. Merekam hasil simulasi

Selama simulasi berlangsung, data yang direkam meliputi arus sisi primer dan sekunder transformator; nilai Idiff dan Ibias; sinyal trip dari *Relay* (aktif atau tidak); serta profil tegangan pada bus-bus di sekitar zona gangguan. Data ini diambil dari blok pengukuran, *Sequence-of-Operation Report*, dan tampilan diagram satu garis hasil simulasi ETAP 19.0.1, dan digunakan untuk analisis grafik dan numerik pada sub-bab 4.2.

D. Menganalisis apakah *Relay* bekerja atau tidak

Hasil Idiff dibandingkan dengan nilai *pickup* threshold yang telah ditetapkan (Tabel 3.9), kemudian dianalisis apakah *Relay* bekerja sesuai zona proteksinya dan apakah peralatan di luar zona gangguan tetap tidak terpengaruh (selektif). Sebagai pembanding empiris, hasil analisis ini juga dikonfirmasi terhadap data kronologi gangguan riil pada unit transformator lain di gardu induk yang sama (*MTR 5*, Tabel 3.10).

E. Menampilkan hasil dalam grafik dan table

Untuk memperjelas analisis, data hasil simulasi ditampilkan dalam bentuk *sequence of operation*, kurva karakteristik *Relay Differential* (*TCC*), dan tabel berisi nilai-nilai per-unit, waktu gangguan, serta hasil *respons Relay*, sebagaimana disajikan pada sub-bab 4.2.

3.7.3 Memberikan Rekomendasi Parameter Optimal

A. Mengevaluasi Kesesuaian Parameter Terpasang

Berdasarkan hasil analisis pada tahap sebelumnya (kesesuaian tap CT, hasil *pick-up test* dan *trip time test* pada Tabel 3.6 dan Tabel 3.7, serta hasil verifikasi kurva karakteristik), dilakukan evaluasi terhadap tingkat ketepatan (presisi) parameter proteksi yang sudah terpasang di lapanganTujuannya adalah untuk melihat efeknya terhadap kinerja *Relay* differensial.

B. Melakukan Kajian terhadap Variasi Nilai *Pickup Current*

Sebagai bahan pertimbangan rekomendasi, dilakukan kajian terhadap pengaruh nilai ambang kerja (*pickup*) terhadap kinerja *Relay* differensial, misalnya pada

nilai 0,2 pu (sensitivitas tinggi), 0,3 pu (nilai moderat), dan 0,4 pu (sensitivitas rendah), dengan meninjau efeknya terhadap potensi false trip maupun keterlambatan respons berdasarkan parameter tipikal pada Tabel 3.3I.

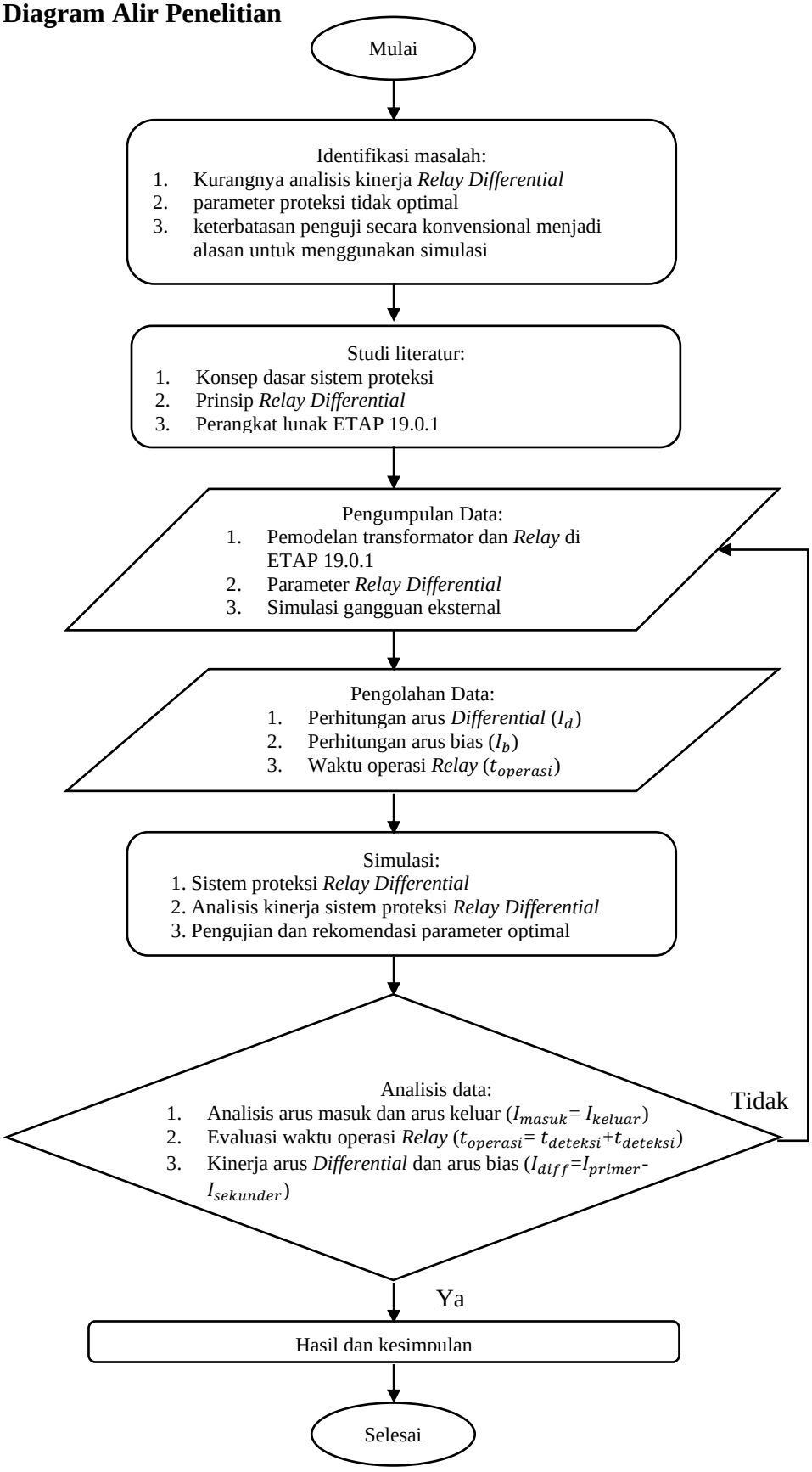
C. Menganalisis sensitivitas dan kestabilan, dan Koordinasi Waktu

Data hasil perhitungan dan simulasi diuji dengan mengamati apakah setting yang digunakan berpotensi menimbulkan sinyal trip yang tidak perlu (false trip), apakah *Relay* mampu mempertahankan stabilitas pada kondisi operasi normal, serta apakah Coordination Time Interval (CTI) antara *Relay Differential* dan *OCR backup* telah memenuhi rentang yang direkomendasikan pada praktik koordinasi proteksi (0,2–0,4 detik).

D. Menentukan Rekomendasi Parameter yang Optimal

Dari hasil analisis dan perbandingan, disusun rekomendasi nilai setting yang dianggap tidak menyebabkan false trip, cukup cepat merespons jika diperlukan, dan sesuai dengan karakteristik arus dari transformator dan sistem proteksinya, sebagaimana dibahas secara rinci pada sub-bab 4.3.

3.8 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3. 9 Diagram Alir Penelitian

3.8.1 Penjelasan Dari Diagram Alir

Berikut adalah penjelasan dari diagram alir di atas dalam bentuk poin-poin, antaranya:

1. Mulai

   Proses dimulai dengan pemahaman umum tentang masalah yang ada, yang kemudian mengarah pada langkah-langkah selanjutnya.

2. Identifikasi

   Langkah ini bertujuan untuk mengidentifikasi permasalahan utama yang melatarbelakangi penelitian. Masalah seperti kurangnya analisis kinerja *Relay* differensial, parameter proteksi yang belum optimal, dan keterbatasan pengujian secara konvensional mendorong perlunya penggunaan simulasi sebagai solusi yang efisien dan akurat.

3. Studi Literatur

   Di tahap ini, kamu mempelajari konsep-konsep dasar terkait sistem proteksi untuk menyelesaikan masalah yang telah diidentifikasi. Studi literatur dilakukan untuk memahami konsep dasar tentang bagaimana sistem proteksi bekerja, prinsip kerja *Relay differensial*, serta penggunaan perangkat lunak ETAP 19.0.1 yang akan digunakan untuk simulasi dan pemodelan sistem proteksi dalam penelitian ini. Memahami literatur ini memberikan dasar teknis dan teoritis yang diperlukan untuk penelitian selanjutnya.

4. Pengumpulan Data

   Setelah memahami dasar-dasar teknis, tahap selanjutnya adalah mengumpulkan data yang diperlukan untuk melakukan simulasi. Pada tahap ini, model transformator dan *Relay* differensial akan dibuat menggunakan perangkat lunak ETAP 19.0.1. Parameter yang digunakan dalam sistem proteksi juga akan dikumpulkan, termasuk arus differensial dan arus restrain, serta data mengenai gangguan eksternal yang akan diuji dalam simulasi untuk melihat bagaimana sistem bereaksi terhadap gangguan tersebut.

5. Pengolahan Data

   Setelah pengumpulan data, langkah selanjutnya adalah pengolahan data yang telah dikumpulkan untuk menganalisis kinerja sistem proteksi. Ini termasuk perhitungan arus diferensial, arus restrain, dan waktu operasi *Relay* yang

sangat penting untuk mengetahui sejauh mana sistem proteksi bekerja dengan efektif. Data ini akan dianalisis untuk mengevaluasi apakah sistem proteksi dapat mendeteksi gangguan dengan baik dan apakah waktu responnya sesuai dengan standar yang diharapkan.

6. Simulasi

   Di tahap simulasi, sistem proteksi *Relay diferensial* yang telah diprogram di ETAP 19.0.1 akan diuji. Simulasi gangguan dilakukan untuk memverifikasi kinerja sistem proteksi dalam kondisi gangguan eksternal. Hasil simulasi ini akan memberikan gambaran mengenai apakah sistem proteksi berfungsi dengan benar dan apakah parameter yang digunakan sudah sesuai. Dari simulasi ini, juga akan dilakukan pengujian terhadap parameter proteksi untuk mencari nilai-nilai yang optimal.

7. Analisis Data

   Setelah simulasi, hasil yang didapatkan akan dianalisis lebih lanjut untuk menilai kinerja sistem proteksi. Analisis ini meliputi pemeriksaan terhadap arus masuk dan keluar dari sistem, evaluasi waktu operasi *Relay* untuk memastikan bahwa *Relay* merespons gangguan dengan tepat, serta perbandingan antara arus diferensial dan arus restrain untuk mengevaluasi apakah proteksi berfungsi dengan benar dalam mendeteksi gangguan yang terjadi.

   Apakah Data Sudah Valid?

   Dari hasil analisis data, tahap ini melibatkan pemeriksaan apakah data yang diperoleh sudah valid (tidak melebihi nilai setting) atau tidak. Jika data valid, maka penelitian dapat dilanjutkan untuk menyusun kesimpulan. Jika data tidak valid, maka perlu dilakukan pengolahan ulang data untuk memperbaiki atau menyesuaikan hasil yang diperoleh dengan keadaan nyata atau sesuai dengan model yang digunakan dalam simulasi.

8. Hasil dan Kesimpulan

   Jika data yang diperoleh sudah valid dan analisis telah selesai, langkah selanjutnya adalah menyusun hasil dan kesimpulan. Pada tahap ini, hasil dari simulasi dan analisis data akan disajikan, termasuk rekomendasi terkait parameter optimal untuk sistem proteksi *Relay differensial* pada

transformator daya. Kesimpulan ini akan memberi panduan mengenai langkah-langkah yang perlu diambil untuk meningkatkan kinerja proteksi dan dapat digunakan dalam aplikasi dunia nyata.

9. Selesai

   Proses penelitian selesai setelah kesimpulan disusun dan hasilnya disajikan.Pada titik ini, semua tahapan yang direncanakan telah diselesaikan, dan hasil dari penelitian tersebut dapat dijadikan referensi atau rekomendasi untuk meningkatkan kinerja sistem *proteksi Relay differensial* pada transformator daya, baik dalam penelitian lebih lanjut atau implementasi praktis di lapangan [32].

