



TUGAS AKHIR - EE 184801

***SETTING DIFFERENTIAL RELAY TRANSFORMER
(87T) DENGAN PERTIMBANGAN VECTOR GROUP
PADA PLTU TENAYAN 2X110 MW***

Teuku Rizki Firdausi
NRP 0711164000033

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

DEPATERMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2020



TUGAS AKHIR - EE 184801

***SETTING DIFFERENTIAL RELAY TRANSFORMER
(87T) DENGAN PERTIMBANGAN VECTOR GROUP PADA
PLTU TENAYAN 2X110 MW***

Teuku Rizki Firdausi
NRP 0711164000033

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

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2020

Halaman ini sengaja dikosongkan



FINAL PROJECT - EE 184801

***TRANSFORMER DIFFERENTIAL RELAY (87T) SETTING
IN CONSIDERATION WITH THE VECTOR GROUP IN
PLTU TENAYAN 2X110 MW***

Teuku Rizki Firdausi
NRP 0711164000033

Supervisor(s)
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Electrical Technology and Intelligent Informatics
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2020

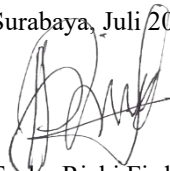
Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “*Setting Differential Relay Transformer (87T) dengan Pertimbangan Vector Group pada PLTU Tenayan 2x110 MW*” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2020



Teuku Rizki Firdausi
NRP. 0711 16 4000 0033

Halaman ini sengaja dikosongkan

**SETTING DIFFERENTIAL RELAY TRANSFORMER
(87T) DENGAN PERTIMBANGAN VECTOR GROUP
PADA PLTU TENAYAN 2X110 MW**

TUGAS AKHIR


Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



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

**SURABAYA
JULI, 2020**

Halaman ini sengaja dikosongkan

***SETTING DIFFERENTIAL RELAY TRANSFORMER
(87T) DENGAN PERTIMBANGAN VECTOR GROUP
PADA PLTU TENAYAN 2X110 MW***

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik


Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing II

14-Jul-2020


Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D.
NIP. 198208292006042001

**SURABAYA
JULI, 2020**

Halaman ini sengaja dikosongkan

SETTING DIFFERENTIAL RELAY TRANSFORMER (87T) DENGAN PERTIMBANGAN VECTOR GROUP PADA PLTU TENAYAN 2X110 MW

Nama mahasiswa : Teuku Rizki Firdausi
Dosen Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
Dosen Pembimbing II : Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) Unit Bisnis Jasa Operasi dan Pemeliharaan (UBJOM) PLTU Tenayan memiliki peralatan proteksi yang berfungsi sebagai penunjang kegiatan pembangkitan listrik. Salah satu proteksi utama yang digunakan pada PLTU Tenayan adalah *differential relay transformer (87T)*. *Differential relay* ini berfungsi melindungi *main transformer* dari gangguan dan bekerja dengan cepat dan selektif dalam memutus gangguan. Pada sistem kelistrikan PLTU Tenayan, *main transformer* maupun *transformator UAT* memiliki konfigurasi *vector group*, sehingga menyebabkan arus yang mengalir pada kedua sisi *transformator* akan berbeda, dan arus yang dirasakan oleh CT pada kedua sisi *transformator* akan berbeda pula, sehingga *relay* beroperasi tanpa adanya gangguan. Pada tanggal 9 Desember 2018, terjadi *trip* pada generator unit 1 PLTU Tenayan, sehingga menyebabkan *blackout*. Kejadian ini diduga akibat sambaran petir di sisi transmisi 150 kV. Pada Tugas Akhir ini akan dilakukan analisis *setting differential relay transformer (87T)* dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW. Hasil analisis tersebut akan digunakan sebagai referensi untuk menentukan *setting differential relay transformer* yang tepat, sehingga sistem proteksi *differential relay (87T)* dapat bekerja dengan cepat dan selektif dalam mengatasi gangguan.