BAB 4
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Bab ini menyajikan hasil dan pembahasan penelitian yang disusun secara sistematis mengikuti ketiga tujuan penelitian yang telah dirumuskan pada Bab 1. Seluruh data teknis (spesifikasi transformator, rasio CT/VT, identitas dan setting *Relay*, hasil *pre-commissioning* test, parameter simulasi, serta data insiden lapangan) yang menjadi dasar perhitungan dan analisis pada bab ini telah direkapitulasi secara lengkap pada Tabel 3.3 (Bab 3), sehingga pembahasan pada bab ini difokuskan sepenuhnya pada hasil pengolahan data, hasil simulasi, dan analisis kinerja sistem proteksi. Sub-bab 4.1 membahas hasil untuk tujuan penelitian pertama (simulasi sistem *proteksi Relay Differential*), sub-bab 4.2 membahas hasil untuk tujuan penelitian kedua (analisis kinerja *Relay Differential* dalam mendeteksi gangguan), dan sub-bab 4.3 membahas hasil untuk tujuan penelitian ketiga (rekomendasi parameter optimal).

4.1 Hasil Simulasi Sistem *Proteksi Relay Differential* pada *Transformator* Daya 275 kV/33 kV Menggunakan ETAP

Tujuan penelitian pertama adalah mensimulasikan sistem proteksi *Relay* differensial pada transformator daya 275 kV/33 kV menggunakan Simulasi ETAP. Berdasarkan data teknis objek penelitian pada Tabel 3.3 sampai 3.12, model simulasi dibangun menggunakan transformator *MTR* 1 berkapasitas 230 *MVA* yang menghubungkan Bus117 (sisi *HV*, 275 kV) dan Bus30 (sisi MV, 33 kV), dengan zona pengamanan *Relay Differential* dibatasi oleh CT sisi HV dan CT sisi MV. Hasil dari tahapan simulasi ini terbagi menjadi empat bagian, yaitu perhitungan arus nominal dan tap *Relay*, verifikasi kestabilan pada kondisi beban normal, estimasi arus gangguan internal berdasarkan data real, dan analisis profil tegangan sistem saat terjadi gangguan berdasarkan tampilan simulasi ETAP.

4.1.1 Perhitungan Arus Nominal dan Tap *Relay Differential*

Menggunakan kapasitas transformator real pada Tabel 3.4, arus nominal pada masing-masing sisi transformator *MTR* 1 dihitung sebagaimana Tabel 4.1

Tabel 4. 1 Perhitungan Arus Nominal *MTR* 1

Besaran	Rumus	Perhitungan	Hasil
Arus nominal sisi HV (I HV)	S / (√3 × V HV)	230.000.000 / (1,732 × 275.000)	482,87 A ≈ 482,9 A
Arus nominal sisi MV (I MV)	S / (√3 × V MV)	230.000.000 / (1,732 × 33.000)	4.023,96 A ≈ 4.024,0 A

Arus nominal *MTR* 1 adalah 482,9 A pada sisi 275 kV dan 4.024,0 A pada sisi 33 kV, dengan rasio ≈8,33 sesuai rasio tegangan transformator (275/33), yang menjadi dasar penentuan tap *Relay Differential* pada Tabel 4.2.

Tabel 4. 1 Perhitungan Tap *Relay Differential MTR* 1

Parameter	Arus Masuk Sisi HV (275 kV)	Arus Keluar Sisi MV (33 kV)
Arus nominal transformator	482,9 A	4.024,0 A
Rasio CT terpasang	600 / 1 A	5000 / 1 A
Tap / referensi *Relay* (I nominal / rasio CT)	482,9/600 = 0,8048 A	4.024,0/5000 = 0,8048 A

Berdasarkan Tabel 4.2, tap *Relay* pada kedua sisi bernilai identik, yaitu 0,8048 A, dengan *mismatch* praktis 0%, menunjukkan rasio CT (600/1 A dan 5000/1 A) telah dipilih proporsional terhadap arus nominal transformator sehingga *Relay Differential* dapat bekerja pada kondisi *balance* tanpa memerlukan koreksi tap tambahan.

4.1.2 Verifikasi Kestabilan pada Kondisi Beban Normal (Simulasi Tanpa Gangguan)

Sesuai prosedur pada sub-bab 3.7.1 poin E, simulasi awal dijalankan tanpa gangguan untuk memverifikasi bahwa sistem bekerja stabil sebelum skenario gangguan diterapkan. Verifikasi kestabilan *Relay Differential* pada kondisi beban normal, menggunakan tap hasil perhitungan pada Tabel 4.2, ditunjukkan pada Tabel beikut ini.

Tabel 4. 2 Verifikasi Arus Operasi dan Restraint pada Kondisi Beban Normal (Data Real)

Besaran	Sisi HV	Sisi MV
Arus sekunder CT saat beban penuh (tap)	0,8048 A	0,8048 A
Nilai per-unit terhadap tap masing-masing	1,0 pu	1,0 pu
Arus operasi, Id = |I1pu − I2pu|	0,0 pu	–
Arus restraint, Ir = (I1pu + I2pu)/2	1,0 pu	–

Karena tap kedua sisi identik dan dinormalisasi menjadi 1,0 pu, arus operasi *Relay* (Id) bernilai 0 pu, memastikan *Relay Differential* berada dalam kondisi restrained dan tidak trip akibat beban normal maupun deviasi rasio CT.

Bukti visual pada Lampiran 12 mendukung hal ini: seluruh busbar 275 kV stabil pada 274,9 kV dan arus pada seluruh unit *MTR* (nomor.1–nomor.4) seragam (*balanced load flow*), mengonfirmasi model simulasi telah dibangun dengan benar dan siap digunakan untuk skenario gangguan pada sub-bab 4.2.

4.1.3 Estimasi Arus Gangguan Internal Berdasarkan Impedansi *Transformator* Real

Menggunakan nilai impedansi transformator real (%Z = 14,96%) dari Tabel 3.3 (kategori B), estimasi orde besar arus gangguan hubung singkat 3 fasa *internal* (dengan asumsi sumber di sisi HV mendekati tak terhingga, sehingga arus gangguan dibatasi murni oleh impedansi transformator) dihitung sebagaimana Tabel 4.4.

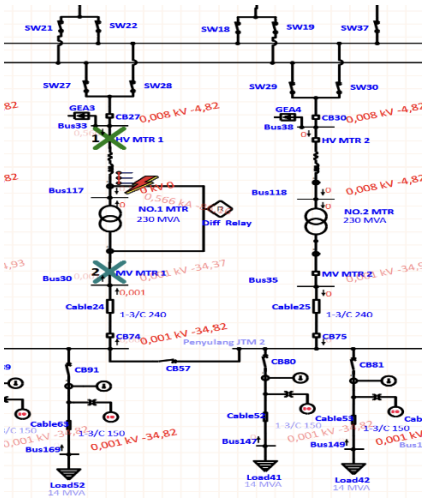
Tabel 4. 3 Estimasi Arus Gangguan Internal Berdasarkan %Z Transformator Real

Besaran	Perhitungan	Hasil
Impedansi transformator (%Z), data factory test	–	14,96% (@75°C)
Estimasi arus gangguan internal (pu), 1/%Z	1 / 0,1496	6,68 pu
Estimasi arus gangguan sisi HV (batas atas)	6,68 × 482,9 A	≈ 3.227,8 A ≈ 3,23 kA
Estimasi arus gangguan sisi MV (referred, batas atas)	6,68 × 4.024,0 A	≈ 26.898 A ≈ 26,9 kA

Estimasi arus gangguan *internal* adalah ≈6,68 pu, setara ±3,23 kA pada sisi HV dan ±26,9 kA pada sisi MV. Nilai ini merupakan batas atas (*upper bound*) karena mengabaikan impedansi sumber, dan digunakan sebagai pembanding kualitatif terhadap arus gangguan hasil simulasi ETAP pada sub-bab 4.1.4 (566 A), mengingat model simulasi menggunakan kapasitas transformator yang disederhanakan.

4.1.4 Analisis Profil Tegangan dan Arus Sistem Saat Simulasi Gangguan

Sebagai kelengkapan hasil simulasi pada tujuan penelitian pertama, hasil keluaran simulasi ETAP berupa tampilan diagram satu garis di sekitar zona *Differential MTR* 1 pada saat skenario gangguan hubung singkat 3 fasa diterapkan pada *connector* Bus117–*MTR* 1 disajikan pada gambar dibawah ini dan lebih jelasnya di Lampiran **7**. Tampilan tersebut melengkapi data numerik pada Tabel 3.3 dengan menunjukkan bagaimana besaran tegangan dan arus di sekitar titik gangguan berubah secara nyata pada model simulasi.



Gambar 4. 1 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Phasa

Berdasarkan hasil simulasi yang ditampilkan pada pada gambar dibawah ini dan lebih jelasnya di Lampiran **7**, beberapa besaran hasil simulasi dapat diamati sebagai berikut:

1. Tegangan pada sisi sumber (Bus33/GEA3, melalui CB27)**.** Anotasi menunjukkan tegangan sebesar 0,008 kV pada sudut −4,82°, menunjukkan gangguan turut menyebabkan *voltage drop* signifikan hingga ke bus pembangkitan terdekat.

2. Tegangan dan arus pada titik gangguan (*connector* Bus117–*MTR* 1). Tegangan tercatat 0 kV pada sudut 0° (kolaps total, sesuai karakteristik *bolted fault*); arus gangguan tercatat 0,566 kA, konsisten dengan Tabel 3.3 (kategori H) dan *Sequence-of-Operation Report* (sub-bab 4.2.1).
3. Tegangan pada sisi MV (Bus30). Tegangan pada Bus30 kolaps hingga 0,001 kV pada sudut −34,37°, hampir menyerupai kolaps di Bus117, menegaskan gangguan berada di dalam zona *Differential* (*internal fault*), bukan gangguan eksternal.

Karena tegangan pada kedua sisi transformator sama-sama kolaps, perintah *trip* dari *Relay Differential* wajar diarahkan untuk membuka kedua *circuit breaker* (HV dan MV *MTR* 1) secara bersamaan, sebagaimana dibahas lebih lanjut pada sub-bab 4.2.1.

Hasil simulasi pada sub-bab 4.1 ini menjawab tujuan penelitian pertama, yaitu berhasil membangun dan menjalankan model simulasi sistem proteksi *Relay Differential* pada transformator daya 275 kV/33 kV menggunakan ETAP, yang terbukti stabil pada kondisi normal (Tabel 4.3) dan mampu merepresentasikan perilaku tegangan-arus yang wajar secara elektris pada kondisi gangguan (Lampiran 7).

4.2 Analisis Kinerja Sistem Proteksi *Relay Differential* dalam Mendeteksi Gangguan pada Transformator

Tujuan penelitian kedua adalah menganalisis kinerja sistem proteksi *Relay differensial* dalam mendeteksi gangguan pada transformator, baik dari sisi kecepatan kerja (*speed), ketepatan kurva karakteristik, koordinasi dengan proteksi cadangan (backup* protection), maupun selektivitasnya terhadap peralatan di luar zona gangguan. Analisis pada sub-bab ini menggunakan hasil simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa pada connector Bus117–*MTR* 1 (parameter pada Tabel 3.3H), dilengkapi dengan hasil pengujian *pre-commissioning Relay* (Tabel 3.3F dan Tabel 3.3G) serta data validasi lapangan dari insiden gangguan *MTR 5* (Tabel 3.3J).

4.2.1 Analisis *Sequence of Operation Relay Differential*

Hasil simulasi gangguan menghasilkan *sequence of operation* sebagaimana

direkapitulasi pada Lampiran 8. Tampilan keluaran perangkat lunak simulasi tersebut (*Sequence of Operation Events Output Report*) mencatat urutan kerja proteksi secara kronologis dalam satuan waktu milidetik (ms). Data tersebut direkapitulasi secara lebih ringkas pada Tabel 4.5 berikut.