Kata kunci: (*Differential Relay, Vector Group, Sistem Kelistrikan PLTU Tenayan*)

Halaman ini sengaja dikosongkan

TRANSFORMER DIFFERENTIAL RELAY (87T) SETTING IN CONSIDERATION WITH THE VECTOR GROUP IN PLTU TENAYAN 2X110 MW

Name : Teuku Rizki Firdausi
Supervisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
Supervisor II : Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) Unit Bisnis Jasa Operasi dan Pemeliharaan (UBJOM) of the PLTU Tenayan has protective equipment that serves as a support for electricity generation activities. One of the main protections used in the Tenayan power plant is differential relay transformer (87T). It to protect the main transformer from interferences and work quickly and selectively in interrupting interferences. In the electrical system of PLTU Tenayan, main transformer and UAT transformer have a vector group configuration, so that the current flowing on both sides of the transformer will be different, and the current felt by CT on both sides of the transformer will be different, so the relay operates without interference. On December 9, 2018, a trip occurred at the generator unit 1 in PLTU Tenayan, causing a blackout. This incident is allegedly due to a lightning strike on the transmission side of 150 kV. In this Final Project an analysis of differential relay transformer (87T) settings will be conducted with vector group consideration in the PLTU Tenayan 2x110 MW. The results of the analysis will be used as a reference to determine the appropriate differential relay transformer settings, so that the differential relay protection system (87T) can work quickly and selectively in overcoming interferences.

Keywords: *(Differential Relay, Vector Group, Electrical System of PLTU Tenayan)*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul “***Setting Differential Relay Transformer (87T) dengan Pertimbangan Vector Group pada PLTU Tenayan 2x110 MW***”

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Nabi Besar Muhammad SAW.
3. Ibu Herawati, S. Pd dan Bapak Ir. Teuku Fikri selaku orangtua penulis, atas segala doa dan kasih sayang yang sangat besar dan selalu memberikan penulis motivasi untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Semoga Ibu dan Bapak selalu dilindungi oleh Allah SWT dan selalu berada dalam keadaan sehat wal afiat.
4. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. selaku dosen pembimbing 1 dan Ibu Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing 2 yang selalu membimbing dan memberikan masukan kepada saya hingga tugas akhir ini selesai.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu kepada penulis.
6. Teman-teman e56 yang telah menemani selama perkuliahan.
7. Teman-teman Aceh angkatan 2016 yang telah menemani saya di perantauan, semoga kita segera sukses di jalan masing-masing.
8. Teman-teman Teknik Elektro Aceh 2016, T. M Raza Alfieri, Mar'ie Muhammad, dan Qaedi AUFAR Saifuddin Bantasyam yang telah menjadi teman seperjuangan penulis ketika menjalani perkuliahan di Teknik Elektro ITS.
9. Teman-teman LIPIST B-204 yang memberikan pengalaman luar biasa, suasana yang nyaman dan selalu memberi motivasi kepada penulis.
10. Zanul, Victor, Aliv, Finola, dan Afif sebagai sahabat seperjuangan dalam menyelesaikan topik Tugas Akhir Sistem Proteksi Kelistrikan.

11. Mas Vincentius Raki Mahindara selaku senior penulis yang banyak memberikan ilmu mengenai topik Tugas Akhir kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini tepat waktu.
12. Mas Ngurah Adi Brahmantia Putra selaku senior penulis yang banyak memberikan saran kepada penulis dalam pengerjaan tugas akhir ini.

Penulis telah berusaha maksimal dalam menyelesaikan tugas akhir ini, namun pasti masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu penulis dengan senang hati menerima kritik dan saran untuk perbaikan dan pengembangan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi siapapun yang membacanya.

Surabaya, Juli 2020

Penulis,
Teuku Rizki Firdausi
0711164000033

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Relevansi	5
BAB 2 PROTEKSI TRANSFORMER PADA SISTEM	
KELISTRIKAN	7
2.1 Transformator (<i>Transformer</i>)	7
2.2 Transformator Arus (<i>Current Transformer</i>)	8
2.3 Gangguan Hubung Singkat	10
2.3.1 Hubung Singkat Simetri	10
2.3.2 Hubung Singkat Tidak Simetri (<i>Asimetri</i>)	10
2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat	12
2.4.1 Hubung Singkat 3 Fasa	12
2.4.2 Hubung Singkat 2 Fasa	12
2.4.3 Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah	13
2.5 <i>Relay</i> Diferensial	14
2.5.1 <i>Relay</i> Diferensial pada Transformator	15
2.6 <i>Vector Group</i>	16
2.6.1 <i>Vector Group</i> dan Arus Hubung Singkat	16
BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PLTU TENAYAN 2X110 MW ...	19
3.1 Sistem Kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW	19
3.2 Kapasitas Pembangkitan dan Pembebanan di PLTU Tenayan 2x110 MW	20
3.3 Sistem Distribusi di PLTU Tenayan 2x110 MW	20

3.4	Data Teknis Generator dan Transformator	22
3.5	Sistem Proteksi Diferensial di PLTU Tenayan 2x110 MW	23
BAB 4 HASIL DAN ANALISIS DATA		27
4.1	Pemodelan Sistem Kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW	27
4.2	Aliran Daya (<i>Power Flow</i>)	27
4.3	Arus Gangguan Hubung Singkat	28
4.4	Analisis Kondisi <i>Eksisting</i>	29
4.4.1	<i>Setting Differential Relay Transformer</i> (87T) pada Transformator 125 MVA.....	29
4.5	Analisis Kondisi <i>Resetting</i>	30
4.5.1	<i>Setting Differential Relay Transformer</i> (87T) pada Transformator 125 MVA.....	30
4.5.1.1	Analisis <i>Resetting</i> Kondisi Normal.....	32
4.5.1.2	Analisis <i>Resetting</i> Kondisi Gangguan Eksternal.....	33
4.5.1.3	Analisis <i>Resetting</i> Kondisi Gangguan Internal	60
BAB 5 PENUTUP		75
5.1	Kesimpulan.....	75
5.2	Saran	75
DAFTAR PUSTAKA		77
BIODATA PENULIS		79

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Konstruksi transformator arus (CT) [4]	8
Gambar 2.2	Pemodelan <i>wiring</i> CT yang benar dengan kondisi gangguan eksternal	8
Gambar 2.3	Pemodelan <i>wiring</i> CT yang benar dengan kondisi gangguan internal.....	9
Gambar 2.4	Pemodelan <i>wiring</i> CT yang salah dengan kondisi gangguan internal.....	9
Gambar 2.5	Pemodelan <i>wiring</i> CT yang salah dengan kondisi gangguan eksternal	10
Gambar 2.6	Komponen urutan positif [6].....	11
Gambar 2.7	Komponen urutan negative [6]	11
Gambar 2.8	Komponen urutan nol [6].....	12
Gambar 2.9	Pemodelan hubung singkat 3 fasa.....	12
Gambar 2.10	Pemodelan hubung singkat 2 fasa.....	13
Gambar 2.11	Pemodelan hubung singkat 1 fasa ke tanah.....	13
Gambar 2.12	(a) <i>Relay</i> diferensial saat kondisi normal (gangguan eksternal), dan (b) <i>Relay</i> diferensial saat terjadi gangguan internal [8].....	14
Gambar 2.13	Kurva karakteristik <i>relay</i> diferensial [8]	15
Gambar 2.14	Prinsip dasar proteksi <i>relay</i> diferensial sistem 3 fasa pada (a) Generator/motor dan (b) transformator [9] ..	15
Gambar 2.15	Penamaan <i>vector group</i> pada transformator [9]	16
Gambar 2.16	Skema perbandingan arus dengan konversi <i>vector group</i> pada transform. [9]	17
Gambar 3.1	<i>Single Line Diagram</i> PLTU Tenayan 2x110 MW	19
Gambar 3.2	Ilustrasi <i>overlapping</i> zona proteksi <i>differential relay</i> di PLTU Tenayan 2x110 MW	25
Gambar 4.1	Ilustrasi aliran daya di PLTU Tenayan 2x110 MW pada saat kondisi normal	27
Gambar 4.3	Skema <i>wiring</i> dan pemodelan area perlindungan <i>differential relay transformer</i> (87T) pada transformator 125 MVA.....	30
Gambar 4.4	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) pada transformator 125 MVA saat kondisi normal	32
Gambar 4.5	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di	