Tabel 4. 4 Rekapitulasi *Sequence of Operation Relay Differential*

Waktu (ms)	**ID**	**T1 (ms)**	**T2 (ms)**	**Kondisi**
20,0	Diff *Relay*	20,0	–	Phase - 87 (pick up)
40,0	HV *MTR* 1	20,0	–	Tripped by Diff *Relay* Phase - 87
40,0	MV *MTR* 1	20,0	–	Tripped by Diff *Relay* Phase - 87

Berdasarkan Tabel 4.5, dapat dijelaskan urutan kerja sistem proteksi sebagai berikut: pada t = 20,0 ms, *Relay Differential (Diff Relay)* mendeteksi adanya perbedaan arus pada zona pengamanannya dan melakukan *pick up* pada elemen Phase - 87 (elemen *Differential* fasa). Selang waktu operasi (T1) tercatat sebesar 20,0 ms, menunjukkan *Relay* bekerja secara instan (instantaneous) tanpa penundaan waktu, sesuai karakteristik *unrestrained/instantaneous Differential protection* untuk gangguan internal dengan arus gangguan yang besar. Pada t = 40,0 ms, circuit breaker sisi *HV* (*HV MTR* 1) *dan circuit breaker* sisi MV (*MV MTR* 1) trip secara bersamaan akibat perintah trip dari *Relay Differential*, konsisten dengan temuan pada Lampiran 7 bahwa tegangan pada kedua sisi sama-sama mengalami kolaps. Selisih waktu antara *pick up Relay* (20,0 ms) dan *trip breaker* (40,0 ms) adalah 20,0 ms, yang merepresentasikan waktu kerja mekanis *circuit breaker (breaker operating time*). Dengan demikian, total waktu pembersihan gangguan (total *clearing time)* sejak gangguan terjadi hingga kedua sisi *MTR* 1 terisolasi adalah 40,0 ms atau 0,04 detik, tergolong sangat cepat dan sesuai dengan tujuan utama proteksi *Differential* transformator, yaitu meminimalkan durasi paparan arus gangguan pada belitan transformator.

Aspek selektivitas juga terlihat jelas dari hasil simulasi, di mana hanya *breaker HV MTR* 1 dan *MV MTR* 1 yang menerima perintah trip, sedangkan peralatan lain pada Bus117 maupun *MTR 2* tidak terpengaruh. Hal ini menunjukkan bahwa *Relay Differential* bekerja secara selektif dan hanya mengisolasi zona yang mengalami gangguan tanpa memadamkan bagian sistem yang sehat (*unaffected*

zone).

Tampilan diagram satu garis pada Lampiran 7 juga menunjukkan indikator status pemutus tenaga secara visual, yaitu tanda silang (X) berwarna hijau pada *HV MTR* 1 (bernomor 1) dan tanda silang berwarna biru-hijau pada *MV MTR* 1 (bernomor 2), yang merepresentasikan status kedua *circuit breaker* dalam kondisi terbuka (*open/tripped*) akibat perintah trip dari *Diff Relay*. Kedua indikator ini secara visual mengonfirmasi data numerik pada Tabel 4.5, bahwa kedua breaker (*HV MTR* 1 dan *MV MTR* 1) trip secara bersamaan pada t = 40,0 ms, tanpa mempengaruhi status breaker pada *MTR* 2 yang tetap tertutup, sehingga memperkuat bukti selektivitas *Relay Differential* yang telah dibahas sebelumnya.

4.2.2 Analisis Kurva Karakteristik *Relay Differential*

Karakteristik setting *Relay Differential* yang digunakan sebagai acuan pembanding pada perhitungan verifikasi model simulasi (Tabel 3.3I) diplot bersama data hasil simulasi sebagaimana ditampilkan pada Lampiran 9.

Berdasarkan data hasil simulasi pada Lampiran 9, kotak informasi pada sudut kanan atas kurva mengonfirmasi parameter gangguan yang sama dengan Tabel 3.3, yaitu gangguan 3 fasa simetris 0,566 kA pada 275 kV di *connector* Bus117–*MTR* 1. Garis pengaturan *Relay Differential* (*Diff Relay* - P) diplot mendatar pada nilai *pick up* yang sangat kecil pada skala logaritmik kurva TCC, yang pada praktiknya merepresentasikan ambang minimum *pickup Relay* dekat titik nol.

Titik gangguan (*fault point*) diplot tepat pada garis vertikal 1 per-unit, jauh di atas nilai *pick up Relay*, sehingga kurva memperlihatkan bahwa *Relay* beroperasi pada waktu instan (mendekati garis horizontal karakteristik *unrestrained Differential*), konsisten dengan hasil *sequence of operation* pada Tabel 4.5 di mana *Relay pick up* hanya dalam waktu 20 ms. Verifikasi numerik posisi titik kerja *Relay* (Id, Ir) ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4. 5 Perhitungan Arus Operasi (Id) dan *Arus Restraint* (Ir) Model Simulasi

Besaran	**Perhitungan**	**Hasil**
Arus gangguan hasil simulasi (If)	Dibaca dari SOOP	0,566 kA = 566 A @ 275 kV
Kontribusi sisi MV (I2)	Penyulang radial, tanpa	≈ 0 A (diabaikan)

Besaran	Perhitungan	Hasil
	pembangkit lokal	
I1 dalam per-unit tap HV (model simulasi 230 MVA)	566 / 63,0	8,98 pu ≈ 9,0 pu
Arus operasi, Id = |I1 − I2|	8,98 − 0	8,98 pu
Arus restraint, Ir = (I1 + I2)/2	(8,98 + 0)/2	4,49 pu
Rasio Id/Ir	8,98 / 4,49	≈ 200%

Berdasarkan Tabel 4.6, rasio Id/Ir pada model simulasi mencapai ±200%, jauh melampaui nilai slope 2 (50%) pada Tabel 3.3 (kategori I), membuktikan titik operasi *Relay* berada jauh di dalam zona trip karakteristik *Differential*, sehingga *Relay* bekerja seketika konsisten dengan waktu *pick up* 20 ms pada Tabel 4.5.

Berdasarkan data yang dapat dilihat pada Lampiran 10, kurva karakteristik *Relay Differential* (Diff *Relay* - P) berada di atas kurva inrush transformator (*MTR* 1 Inrush), menunjukkan *Relay Differential* telah dilengkapi fitur restraint terhadap arus inrush sehingga tidak salah kerja saat energisasi transformator. Kurva *OCR* (garis merah *MTR* 1) diposisikan dengan time delay tertentu di atas marka *Full Load Ampere* (*FLA*) transformator, berfungsi sebagai proteksi cadangan yang dianalisis lebih lanjut pada sub-bab 4.2.3.

4.2.3 Analisis Koordinasi *Relay OCR Backup*

Perhitungan waktu kerja *OCR* pada model simulasi, menggunakan kurva *IEC Standard Inverse*, ditunjukkan pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Perhitungan Setting dan Waktu Kerja *Relay OCR Backup* (Model Simulasi)

Besaran	Perhitungan	Hasil
Pickup OCR (Is), asumsi 1,05 × I HV	1,05 × 63,0	66,2 A
Kelipatan arus gangguan, M = If/Is	566 / 66,2	8,55
Kurva IEC Standard Inverse: t = TMS × 0,14 / (M^0,02 − 1)	0,1 × 0,14 / (8,55^0,02 − 1)	≈ 0,32 detik
Coordination Time Interval, CTI = t *OCR* − t Diff	0,32 − 0,02	≈ 0,30 detik

Berdasarkan Tabel 4.7, *Relay OCR backup* pada model simulasi akan bekerja

pada ±0,32 detik, dengan *Coordination Time Interval* (CTI) ±0,30 detik terhadap *Relay Differential*, berada dalam rentang CTI yang direkomendasikan pada praktik koordinasi proteksi (0,2–0,4 detik). Rekapitulasi total *clearing time* untuk kedua jalur proteksi disajikan pada Tabel 4.8.

Tabel 4. 6 Rekapitulasi *Total Clearing time* Jalur Proteksi Utama dan Cadangan (Model Simulasi)

Jalur Proteksi	**Waktu Kerja *Relay***	**Waktu Buka CB (asumsi)**	**Total Clearing Time**
Differential (utama)	20 ms (0,02 s)	20 ms (0,02 s)	40 ms (0,04 s)
OCR (cadangan, jika diff gagal)	≈ 320 ms (0,32 s)	20 ms (0,02 s)	≈ 340 ms (0,34 s)

Berdasarkan Tabel 4.8, total *clearing time* pada jalur *Differential* (40 ms) jauh lebih singkat dibandingkan jalur *OCR backup* (±340 ms). Kedua nilai berada jauh di bawah batas ketahanan hubung singkat transformator daya pada umumnya (orde 2 detik menurut *IEEE* C57.109), sehingga baik proteksi utama maupun cadangan mampu mengamankan transformator sebelum batas kemampuan termal terlampaui.

4.2.4 Analisis Selektivitas dan Validasi Lapangan

Selain dari hasil simulasi pada sub-bab 4.2.1, prinsip selektivitas proteksi juga divalidasi menggunakan dokumentasi gangguan nyata (Trouble Report) pada unit transformator lain di gardu induk yang sama, yaitu *MTR* 5 (275 kV/182 MVA/33 kV), sebagaimana data pada Tabel 3.3J. Perlu ditegaskan bahwa insiden ini terjadi pada unit transformator yang berbeda dari *MTR* 1 yang menjadi fokus utama penelitian ini, namun berada pada gardu induk dan kelas tegangan yang sama (275/33 kV), sehingga tetap relevan sebagai studi kasus pembanding mengenai selektivitas dan koordinasi waktu proteksi di lapangan.

Berdasarkan diagram satu garis kondisi ‘sebelum gangguan’ yang dapat dilihat pada Lampiran 11, sistem beroperasi normal: *MTR* 5 mensuplai daya melalui breaker 152F-5 menuju rel tegangan menengah, dan salah satu *feeder* keluar (PPTr-3) menyalurkan daya menuju beban Gedung Baru IAA, Workshop SAMI, serta *Booster* E/R dan Chiller, sementara feeder SU-123 dan SR-27 beroperasi pada bay

yang berdekatan. Pada diagram kondisi ‘sesudah gangguan’, breaker 152F-5 (sisi HV *MTR* 5) dan *breaker* pada *feeder* PPTr-3 ditampilkan dalam status terbuka/trip, sedangkan *breaker* pada *feeder* SU-123 dan SR-27 tetap dalam status tertutup/bertegangan tanpa terpengaruh oleh gangguan tersebut.

Hal ini menunjukkan bahwa sistem proteksi berhasil mengisolasi secara selektif hanya pada seksi yang mengalami gangguan (*MTR* 5 dan feeder PPTr-3), tanpa memadamkan feeder lain yang sehat pada rel yang sama, sejalan dengan prinsip selektivitas proteksi. Data setting proteksi terkait insiden ini (Tabel 3.3J) menunjukkan bahwa gangguan berhasil diputus dalam waktu 60 ms pada sisi HV *MTR* 5, dengan arus gangguan pada 152F-5 tercatat ±4,2 kali arus nominal (di atas ambang setting 1,8×IN) sehingga proteksi dapat bekerja mendeteksi gangguan tersebut. Nilai 60 ms ini berada pada orde besaran yang sebanding dengan total clearing time hasil perhitungan pada *MTR* 1 (Tabel 4.8: 40 ms untuk jalur Differential dan ±340 ms untuk jalur OCR backup), sehingga secara kualitatif memperkuat kewajaran (plausibilitas) hasil analisis waktu kerja proteksi pada penelitian ini, meskipun berasal dari unit transformator yang berbeda.

Prinsip selektivitas yang teramati pada model simulasi *MTR* 1 (hanya breaker *HV MTR* 1 dan *MV MTR* 1 yang trip, *MTR* 2 tidak terpengaruh) konsisten dengan prinsip selektivitas yang teramati pada kejadian riil di lapangan pada *MTR* 5 (hanya *breaker MTR* 5 dan *feeder PPTr*-3 yang trip, feeder SU-123 dan SR-27 tetap bertegangan). Kesesuaian pola ini menjadi bukti pendukung (*supporting evidence*) bahwa performa selektivitas dan kecepatan kerja sistem proteksi yang dianalisis secara teoritis dan melalui simulasi pada penelitian ini juga konsisten dengan praktik nyata di lapangan pada peralatan sejenis.

4.2.5 Verifikasi Kinerja *Relay* Melalui Hasil Pengujian *Pre-Commissioning*

Sebagai pelengkap analisis kinerja berbasis simulasi dan data lapangan, hasil pick-up test dan trip time test pada *Relay MTR* 1 turut diperiksa. Seluruh hasil pengujian pada elemen inverse maupun instantaneous dinyatakan OK, dengan deviasi berada dalam batas toleransi yang ditetapkan (±5% untuk pick-up test dan di bawah 50 ms untuk trip time test). Hasil ini membuktikan bahwa elemen proteksi cadangan pada *Relay MTR* 1 telah bekerja sesuai spesifikasi desain pabrik sebelum

unit dioperasikan, sehingga melengkapi bukti empiris (real acceptance test) yang memperkuat hasil verifikasi analitis dan simulasi pada sub-bab 4.2.1 hingga 4.2.4.

Secara keseluruhan, hasil pada sub-bab 4.2 menjawab tujuan penelitian kedua: *Relay Differential MTR* 1 terbukti mampu mendeteksi gangguan pada zona proteksinya secara cepat (*pick up* 20 ms, total *clearing time* 40 ms), tepat berdasarkan kurva karakteristik (rasio Id/Ir ≈200%, jauh di dalam zona trip), terkoordinasi dengan baik terhadap proteksi cadangan *OCR* (CTI ≈ 0,30 detik), serta selektif terhadap peralatan di luar zona gangguan, sebagaimana juga dikonfirmasi oleh data pengujian *pre-commissioning* dan validasi lapangan pada insiden *MTR* 5.

4.3 Rekomendasi Parameter Optimal untuk Meningkatkan Keandalan Sistem Proteksi

Tujuan penelitian ketiga adalah memberikan rekomendasi parameter optimal untuk meningkatkan keandalan sistem *proteksi Relay Differential* pada transformator daya. Rekomendasi ini disusun berdasarkan sintesis hasil analisis pada sub-bab 4.1 dan 4.2, dengan mempertimbangkan aspek kesesuaian rasio CT, ambang *pickup,* slope karakteristik, serta koordinasi waktu dengan proteksi cadangan.

4.3.1 Rekomendasi Rasio CT dan Tap *Relay*

Hasil perhitungan pada Tabel 4.2 menunjukkan bahwa rasio CT terpasang saat ini (600/1 A pada sisi HV dan 5000/1 A pada sisi MV) telah menghasilkan *mismatch* tap mendekati 0% antara sisi HV dan MV. Berdasarkan hasil ini, direkomendasikan agar rasio CT yang telah terpasang dipertahankan (tidak perlu penggantian), karena secara teknis telah memberikan tingkat presisi yang sangat baik bagi kestabilan kerja *Relay Differential* pada kondisi beban normal (Id = 0 pu, Tabel 4.3) tanpa risiko mal-operasi akibat *mismatch* CT.

4.3.2 Rekomendasi Nilai *Pickup* dan Slope Karakteristik

Berdasarkan kajian pada parameter setting tipikal (Tabel 3.3I) dan hasil verifikasi rasio Id/Ir pada Tabel 4.6, nilai minimum *pickup* sebesar 0,3 pu (30% dari tap) direkomendasikan sebagai nilai yang paling seimbang untuk diterapkan pada

MTR 1, dengan pertimbangan sebagai berikut: pada nilai *pickup* yang terlalu rendah (misalnya 0,2 pu), *Relay* berisiko lebih sensitif terhadap *mismatch* kecil pada CT maupun noise pengukuran sehingga berpotensi menyebabkan false trip pada kondisi beban normal; sebaliknya, pada nilai *pickup* yang terlalu tinggi (misalnya 0,4 pu), *Relay* berisiko kurang sensitif dalam mendeteksi gangguan internal ringan pada tahap awal. Nilai 0,3 pu memberikan margin keamanan yang cukup terhadap arus mismatch normal, namun tetap cukup sensitif untuk mendeteksi gangguan internal, sebagaimana terbukti pada hasil simulasi di mana rasio Id/Ir gangguan (≈200%) berada jauh di atas slope 2 (50%) yang direkomendasikan tetap dipertahankan.

Selain itu, kurva restraint terhadap arus inrush pada Gambar 4.4 menunjukkan bahwa *Relay Differential* telah memiliki margin yang memadai di atas kurva inrush transformator, sehingga slope 1 (25%) dan slope 2 (50%) yang digunakan sebagai acuan verifikasi direkomendasikan tetap dipertahankan karena telah terbukti mampu membedakan antara arus inrush saat energisasi dengan arus gangguan internal yang sesungguhnya.

4.3.3 Rekomendasi Koordinasi Waktu dengan Proteksi Cadangan (*OCR Backup*)

Hasil perhitungan pada Tabel 4.7 menunjukkan *Coordination Time Interval* (CTI) antara *Relay Differential* dan *OCR backup* sebesar ±0,30 detik, yang berada dalam rentang praktik koordinasi proteksi yang direkomendasikan (0,2–0,4 detik). Oleh karena itu, setting TMS (*Time Multiplier Setting*) *OCR* yang digunakan pada model simulasi direkomendasikan tetap dipertahankan, karena telah memberikan margin waktu yang aman antara kerja proteksi utama (*Differential*, 40 ms) dan proteksi cadangan (OCR, ≈340 ms), sekaligus tetap berada jauh di bawah batas ketahanan termal transformator (orde 2 detik menurut IEEE C57.109, Tabel 4.8).

4.3.4 Rekomendasi Terkait Setting Proteksi Cadangan (OC1, OC2, EFIn1) yang Terpasang

Data setting proteksi cadangan yang telah terpasang pada *Relay MTR* 1 (Tabel

3.3E), yaitu OC1 dengan kurva IEC-NI pada threshold 0,75 pu dan TMS 0,095, OC2 bertipe *Definite Time* pada *threshold* 1,80 pu tanpa delay, serta EFIn1 pada threshold 0,25 pu, telah diverifikasi bekerja sesuai spesifikasi melalui hasil *pick-up test* dan *trip time test* pada Tabel 3.8 dan Tabel 3.9 (seluruh elemen dinyatakan OK dengan deviasi dalam toleransi ±5% dan di bawah 50 ms). Berdasarkan hasil verifikasi ini, seluruh setting proteksi cadangan tersebut direkomendasikan untuk dipertahankan tanpa perubahan, mengingat telah terbukti andal baik secara analitis maupun melalui pengujian *pre-commissioning* aktual.

4.3.5 Rekapitulasi Dasar Rekomendasi

Seluruh hasil perhitungan dan data, baik data real maupun hasil model simulasi, yang menjadi dasar penyusunan rekomendasi parameter optimal pada sub-bab 4.3 direkapitulasi pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Rekapitulasi Hasil Analisis *Relay Differential MTR* 1 sebagai Dasar Rekomendasi Parameter Optimal

No	Parameter	Hasil
1	Kapasitas transformator (data real)	230 MVA, 275/33 kV, %Z 14,96%
2	Arus nominal HV / MV (data real)	482,9 A / 4.024,0 A
3	Rasio CT HV / MV (data real)	600/1 A / 5000/1 A
4	Tap *Relay* HV / MV (data real)	0,8048 A / 0,8048 A (*mismatch* ≈ 0%)
5	Setting *backup* OC1 / OC2 / EFIn1	IEC-NI 0,75 pu, TMS 0,095 / DT 1,80 pu instan / DT 0,25 pu
6	Hasil *pick-up test* & *trip time test*	Seluruh elemen OK, dalam toleransi ±5% dan <50 ms
7	Estimasi arus gangguan internal (data real, batas atas)	≈ 6,68 pu (3,23 kA HV / 26,9 kA MV)
8	Arus gangguan model simulasi ETAP (230 MVA sederhana)	566 A @ 275 kV (≈ 8,98 pu terhadap model tsb.)
9	Waktu *pick up* / total *clearing time Differential* (simulasi)	20 ms / 40 ms
10	Waktu kerja *OCR backup (*estimasi) / CTI	≈ 320 ms / ≈ 300 ms
11	Validasi lapangan (kronologi gangguan *MTR* 5)	Selektivitas terjaga, *clearing time* 60 ms
12	Rekomendasi *pickup Differential*	0,3 pu (dipertahankan/diadopsi sebagai nilai seimbang)

No	Parameter	Hasil
13	Rekomendasi rasio CT	Dipertahankan (*mismatch* tap sudah ≈ 0%)
14	Rekomendasi slope 1 / slope 2	Dipertahankan pada 25% / 50%
15	Rekomendasi CTI *OCR backup*	Dipertahankan pada ≈ 0,3 detik (dalam rentang 0,2–0,4 detik)

Berdasarkan Tabel 4.9, seluruh data real (kapasitas transformator, CT/VT, setting *backup,* dan hasil *commissioning test)* dan hasil model simulasi ETAP secara bersama-sama memberikan gambaran yang saling melengkapi: data real memvalidasi kesesuaian perancangan sistem proteksi terhadap peralatan yang sesungguhnya terpasang, sedangkan model simulasi menggambarkan secara kualitatif logika kerja dan urutan operasi *Relay Differential* saat terjadi gangguan internal. Hal ini turut diperkuat oleh hasil validasi lapangan pada kronologi gangguan *MTR* 5, di mana proteksi bekerja dengan *clearing time* 60 ms tanpa mengganggu selektivitas sistem secara keseluruhan.

Dengan demikian, rekomendasi parameter optimal pada sub-bab 4.3 ini menjawab tujuan penelitian ketiga, yaitu bahwa parameter proteksi *Relay Differential MTR* 1 yang telah terpasang pada dasarnya sudah berada pada kondisi optimal (rasio CT presisi, setting *backup* terverifikasi OK), dengan rekomendasi tambahan berupa adopsi nilai *pickup* 0,3 pu sebagai titik keseimbangan antara sensitivitas dan stabilitas, serta mempertahankan CTI ≈ 0,3 detik terhadap *OCR backup* guna menjaga keandalan koordinasi proteksi utama dan cadangan.

4.4 Batasan Penelitian dan Rekomendasi Penelitian Lanjutan

Perlu ditegaskan sebagai batasan penelitian bahwa magnitudo arus gangguan dan kurva TCC pada sub-bab 4.1 dan 4.2 bersumber dari model simulasi ETAP yang disederhanakan (230 MVA), yang belum sepenuhnya merepresentasikan impedansi (%Z 14,96%) transformator real secara langsung dalam model simulasi, sebagaimana diuraikan pada sub-bab 4.1.3.

Selain itu, dokumen setting *Relay* yang tersedia pada penelitian ini menampilkan setting elemen proteksi cadangan *(OC1, OC2, EFIn1)* secara eksplisit, namun tidak menampilkan nilai persentase slope/bias dan *pickup Differential* (87) itu sendiri secara terpisah, sehingga perhitungan verifikasi karakteristik *Differential* pada sub-bab 4.2.2 tetap menggunakan parameter tipikal

(slope 1, slope 2, unrestrained *pickup*) sebagai acuan pembanding, bukan nilai setting *Differential* aktual di lapangan. Untuk penelitian lanjutan, disarankan membangun ulang model simulasi ETAP menggunakan seluruh data real pada Tabel 3.3 (230 MVA, %Z 14,96%, CT 600/1 A dan 5000/1 A, serta nilai slope/bias *Differential* aktual apabila tersedia) agar hasil simulasi merepresentasikan kondisi transformator yang sesungguhnya terpasang secara penuh, baik dari sisi magnitudo arus gangguan maupun posisi kurva karakteristik *TCC*.

BAB 5
PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan pada Bab IV mengenai kinerja *Relay Differential* pada transformator daya 275 kV/33 kV (*MTR* 1) di Gardu Induk PT INALUM, diperoleh kesimpulan berikut.