	sekunder).....	33
Gambar 4.6	Rangkaian transformator 125 MVA dengan <i>vector group</i> Ynd11 saat terjadi gangguan singkat L-L di sisi primer (150 kV).....	34
Gambar 4.7	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA	36
Gambar 4.8	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder).....	39
Gambar 4.9	Rangkaian transformator 125 MVA dengan <i>vector group</i> Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV).....	40
Gambar 4.10	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA	42
Gambar 4.11	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder).....	43
Gambar 4.12	Rangkaian transformator 125 MVA dengan <i>vector group</i> Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi primer (150 kV)	44
Gambar 4.13	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA	46
Gambar 4.14	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder).....	49
Gambar 4.15	Rangkaian transformator 125 MVA dengan <i>vector group</i> Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV)	49
Gambar 4.16	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA	51
Gambar 4.17	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder	

	(13,8 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder)	54
Gambar 4.18	Rangkaian transformator 125 MVA dengan <i>vector group</i> Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV)	55
Gambar 4.19	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA	57
Gambar 4.20	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA	58
Gambar 4.21	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA	60
Gambar 4.22	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal 3 fasa di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA	63
Gambar 4.23	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-G di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA	65
Gambar 4.24	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi sekunder (13,8 kV) pada transformator 125 MVA.....	68
Gambar 4.25	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) pada transformator 125 MVA.....	71
Gambar 4.26	Skema <i>differential relay transformer</i> (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) pada transformator 125 MVA.....	72
Gambar 4.27	Kurva karakteristik <i>differential relay transformer</i> (87T) transformator 125 MVA dengan $I_{diff\ pickup} = 1,5 I_e$	73

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Kapasitas pembangkitan generator di PLTU Tenayan 2x110 MW.....	20
Tabel 3.2	Kapasitas pembebanan pada <i>busbar</i> utama di PLTU Tenayan 2x110 MW	20
Tabel 3.3	Data level tegangan bus di PLTU Tenayan 2x110 MW	21
Tabel 3.4	Data transformator pada sistem distribusi PLTU Tenayan 2x110 MW.....	22
Tabel 3.5	Jenis <i>differential relay</i> pada PTLU Tenayan 2x110 MW ...	25
Tabel 4.1	Data arus hubung singkat $\frac{1}{2}$ <i>cycle</i>	28
Tabel 4.2	Data arus hubung singkat $\frac{1}{2}$ <i>cycle</i> (lanjutan)	29
Tabel 4.3	Data <i>setting differential relay transformer</i> (87T) pada transformator 125 MVA per januari 2019.....	29

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem kelistrikan pada industri dapat dikatakan baik ketika memiliki kontinuitas listrik yang baik. Salah satu faktor untuk menjaga kontinuitas listrik yang baik adalah dengan mencegah terjadinya gangguan. Gangguan sistem kelistrikan dapat diakibatkan oleh kerusakan peralatan, gangguan dari luar sistem kelistrikan, atau kesalahan pengoperasian [1]. Gangguan tersebut dapat dicegah dengan pemasangan sistem proteksi yang tepat. Sistem proteksi kelistrikan harus bekerja dengan cepat untuk mengisolasi gangguan. Selain itu, sistem proteksi kelistrikan harus selektif dalam menghilangkan gangguan, memiliki sensitivitas yang baik, dan memiliki keandalan yang tinggi [2]. Ketika arus gangguan muncul maka sistem proteksi harus mampu untuk memutuskan arus gangguan dengan cepat sebelum terjadi kerusakan atau kebakaran pada peralatan serta membatasi gangguan tersebut agar tidak meluas ke sistem. Oleh karena itu, sistem proteksi harus di *setting* dengan baik supaya dapat melakukan fungsinya dengan tepat.

Sebagai perusahaan pembangkitan, PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) Unit Bisnis Jasa Operasi dan Pemeliharaan (UBJOM) PLTU Tenayan memiliki peralatan proteksi yang berfungsi sebagai penunjang kegiatan pembangkitan listrik. Namun, seiring berjalannya waktu, peralatan tersebut perlu dievaluasi ulang demi menjaga fungsi dan selektivitas sistem proteksi tenaga listrik. Tanpa adanya evaluasi secara komprehensif, dikhawatirkan peralatan proteksi justru menyebabkan *fault trip*.