1. Simulasi sistem proteksi *Relay Differential* pada transformator daya 275 kV/33 kV menggunakan ETAP. Model simulasi sistem proteksi *Relay Differential* berhasil dibangun dan dijalankan menggunakan ETAP 19.0.1, dengan hasil perhitungan arus nominal 482,9 A (sisi HV) dan 4.024,0 A (sisi MV) yang menghasilkan tap *Relay* identik 0,8048 A pada kedua sisi (*mismatch* ≈ 0%). Simulasi pada kondisi beban normal menunjukkan arus operasi (Id) bernilai 0 pu, membuktikan model simulasi stabil sebelum skenario gangguan diterapkan. Estimasi arus gangguan internal berdasarkan impedansi transformator real (%Z = 14,96%) menghasilkan nilai ±6,68 pu (±3,23 kA sisi HV dan ±26,9 kA sisi MV). Hasil tampilan diagram satu garis pada simulasi ETAP turut memperlihatkan kolaps tegangan hampir merata pada kedua sisi transformator (0,008 kV di Bus33, 0 kV di titik gangguan, dan 0,001 kV di Bus30), yang mengonfirmasi secara visual bahwa gangguan yang disimulasikan benar berada di dalam *zona differential* (*internal fault*).
2. Kinerja *Relay Differential* dalam mendeteksi gangguan pada transformator. *Relay Differential* terbukti bekerja cepat, tepat, dan selektif. Hasil *sequence of operation* menunjukkan *Relay* melakukan *pick up* dalam 20 ms dan memerintahkan trip breaker sisi HV dan MV secara bersamaan dengan total *clearing time* 40 ms, tanpa memengaruhi transformator lain *(MTR 2*) pada sistem yang sama. Rasio arus operasi terhadap arus restraint (Id/Ir) pada saat gangguan mencapai ±200%, jauh melampaui ambang slope 2 (50%), membuktikan titik kerja *Relay* berada jauh di dalam zona trip karakteristik differential. *Relay* OCR *backup* terkoordinasi dengan baik terhadap *Relay Differential*, dengan *Coordination Time Interval* (CTI) ±0,30 detik, sesuai rentang rekomendasi praktik koordinasi proteksi (0,2–0,4 detik), dan *total clearing time* kedua jalur proteksi (40 ms dan ±340 ms) berada jauh di bawah batas ketahanan termal transformator (2 detik menurut IEEE C57.109). Seluruh hasil *pick-up test* dan *trip time test* pada pengujian *pre-commissioning* dinyatakan OK dalam batas toleransi ±5% dan di bawah 50 ms. Validasi lapangan pada kronologi gangguan *MTR 5* turut mengonfirmasi prinsip selektivitas yang sama, dengan waktu pemutusan gangguan 60

ms tanpa memadamkan feeder lain pada rel yang sama.

3. Rekomendasi parameter optimal untuk meningkatkan keandalan sistem proteksi. Berdasarkan hasil analisis pada tujuan penelitian pertama dan kedua, parameter proteksi *Relay Differential MTR* 1 yang telah terpasang pada dasarnya sudah berada pada kondisi optimal: rasio CT (600/1 A dan 5000/1 A) telah dipilih secara presisi sehingga mismatch tap mendekati 0% dan direkomendasikan untuk ditingkatkan agar semakin baik; nilai minimum *pickup* 0,3 pu direkomendasikan sebagai titik keseimbangan antara sensitivitas dan stabilitas; slope 1 (25%) dan slope 2 (50%) telah terbukti memadai untuk membedakan arus inrush dari arus gangguan internal sehingga direkomendasikan dipertahankan; serta *CTI OCR backup* ±0,3 detik direkomendasikan tetap dipertahankan karena telah berada dalam rentang koordinasi proteksi yang direkomendasikan. Setting proteksi cadangan *(OC1, OC2, EFIn1)* yang terpasang juga telah terverifikasi bekerja sesuai spesifikasi melalui hasil pengujian *pre-commissioning*, sehingga direkomendasikan untuk dipertahankan tanpa perubahan.

   Dengan demikian, ketiga tujuan penelitian yang dirumuskan pada Bab 1 telah tercapai: model simulasi sistem proteksi *Relay Differential* berhasil dibangun dan dijalankan (tujuan 1), kinerja *Relay Differential* dalam mendeteksi gangguan pada transformator terbukti cepat, tepat, dan selektif berdasarkan hasil simulasi maupun validasi lapangan (tujuan 2), serta rekomendasi parameter optimal telah dirumuskan berdasarkan sintesis data real dan hasil simulasi (tujuan 3).

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan di atas serta beberapa batasan yang ditemukan selama penelitian, berikut disampaikan saran untuk kepentingan akademis, pengembangan penelitian lanjutan, maupun kepentingan operasional PT INALUM.

5.2.1 Saran untuk Penelitian Lanjutan

a. Membangun ulang model simulasi ETAP menggunakan seluruh data real yang telah diperoleh pada penelitian ini kapasitas transformator 230 MVA, impedansi (%Z) 14,96%, serta rasio CT 600/1 A (HV) dan 5000/1 A (MV) agar hasil simulasi *Sequence-of-Operation* dan kurva TCC dapat merepresentasikan kondisi transformator yang sesungguhnya terpasang di

lapangan secara penuh, bukan model yang disederhanakan.

b. Melengkapi data setting persentase slope/bias dan *pickup Differential* (87) yang sesungguhnya dari dokumen setting *Relay* (halaman yang belum tercakup pada penelitian ini), sehingga perhitungan verifikasi karakteristik *Differential* tidak lagi menggunakan parameter tipikal/asumsi, melainkan parameter aktual yang benar-benar terpasang pada *Relay Toshiba* GRT200 di lapangan.

c. Melakukan simulasi tambahan dengan variasi jenis gangguan (gangguan 1 fasa ke tanah, 2 fasa, dan 2 fasa ke tanah) serta variasi lokasi gangguan (di luar zona *Differential/through-fault),* untuk menguji lebih menyeluruh keandalan restraint *Relay* terhadap gangguan eksternal dan memastikan *Relay* tidak mengalami mal-operasi pada kondisi tersebut.

d. Melakukan studi *load flow* dan *short-circuit* yang lebih komprehensif dengan memasukkan kontribusi impedansi sumber *(Thevenin*) dari sisi PLN maupun unit pembangkit lain (GEA1–GEA5) pada sistem kelistrikan PT INALUM, agar estimasi arus gangguan tidak hanya bergantung pada impedansi transformator semata sebagaimana pendekatan yang digunakan pada sub-bab 4.7.1.

e. Mengembangkan penelitian lanjutan mengenai studi kasus gangguan riil pada *MTR* 1 itu sendiri (apabila tersedia data *trouble report* di masa mendatang), sebagai pembanding langsung terhadap unit yang menjadi objek penelitian, melengkapi studi kasus pembanding pada *MTR 5* yang digunakan pada penelitian ini.

5.2.2 Saran untuk Pihak PT INALUM (Operasional dan Pemeliharaan)

a. Melakukan pengujian berkala (*periodic testing/maintenance test*) terhadap *Relay Differential* dan *Relay backup* pada seluruh Main Transformer secara rutin, mengikuti prosedur *pick-up test* dan *trip time test* sebagaimana dilakukan pada saat *pre-commissioning*, untuk memastikan kinerja *Relay* tetap sesuai spesifikasi seiring bertambahnya usia peralatan.

b. Melengkapi dan mendokumentasikan seluruh parameter setting *Relay Differential* (termasuk % slope/bias dan *pickup Differential*) secara terpusat

dan mudah diakses, sehingga dapat mendukung kegiatan evaluasi, audit, maupun penelitian pengembangan sistem proteksi di masa mendatang.

c. Mempertimbangkan pembaruan model simulasi/studi proteksi (*protection coordination study*) secara berkala setiap terjadi perubahan konfigurasi sistem kelistrikan, penambahan beban, atau penambahan unit pembangkit, agar setting proteksi yang digunakan tetap Relevan dan terkoordinasi dengan baik terhadap kondisi sistem terkini.

d. Mendokumentasikan setiap kejadian gangguan (*trouble report*) secara konsisten dan terstruktur, sebagaimana dokumentasi pada insiden *MTR* 5 yang digunakan sebagai studi kasus pembanding pada penelitian ini, karena data tersebut terbukti sangat bernilai untuk keperluan validasi, evaluasi kinerja proteksi, maupun pembelajaran (*lessons learned*) di kemudian hari.

e. Melakukan evaluasi lanjutan terhadap koordinasi proteksi *feeder-feeder* yang berbagi rel yang sama (seperti SU-123, SR-27, dan PPTr-3 pada kasus *Main Transformer* 5), untuk memastikan prinsip selektivitas yang telah teramati baik pada studi kasus ini tetap konsisten pada seluruh konfigurasi operasi sistem kelistrikan PT INALUM.

DAFTAR PUSTAKA

[1] A. S. Prakarsa, "Analisa Penggunaan Relai Diferensial Sebagao Proteksi Pada Transformator Daya Gardu Induk Sekarputih (PT. PLN PERSERO)," *JREEC J. Renew. Energy, Electron. Control*, vol. 4, no. 1, 2024, doi: 10.31284/j.JREEC.2024.V41i1.5784.

[2] I. Chaerah Gunadin, Yustinus Upa Sombolayuk, and Caesar William Alexander, "Analisis Kinerja Relai Diferensial Pada Sistem Proteksi Transformator Daya PLTA Bakaru," *J. Eksitasi*, vol. 2, no. 2, pp. 1–13, 2023.

[3] S. W. Simbolon, M. Aditya, S. M. Siagian, T. Listrik, T. Elektro, and P. N. Medan, "Transformator Daya Di Pt Pln Nusantara Power Updk," pp. 453–464, 2023.

[4] A. S. Muhammad Agi Haidar, "PADA," *JITET (Jurnal Inform. dan Tek. Elektro Ter.*, vol. 12, no. 3, pp. 1–10, 2024.

[5] A. N. Adnanti, "Analisis Sistem Proteksi difential Diferensial pada Transformator Daya 60 Mva di Gardu Induk Jajar Menggunakan Software ETAP," *Unpubl. Dr. Diss. Univ. Muhammadiyah Surakarta*, vol. 08, no. 2, pp. 17–31, 2022, [Online]. Available: https://eprints.ums.ac.id/id/eprint/101879%0Ahttps://eprints.ums.ac.id/101879/2/NASKAH PUBLIKASI.pdf

[6] I. B. Tamam, A. Hariayanto, H. P. Lokastithi, and T. Elektro, "Kepekaan arus inrush pada kerja *Relay* diferensial transformator daya di gardu induk duri kosambi," vol. 5, no. 1, pp. 44–49, 2015.

[7] Syukriyadin, Syahrizal, and C. R. Nakhrisya, "Analisis Proteksi *Relay* Differensial Terhadap Gangguan Internal dan Ekternal Transformator Menggunakan PSCAD/EMTDC," *J. Rekayasa Elektr.*, vol. 9, no. 3, p. 101, 2011.

[8] S. M. Farabi and R. Putri, "Analisis Sistem Proteksi *Differential Relay* Pada Transformator Daya 60 MVA di Gardu Induk Langsa Menggunakan SIMULINK MATLAB," *J. Energi Elektr.*, vol. 10, no. 2, pp. 41–47, 2022.

[9] M. Ridho, P. Siagian, and Z. Tharo, "Analisis Frekuensi Gangguan Terhadap Kinerja Sistem Proteksi Gardu Induk 150 Kv Siempat Rube," *J. Inform. dan Tek. Elektro Terap.*, vol. 12, no. 3S1, 2024, doi: 10.23960/jitet.v12i3s1.5321.

[10] A. Rahim, I. C. Gunadin, and ..., "Studi Koordinasi Relai Arus Lebih Pada Sistem Proteksi Generator dan Transformator PLTA Bakaru," *J. Eksitasi ...*, vol. 2, no. 1, pp.12–18, 2023, [Online]. Available: http://journal.unhas.ac.id/index.php/eksitasi/article/view/27112%0Ahttps://journal

.unhas.ac.id/index.php/eksitasi/article/download/27112/9879

[11] D. Agustian *et al.*, "Peran Keandalan Sistem Proteksi Sebagai Strategi Optimalisasi Distribusi Listrik Pada Jaringan Tegangan Menengah," *Pros. Semin. Nas. Teknol. Komput. dan Sains*, vol. 3, no. 1, pp. 9–14, 2025, [Online]. Available: https://prosiding.seminars.id/sainteks

[12] B. Sujiwo, A. Asri, E. Ezwarsyah, S. Meliala, A. Asran, and T. Multazam, "Proteksi Transformator Daya 260 MVA Menggunakan *Relay* Diferensial di PLTU Pangkalan Susu," *Aceh J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 5, no. 1, pp. 18–24, 2025.

[13] N. Sunaya, "Analisis Koordinasi *Over Current Relay* Dan Ground," *Progr. Stud. Tek. List. Jur. Tek. Elektro, Politek. Negeri Bali*, vol. 3, no. 1, pp. 30–40, 2020.

[14] M. R. Ardiansyah, "Penyetingan *Relay* 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," *Indones. J. Electr. Eng. Renew. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 1–8, 2024.

[15] F. Benedicto, "SISTEM PROTEKSI UNTUK PENINGKATAN KAPASITAS Oleh :," 2021.

[16] M. I. Ibrahim, R. A. Wijaya, R. A. Susilo, and P. Murdiyat, "Rancang Bangun *Relay* Diferensial Berbasis Arduino," *PoliGrid*, vol. 5, no. 1, pp. 13–19, 2024, doi: 10.46964/poligrid.v5i1.41.

[17] C. W. Alexander, "ANALISIS KINERJA RELAI DIFERENSIAL PADA SISTEM PROTEKSI TRANSFORMATOR DAYA PLTA BAKARU," *Dr. Diss. Univ. Hasanuddin*.

[18] R. Ondrialdi, U. Situmeang, and Zulfahri, "Analisis Pengujian Kualitas Isolasi Transformator Daya di PT. Indah Kiat Pulp and Paper Perawang," *SainETIn*, vol. 4, no. 2, pp. 72–81, 2020, doi: 10.31849/sainetin.v4i2.6288.

[19] I. K. Somantara, "Alat Ukur pada Transformator - Studi tentang Instrumen Pengukuran OTI dalam Pengujian Trafo Daya 3000 KVA pada tegangan 20KV di PT . Muliakeramik Indahraya HT1".

[20] I. Firlenta *et al.*, "Analisis literatur tentang penerapan hukum faraday pada transformator listrik 1)," vol. 02, pp. 20–28, 2025.

[21] G. Induk and P. Siantar, "1,2,3)," vol. 11, no. 1, pp. 44–56.

[22] J. Sirait *et al.*, "Studi Analisis Tahanan Isolasi dan Estimasi Umur Transformator Menggunakan Metode Health Index di PT PLN (Persero) UPT Cawang," vol. 23, no. 3, pp. 542–551, 2024.

[23] M. Dismarawati and I. Usrah, "Analisis Rewinding Lilitan Transformator Distribusi

150 kVA di PT Hariff Power Services," vol. 02, 2025.

[24] J. L. R. Samola, G. M. C. Mangindaan, and L. S. Patras, "Analysis of *Differential Relay* on Generator Unit 5 at Lahendong Geothermal Power Plant Units 5 and 6 (2X20 MW)," pp. 1–8.

[25] U. I. N. S. S. K. R. Doctoral dissertation, "Riko Kurniawan," *Dr. Diss. Univ. Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau*, 2023.

[26] A. Hidayat, "BAB I," *Dr. Diss. Inst. Teknol. PLN*, pp. 1–5.

[27] S. P. Muh Reza Ardiyansyah, "No Title," *Dr. Diss. Inst. Teknol. PLN*, pp. 6–39, 2021.

[28] M. R. Ardiansyah, "*Differential Relay* settings as protection on a 52 MVA Unit 4 Power Transformer PLTA Singkarak Penyetingan *Relay* Differensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya 52 MVA Unit 4 PLTA Singkarak," vol. 4, no. June, pp. 1–8, 2024.

[29] T. Distribusi and P. T. Charoen, "PENGUJIAN TEGANGAN TEMBUS MINYAK," vol. 3, no. 6, pp. 248–256, 2025.

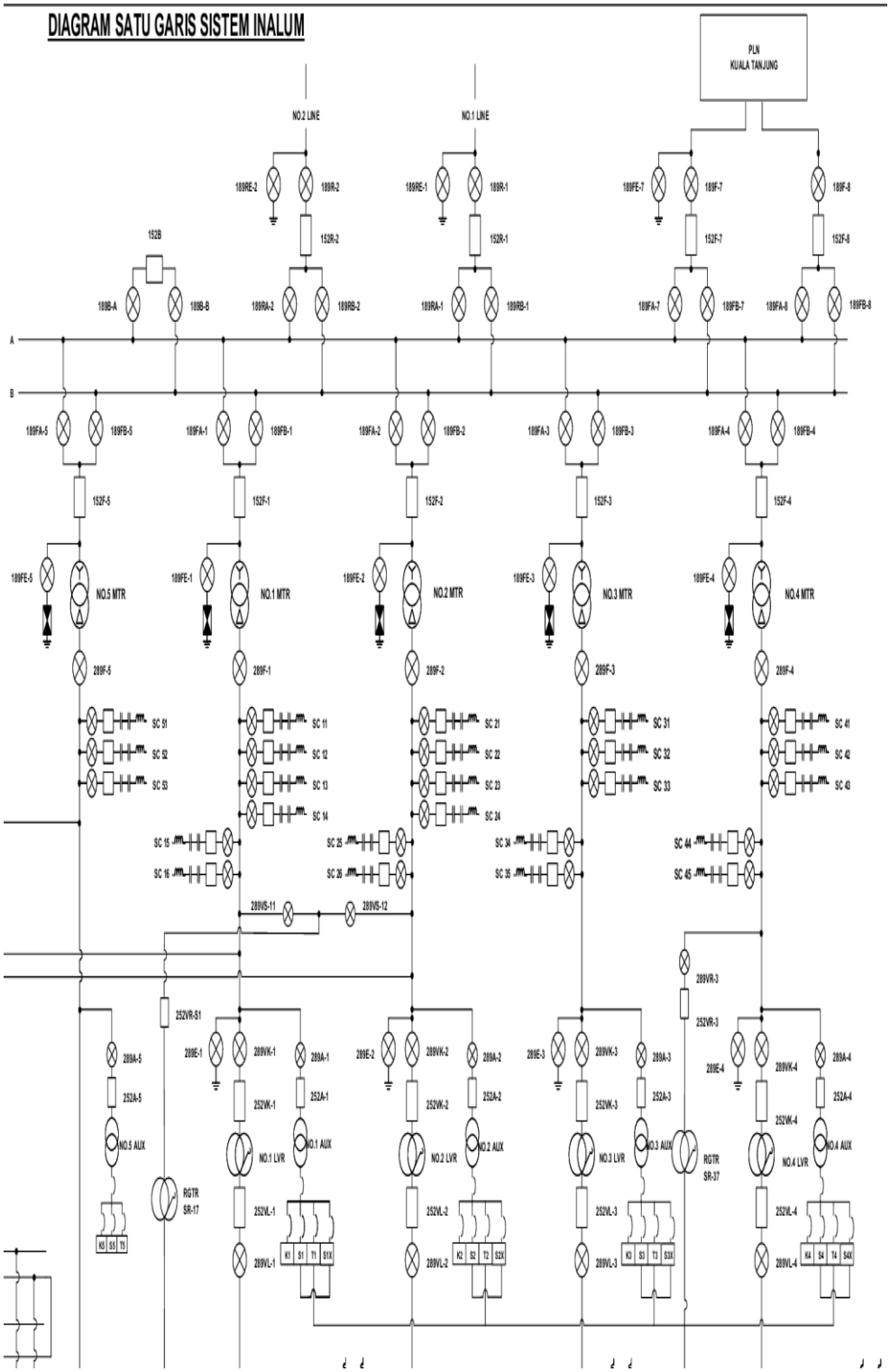
[30] M. I. Malik and A. I. Rabbika, "Fault Detection Analysis in Electrical Components Using IR Thermography : Applications and Recommendations," vol. 6, no. 2, pp. 159–171, 2025.

[31] I. M. G. Nusaman and M. P. Marbun, "Analisis Kondisi Transformator Tenaga dan Rekomendasi Tindak Lanjut Berbasis Health Index TIN : Terapan Informatika Nusantara," vol. 6, no. 10, pp. 1898–1906, 2026, doi: 10.47065/tin.v6i10.9430.

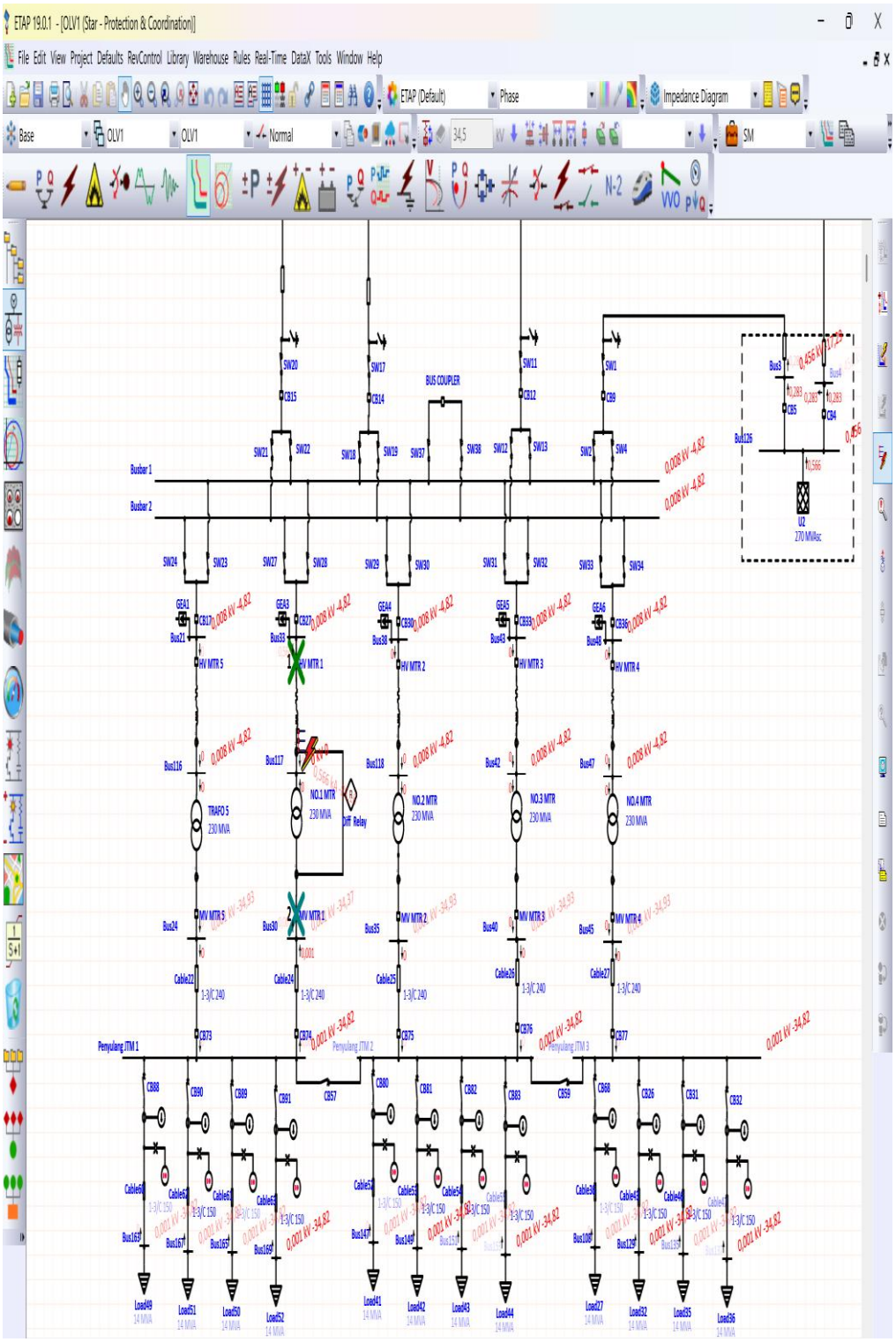
[32] A. Multi and T. Addaus, "Analisa Proteksi *Over Current Relay* (Ocr) Dan Ground Fault *Relay* (Gfr) Pada Transformator Daya Gardu Induk," *Sainstech J. Penelit. Dan Pengkaj. Sains Dan Teknol.*, vol. 32, no. 1, pp. 1–8, 2022, doi: 10.37277/stch.v32i1.1215.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Single line diagram GI PT INALUM



Lampiran 2 Single Line Diagram dengan Metode simulasi ETAP



Lampiran 3 Dokumen *Pre-commissioning* Test – General Data, Rasio CT dan VT *Relay Differential MTR* 1

PRE-COMMISSIONING TEST	TEST REPORT DIFF RELAY	NO. 1 MAIN TR	
SES	#187F-1 #151F-1 #151GF-1	MAIN TRANSFORMER	
PROTECTION RELAY	RELAY DATA SETTING	19-Jun-17	4/18