Salah satu proteksi utama yang digunakan di PT. PJB PLTU Tenayan 2x110 MW adalah *differential relay transformer* (87T). *Differential relay* ini berfungsi melindungi *main* transformator dari gangguan dan bekerja dengan cepat dan selektif dalam memutuskan gangguan. Pada sistem kelistrikan PLTU Tenayan, *main* transformator maupun *Unit Auxiliary Transformer* (UAT) memiliki konfigurasi *vector group*, sehingga menyebabkan arus yang mengalir pada kedua sisi transformator akan berbeda, sehingga arus yang dirasakan oleh CT (*Current Transformer*) pada kedua sisi transformator akan berbeda pula dan menyebabkan *relay* beroperasi tanpa adanya gangguan.

Pada tanggal 9 Desember 2018, terjadi *trip* pada generator unit 1 PT.

PJB PLTU Tenayan 2x110 MW, sehingga menyebabkan *blackout*. Kejadian ini diduga akibat sambaran petir di sisi transmisi 150 kV. Kejadian ini memicu adanya *trigger* dari aktifnya fungsi *relay* diferensial.

Oleh karena itu, pada Tugas Akhir ini akan dilakukan analisis *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW. Hasil analisis tersebut akan digunakan sebagai referensi untuk menentukan *setting differential relay transformer* yang tepat agar sistem proteksi *relay* diferensial (87T) dapat bekerja dengan cepat dan selektif dalam memutus arus gangguan. Sehingga sistem proteksi *relay* diferensial (87T) dapat bekerja dengan cepat dan selektif dalam mengatasi gangguan.

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang di bahas pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Analisis terhadap sistem proteksi *differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW untuk menjamin keandalan dari sistem kelistrikan secara keseluruhan.
2. Menentukan nilai *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW.

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Memodelkan, mensimulasikan, dan menganalisis sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW.
2. Melakukan analisis *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW.
3. Mendapatkan rekomendasi *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diberikan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Sistem kelistrikan yang di bahas pada tugas akhir ini merupakan

- sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW.
2. Peralatan proteksi yang dibahas adalah *differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group*.
 3. Pada tugas akhir ini *setting differential relay* tanpa adanya pertimbangan *inrush current* pada transformator.
 4. Manufaktur *differential relay* yang digunakan untuk proteksi *transformer* (87T) adalah *relay NR Electric* dengan jenis *RCS-985A Generator Protection*.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi literatur
Mempelajari teori, konsep perhitungan, dan cara *setting differential relay transformer* (87T), dan juga mempelajari referensi-referensi terkait dengan permasalahan pada tugas akhir ini.
2. Pengumpulan data
Mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW yang meliputi *single line diagram* (SLD), dan data peralatan yang digunakan seperti *rating generator*, *transformator*, *busbar*, *Current Transformer* (CT), kabel, beban, dan juga manufaktur *relay*.
3. Pemodelan sistem kelistrikan
Memodelkan sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW dalam bentuk *single line diagram* (SLD) menggunakan *software ETAP 12.6.0*. Pemodelan ini bertujuan agar dapat melakukan analisis *load flow* dan *short circuit*.
4. Simulasi *Load Flow*
Simulasi *load flow* bertujuan untuk mengetahui aliran daya serta tegangan pada *busbar* di sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW. Simulasi ini dilakukan dengan menggunakan *software ETAP 12.6.0*.
5. Simulasi *Short Circuit* dan konversi *vector group* pada transformator
Simulasi *short circuit* bertujuan untuk mencari arus *short circuit* 1 fasa, 2 fasa, dan 3 fasa ketika gangguan internal maupun eksternal. Simulasi ini menggunakan *software ETAP 12.6.0*. Nilai arus gangguan tersebut akan digunakan sebagai parameter untuk

setting differential relay transformer (87T). Kemudian dilanjutkan dengan perhitungan konversi *vector group* pada transformator untuk mengetahui pengaruh *vector group* terhadap arus pada sisi transformator. Hasil dari tahapan ini akan digunakan untuk *setting differential relay transformer* (87T).