1 GENERAL DATA

Protection Name	DIFFERENTIAL PROTECTION RELAY
Manufacture	TOSHIBA
Type Of Relay	GRT200-21-233-00-33-10-111
Serial Number	VNT0346 FM 0002-2
Relay Indentification	#187F-1 #151F-1 #151GF-1
Manufacture Years	2015
Rating Current	1/5 A
Frequncy	50.0 Hz
Terminal / Test Block	
Substation	SMELTER SUBTATION (SS)
Bay	NO.1 MAIN TR
Address	275 kV MAIN TRANSFORMER
Auxiliary Supply	110 VDC

CT RATIO

Ratio CT at Prim Side Transformer	600 / 1 A
Ratio CT at Sec Side Transformer	5000 / 1A

VT RATIO

VT Prim	275 kV
VT Sec	33 kV

CT PRIMARY WINDING AT RELAY

VC1	Content
5	Phase R
7	Phase S
9	Phase T
6,8,10	Neutral

CT SECONDARY WINDING AT RELAY

VC1	Content
11	Phase R
13	Phase S
15	Phase T
12,14,16	Neutral
23 & 24	Residual

BO TERMINAL AT RELAY

TB 1	Content
21 & 22	#3_BO1
23 & 24	#3_BO2
25 & 26	#3_BO3
27 & 28	#3_BO5
29 & 30	#3_BO6

DC SUPPLY

T4	Content
29	Positif (+)
31	Negatif (-)

Approved By ;			
Section	SEE	SES	PT Citra Jatindo Prima
Name	Recky S.	MAKRUF A. H.S	Muh. Nurul Badar
Sign			
Date	20 JUN '17	20 Jun 17	20 Juni 2017

Lampiran 4 Dokumen *Pre-commissioning Test – Relay* Parameter Setting OC1/OC2/EFIn1 *MTR* 1

PRE-COMMISSIONING TEST	TEST REPORT DIFF RELAY	NO. 1 MAIN TR	
SES	#151F-1 & #151GF-1	MAIN TRANSFORMER	
PROTECTION RELAY	RELAY PARAMETER SETTING	19-Jun-17	9/18

2 SETTING VALUE OVER CURRENT AND EARTH FAULT

TYPE	SETTING RANGE	SETTING TAP	CONTENT
OC1-EN	Off/On	On	OC1 protection enable
OC1-TarWind	Primary_Secondary_ Tertiary	Primary	Target transformer winding for OC1 protection
OC1-Type	DT/IEC-NI/IEC-VI/IEC-EI/UK-LTI	IEC-NI	OC1 delay type
OC1-IDMT	0.02 - 25.00	0.75	OC1 threshold (in IDMT mode)
OC1-TMS-IEC	0.010 - 50.000	0.095	OC1 operating delay time
OC2-EN	Off/On	On	OC2 protection enable
OC2-TarWind	Primary_Secondary_ Tertiary	Primary	Target transformer winding for OC2 protection
OC2-Type	DT/IEC-NI/IEC-VI/IEC-EI/UK-LTI	DT	OC2 delay type
OC2-DT	0.02 - 25.00	1.80	OC2 time multiplier setting
TOC2 [s]	0.00 - 300.00	0	OC2 operating delay time
EFIn1-EN	Off/On	On	EFIn1 protection enable
EFIn1-TarWind	Primary_Secondary_ Tertiary	Primary	Target transformer winding for EFIn1 protection
EFIn1-DT	0.02 - 250.00	0.25	EFIn1 threshold (in DT mode)
EFIn1-TP1	Off/On	On	EFIn1 trip command output from TP1 B0 contact
Slot 3 (BIO3) #3_BO3	Off/On	On	-
		OC1-OPT	OC1 Trip Command Output Protection Operated
Slot 3 (BIO3) #3_BO4	Off/On	On	
		OC2-OPT	OC2 Trip Command Output Protection Operated
Slot 3 (BIO3) #3_BO5	Off/On	On	-
		EFIn-Trip 1	Trip Signal by EFIn protection
		EFIn-OPT	EFIn 1 protection operated
LED-11		OC1-OPT-A	OC1 protection operated (phase-A)
LED-12		OC1-OPT-B	OC1 protection operated (phase-B)
LED-13		OC1-OPT-C	OC1 protection operated (phase-C)
LED-15		OC2-OPT-A	OC2 protection operated (phase-A)
LED-16		OC2-OPT-B	OC2 protection operated (phase-B)
LED-17		OC2-OPT-C	OC2 protection operated (phase-C)
LED-19		EFIn-Trip 1	Trip 1 signal by EFIn Protection

Approved By :			
Section	SEE	SES	PT Citra Jatindo Prima
Name	Recky S.	MAEROP A.H.S	Ir. Nurul Rada
Sign			
Date	20 Jun 17	20 Jun 17	20 Juni 2017

Lampiran 5 Dokumen *Pre-commissioning Test – Pick-up Test* dan *Trip Time Test Relay Backup MTR* 1

PRE-COMMISSIONING TEST	TEST REPORT DIFF RELAY BACKUP	NO. 1 MAIN TR	
SES	#151F-1	MAIN TRANSFORMER	
PROTECTION RELAY	PICK UP & TRIP TIME	19-Jun-17	14/18

3. PICK UPTEST

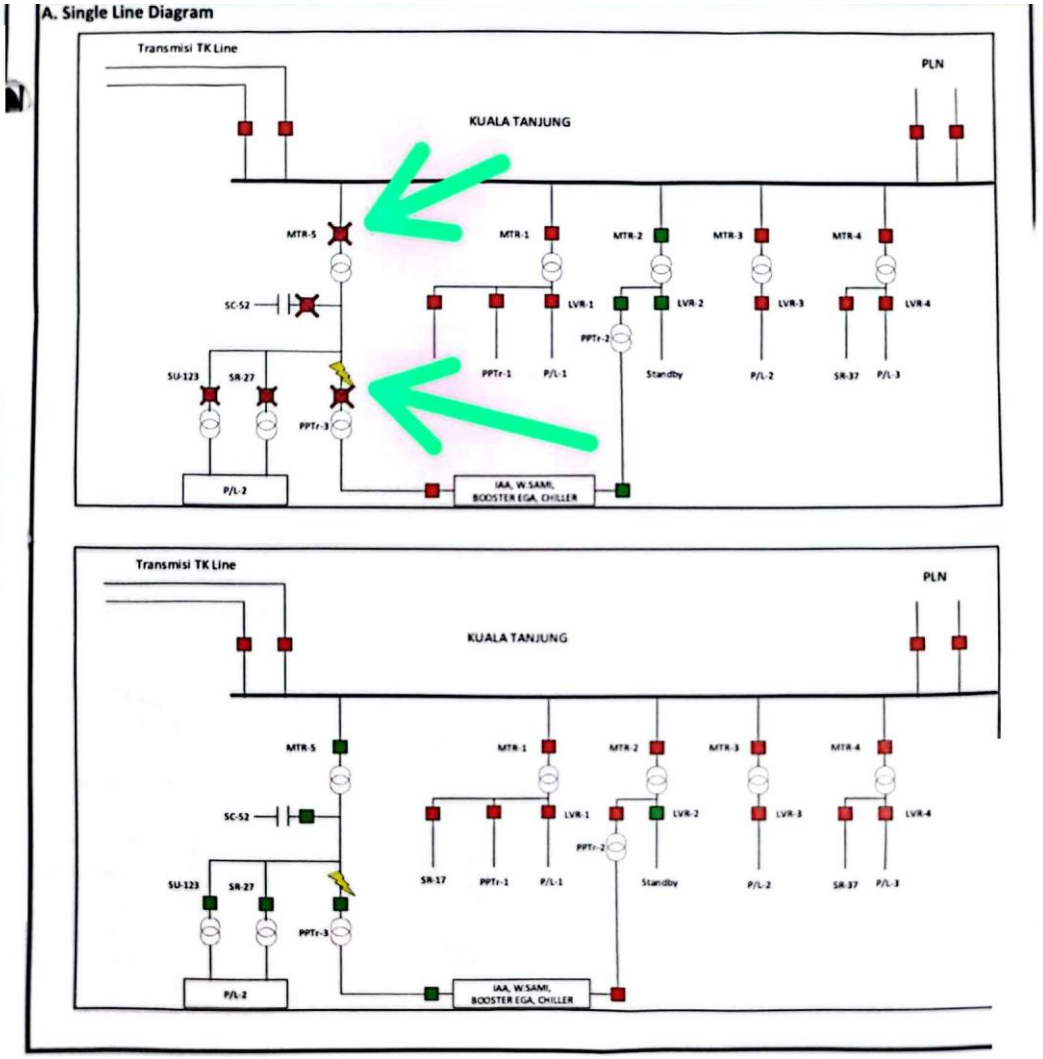
Measure	Inverse					
	I Test	Nominal	Actual	Deviation	Toleransi	Result
Phase R	690 mA – 900 mA	750.0 mA	775.0 mA	25.00 mA	± 5 % At Nominal (37,5 mA)	OK
Phase S	690 mA – 900 mA	750.0 mA	780.0 mA	30.00 mA		
Phase T	690 mA – 900 mA	750.0 mA	775.0 mA	25.00 mA		
Measure	**Instantaneous**					
	I Test	Nominal	Actual	Deviation	Toleransi	Result
Phase R	1,780 A – 1,810 A	1.800 A	1.798 A	-2.00 mA	± 5 % At Nominal (90 mA)	OK
Phase S	1,780 A – 1,810 A	1.800 A	1.798 A	-2.00 mA		
Phase T	1,780 A – 1,810 A	1.800 A	1.798 A	-2.00 mA		

4. TRIP TIME TEST

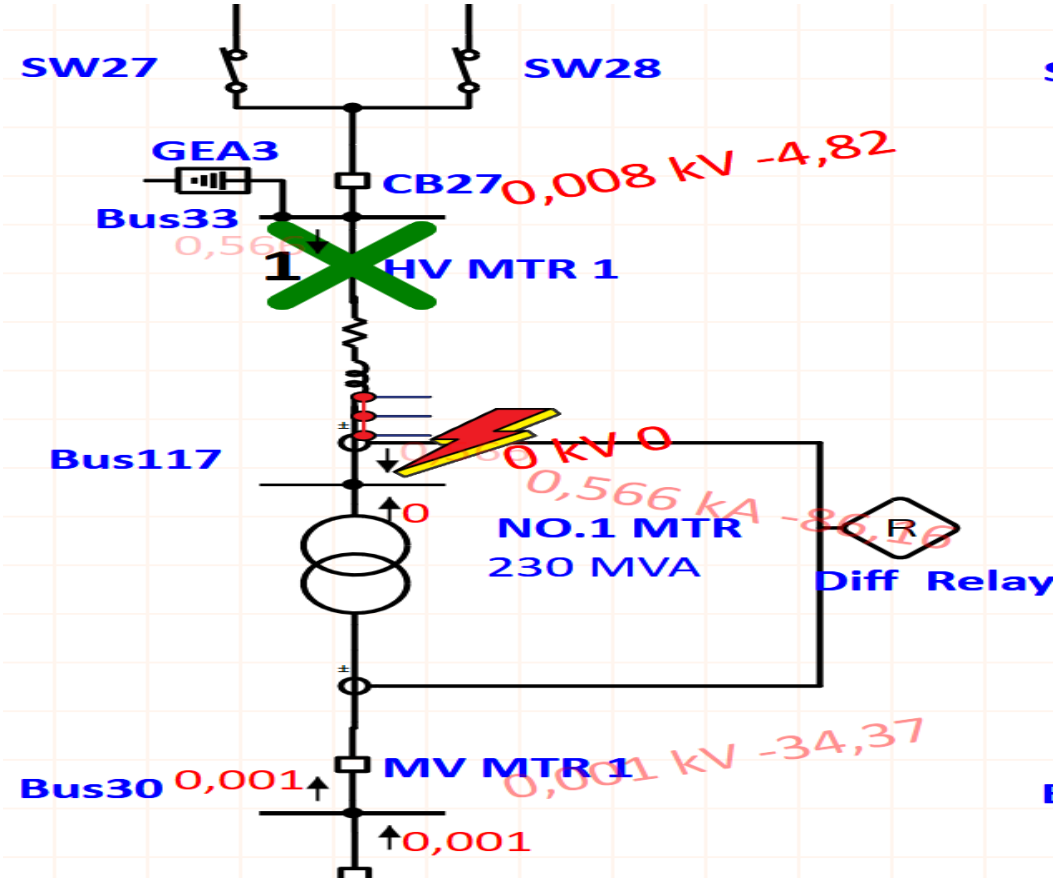
Measure	Inverse			Instantaneous	Toleransi	Result
	I-Test			I-Test		
Phasa R	1,5 A	2,250 A	3,75 A	20.00 A		
Nominal	952.80 ms	598.70 ms	406.60 ms	0.000 s	< 50 ms	OK
Actual	974.50 ms	623.70 ms	425.70 ms	37.90 ms		
Dev	21.700 ms	25.000 ms	19.100 ms	37.90 ms		
Phasa S	1,5 A	2,250 A	3,75 A	20.00 A	< 50 ms	OK
Nominal	952.80 ms	598.70 ms	406.60 ms	0.000 s		
Actual	975.90 ms	622.80 ms	430.70 ms	39.30 ms		
Dev	23.100 ms	24.100 ms	24.100 ms	39.30 ms		
Phasa T	1,5 A	2,250 A	3,75 A	20.00 A	< 50 ms	OK
Nominal	952.80 ms	598.70 ms	406.60 ms	0.000 s		
Actual	975.70 ms	621.90 ms	428.00 ms	38.10 ms		
Dev	22.900 ms	23.200 ms	21.400 ms	38.10 ms		