6. Perhitungan *Setting Relay*
Parameter-parameter yang telah diperoleh dari hasil simulasi akan digunakan untuk melakukan perhitungan nilai *setting differential relay transformer* (87T). Parameter-parameter setting relay terdiri dari I_{diff} , $I_{restraint}$, dan *slope*.
7. Analisis *Setting Relay*
Menganalisis nilai I_{diff} , $I_{restrain}$, dan *slope* yang diperoleh untuk menentukan *setting differential relay* yang tepat. Analisis ini dilakukan dengan cara meng-plot parameter setting pada *ms. excel*, dan menentukan hasil *plot* sesuai dengan kurva karakteristik *percentage current differential*. Apabila belum sesuai, maka perlu di *setting* ulang.
8. Penyusunan laporan tugas akhir
Setelah melakukan analisis hasil pengujian dari simulasi, maka ditarik suatu kesimpulan dari hasil yang diperoleh. setelah kesimpulan juga diakhiri dengan saran untuk penelitian selanjutnya dan dilanjutkan dengan penyusunan laporan.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut :

Bab 1 : PENDAHULUAN

Bab ini meliputi latar belakang, permasalahan, tujuan, batasan masalah, metodologi pengerjaan, sistematika penulisan dan manfaat dari tugas akhir.

Bab 2 : PROTEKSI TRANSFORMER PADA SISTEM KELISTRIKAN

Bab ini menjelaskan mengenai dasar teori dan kajian pustaka yang digunakan sebagai penunjang dan referensi untuk penyusunan tugas akhir ini.

Bab 3 : SISTEM KELISTRIKAN PLTU TENAYAN 2X110 MW

Bab ini menjelaskan mengenai sistem kelistrikan pada PLTU Tenayan 2x110 MW.

Bab 4 : HASIL DAN ANALISIS DATA

Bab ini menjelaskan hasil simulasi yang telah dilakukan

dengan *software ETAP 12.6.0*. Bab ini juga berisi perhitungan konversi *vector group* dan perhitungan *setting differential relay transformer (87T)* dengan menggunakan parameter yang telah diperoleh dari hasil simulasi serta rekomendasi *setting* rele diferensial agar sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW terjaga dengan baik.

Bab 5 : PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Sebagai bahan pertimbangan di PLTU Tenayan 2x110 MW dalam melakukan *setting differential relay transformer (87T)* agar *relay* dapat bekerja pada gangguan internal.
2. Sebagai bahan referensi untuk pengerjaan tugas akhir ataupun penelitian dengan topik yang serupa.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2

PROTEKSI TRANSFORMER PADA SISTEM KELISTRIKAN

Berdasarkan IEEE Std 242-2001 [1], fungsi dari proteksi sistem kelistrikan adalah melindungi peralatan apabila ada gangguan dengan cara membatasi jangkauan dan lamanya durasi gangguan yang diakibatkan oleh *human error* (kesalahan manusia), kegagalan peralatan, maupun peristiwa alam yang dapat mengganggu sistem kelistrikan. Kedua, proteksi sistem kelistrikan juga untuk meminimalkan kerusakan peralatan listrik yang terkena gangguan sehingga gangguan tersebut tidak meluas ke sistem. Sehingga kerugian yang diakibatkan oleh gangguan tersebut dapat diminimalisir.

2.1 Transformator (*Transformer*)

Di pembangkit listrik yang berkapasitas besar (lebih 100 MW) terdapat berbagai jenis transformator [3], Berikut jenis transformator yang ada di pembangkit listrik:

a) Transformator Penaik Tegangan Generator

Tegangan keluaran dari generator umumnya tegangan menengah (23 kV), karena itu apabila generator dihubungkan dengan *busbar* yang level tegangan yang lebih tinggi (missal 150 kV) maka perlu adanya transformator penaik tegangan sebelum dihubungkan ke *busbar* tersebut. Transformator penaik tegangan generator umunya satu kesatuan dengan generator terutama dalam hal proteksi.

b) Transformator unit pembangkit

Transformator ini berfungsi mengambil daya langsung dari keluaran generator yang digunakan untuk memasok daya alat-alat bantu di pembangkit listrik seperti motor pompa pendingin, motor pompa minyak pelumas, dan lainnya.

c) Transformator pemakaian sendiri

Transformator pemakaian sendiri ini berfungsi untuk memasok daya ke *busbar* pemakaian sendiri, yang terdiri dari instalasi penerangan, baterai aki, mesin pengangkat, dan lainnya.