Approved By ;			
Section	SEE	SES	PT Citra Jatindo Prima
Name	Recky S.	MAERUF A.H.S	Muh. Nurul Badri
Sign			
Date	20 Jun 17	20 Jun 17	20 Juni 2017

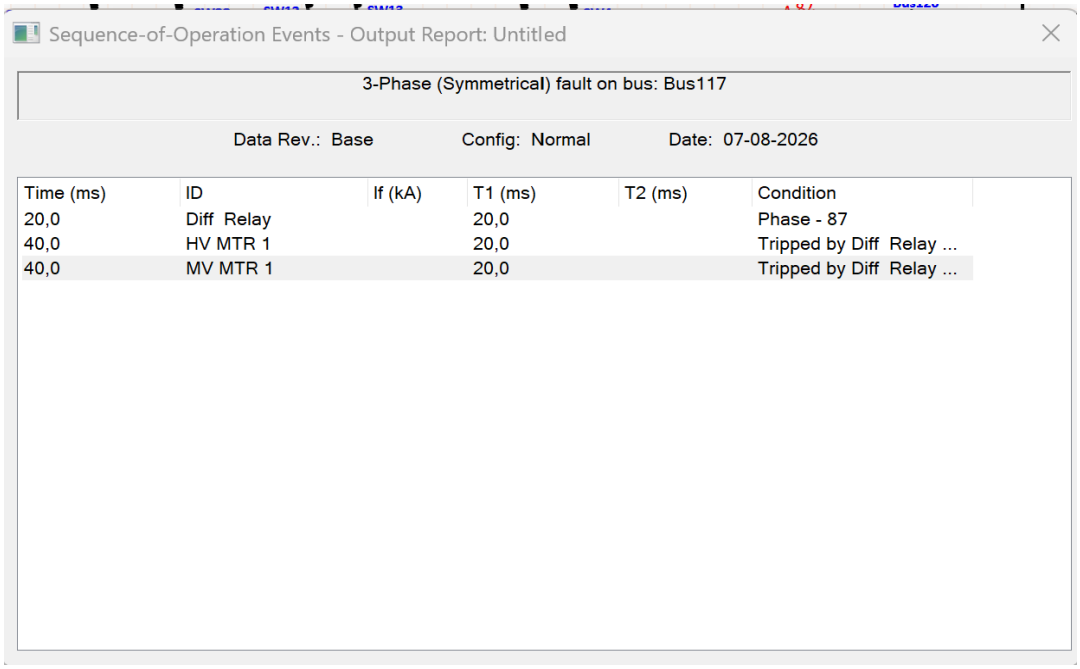
Lampiran 6 Diagram Satu Garis Kondisi Sebelum dan Sesudah Gangguan *MTR 5*, 23 Agustus 2025



Lampiran 7 Profil Tegangan dan Arus Hasil Simulasi ETAP di Sekitar Zona *Differential MTR* 1 Saat Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa



Lampiran 8 *Sequence of Operation Events* pada Gangguan 3 Fasa di *Connector Bus*117–*MTR* 1 (Model Simulasi ETAP)



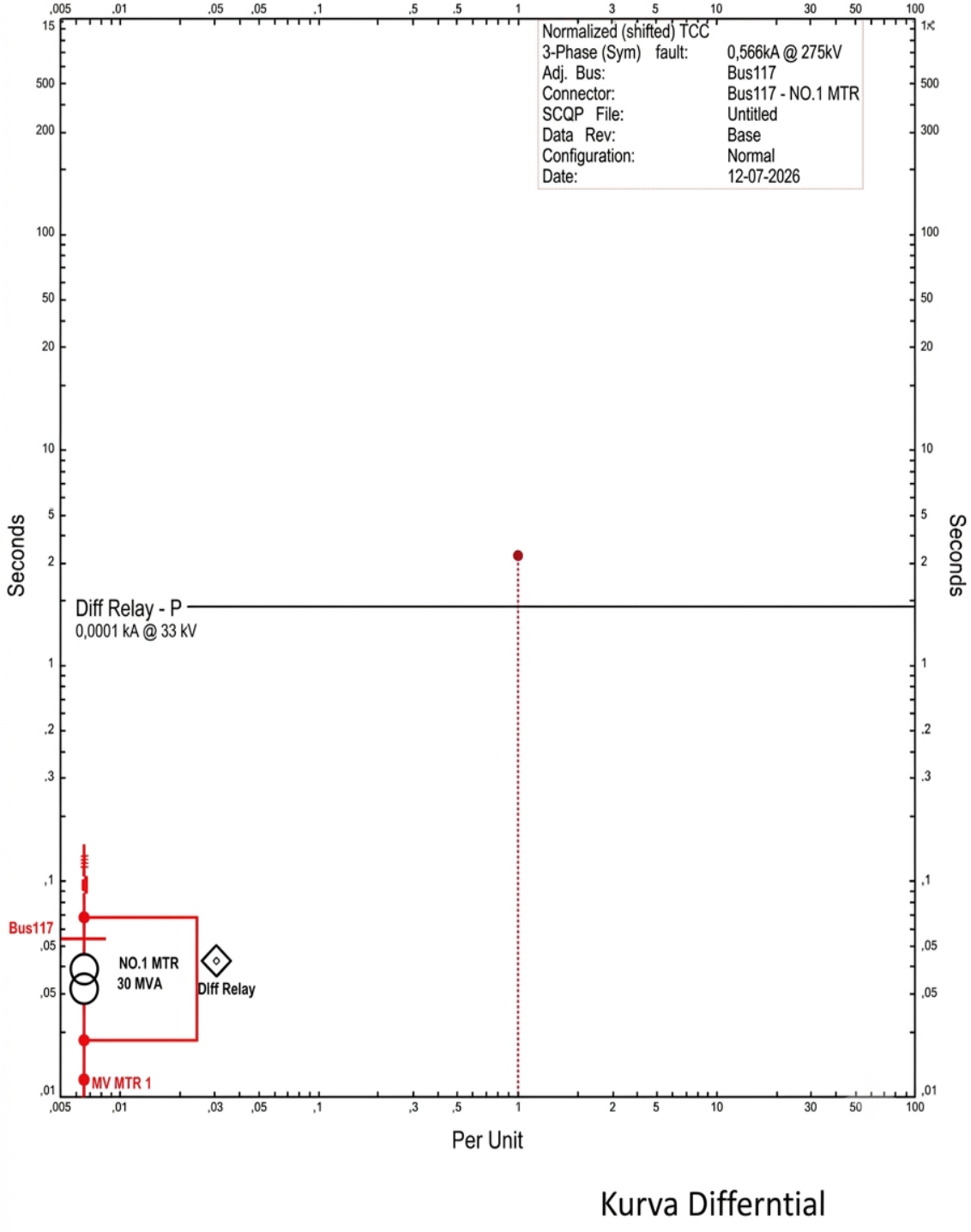
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus117

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 07-08-2026

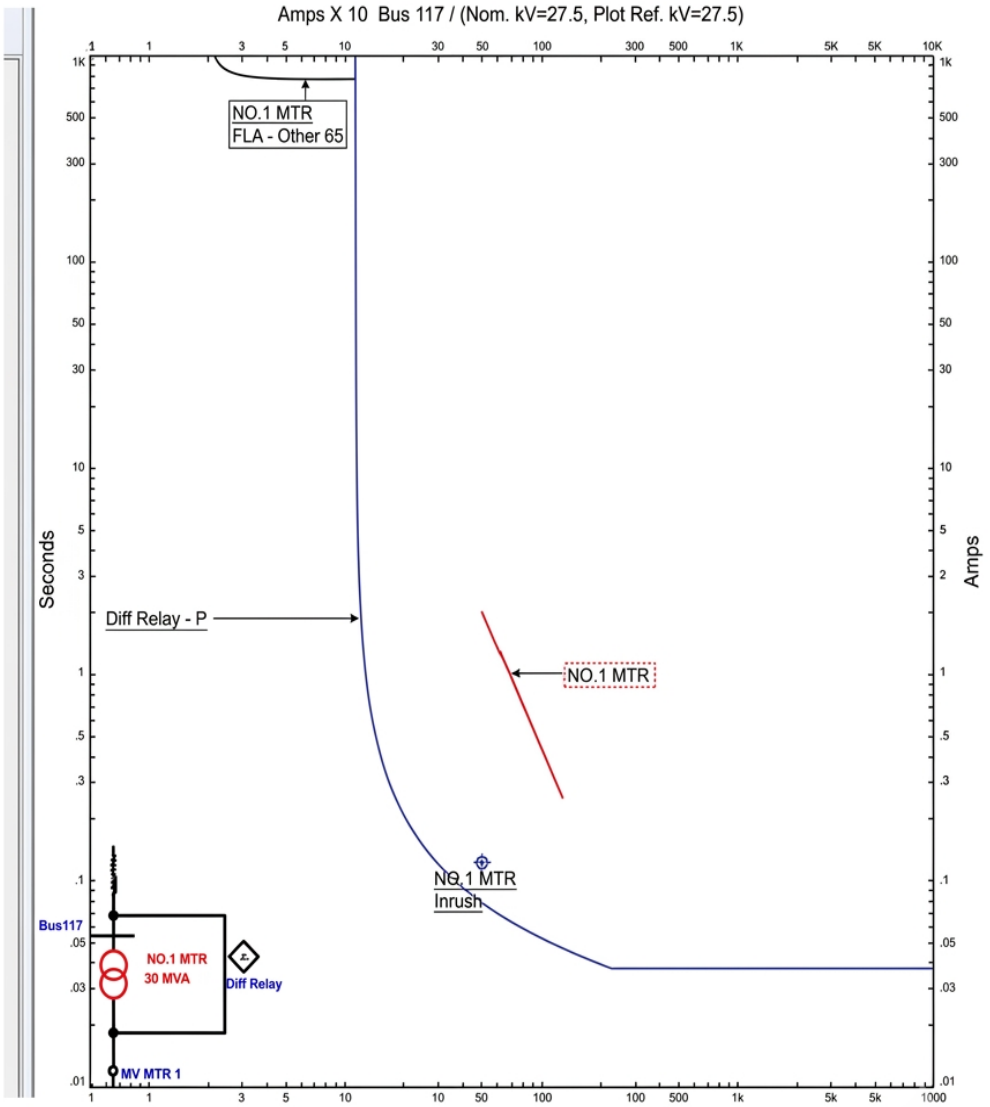
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	Diff Relay		20,0		Phase - 87
40,0	HV MTR 1		20,0		Tripped by Diff Relay ...
40,0	MV MTR 1		20,0		Tripped by Diff Relay ...

Lampiran 9 Kurva Karakteristik *Relay Differential* (Diff *Relay* - P) pada Gangguan 3 Fasa



\

Lampiran 10 Kurva Koordinasi *Relay Differential* terhadap Kurva Inrush dan *OCR Backup*



Kurva OCR Backup

Lampiran 11 Profil Tegangan dan Arus Hasil Simulasi ETAP di Sekitar Zona

Differential MTR 1 pada Kondisi Beban Normal (Tanpa Gangguan)