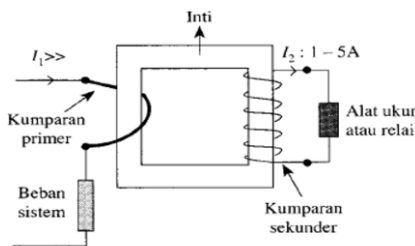
d) Transformator antar-*busbar*

Transformator antar-*busbar* berfungsi untuk menyuplai daya listrik ke *busbar* dengan tegangan operasi yang berbeda. Biasanya dalam sistem pembangkitan listrik diperlukan untuk distribusi di sekitar pembangkit (6

kV – 40 kV) dan untuk transmisi jarak jauh (>60 kV).

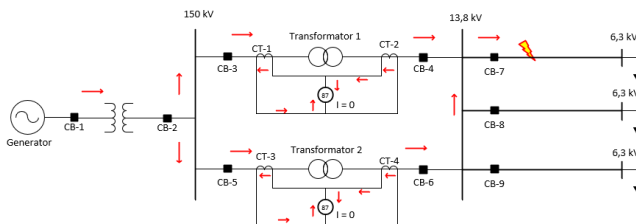
2.2 Transformator Arus (*Current Transformer*)

Transformator arus atau *Current Transformer* (CT) adalah peralatan listrik yang berfungsi untuk mentransformasi arus listrik agar dapat digunakan untuk keperluan pengukuran dan rele proteksi. CT digunakan untuk pengukuran arus yang besarnya ratusan ampere yang mengalir melalui jaringan sehingga harus di transformasi supaya sesuai dengan *rating* peralatan. Pemodelan konstruksi transformator arus dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Konstruksi transformator arus (CT) [4]

Pada Gambar 2.1, dapat dilihat bahwa kumparan primer CT dihubungkan seri dengan sistem sedangkan kumparan sekunder dihubungkan dengan rele proteksi. Transformator arus dibutuhkan untuk mengubah arus kuat menjadi arus lemah sebesar 1-5 A yang sebanding dan satu fasa dengan arus primer.

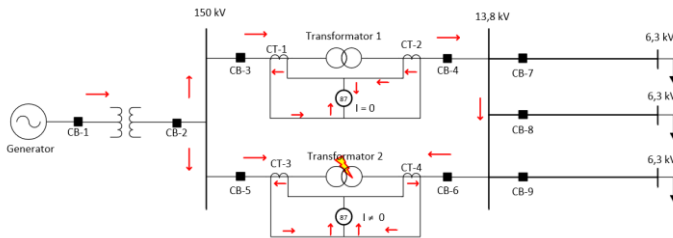


Gambar 2.2 Pemodelan *wiring* CT yang benar dengan kondisi gangguan eksternal

Dalam sistem proteksi rele diferensial, pemasangan *wiring* CT sangat penting untuk diperhatikan. Apabila *wiring* CT salah maka akan

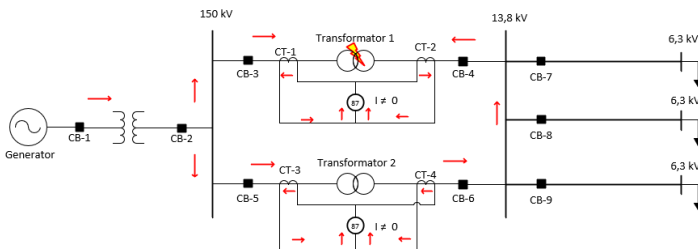
menyebabkan rele diferensial bekerja tanpa adanya gangguan sehingga menyebabkan kesalahan *trip*. Untuk pemodelan *wiring* dapat dilihat pada Gambar 2.2, berdasarkan gambar tersebut dapat dilihat bahwa ketika gangguan eksternal rele diferensial tidak akan bekerja ($I = 0$), sehingga peralatan listrik akan beroperasi sebagaimana mestinya.

Sedangkan ketika gangguan internal pada transformator 2, berdasarkan Gambar 2.3, dapat dilihat bahwa rele diferensial akan bekerja sehingga CB-5 dan CB-6 akan *trip*, sehingga gangguan tidak menyebar ke sistem. Ini merupakan kondisi *wiring* CT yang benar, sehingga sistem proteksi akan bekerja sebagaimana mestinya.



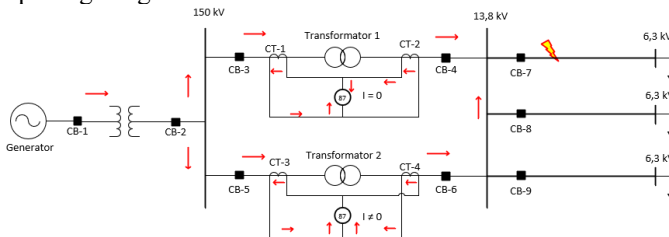
Gambar 2.3 Pemodelan *wiring* CT yang benar dengan kondisi gangguan internal

Namun, apabila *wiring* CT salah, maka akan menimbulkan pembacaan yang salah pada rele diferensial, sehingga menyebabkan rele beroperasi dan CB (*Circuit Breaker*) akan *trip*. Berdasarkan Gambar 2.4 dan Gambar 2.5, *wiring* CT-4 salah, ketika terjadi gangguan internal pada transformator 1, rele diferensial pada transformator 2 juga ikut beroperasi sehingga menyebabkan CB-5 dan CB-6 *trip*. Sehingga rele diferensial pada transformator 2 akan beroperasi tanpa adanya gangguan.



Gambar 2.4 Pemodelan *wiring* CT yang salah dengan kondisi gangguan internal

Begitu juga ketika ada gangguan eksternal, rele diferensial pada transformator 2 akan beroperasi dan CB-5 dan CB-6 akan *trip*, sehingga rele diferensial akan beroperasi tanpa adanya gangguan. Hal ini tentu disebabkan oleh *wiring* CT yang salah sehingga rele diferensial mengalami kesalahan kerja. Oleh karena itu, dalam sistem proteksi rele diferensial *wiring* CT sangat mempengaruhi pembacaan rele, sehingga harus dipasang dengan benar.



Gambar 2.5 Pemodelan *wiring* CT yang salah dengan kondisi gangguan eksternal

2.3 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat didefinisikan sebagai suatu hubungan abnormal terjadi secara kebetulan atau disengaja pada sistem tenaga listrik melalui impedansi yang relatif rendah antara dua titik yang mempunyai potensial yang berbeda pada keadaan normal [5]. Gangguan hubung singkat dalam sistem tenaga listrik dapat dikelompokkan menjadi 2 jenis, yaitu gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat tidak simetri (*asimetri*). Contoh dari gangguan hubung singkat simetri adalah hubung singkat 3 fasa, sedangkan hubung singkat tidak simetri (*asimetri*) yaitu hubung singkat satu fasa ke tanah, hubung singkat dua fasa, hubung singkat dua fasa ke tanah, dan hubung singkat tiga fasa ke tanah [6]. Gangguan hubung singkat menyebabkan kenaikan nilai arus yang dapat membahayakan peralatan listrik.

2.3.1 Hubung Singkat Simetri

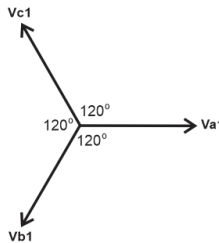
Hubung singkat simetri merupakan hubung singkat yang terjadi pada semua fasa (3 fasa). Pada kejadian hubung singkat simetri, besar arus tiap fasa adalah sama dan terdapat perbedaan fasa sebesar 120° .

2.3.2 Hubung Singkat Tidak Simetri (*Asimetri*)

Hubung singkat tidak simetri (*asimetri*) adalah hubung singkat yang

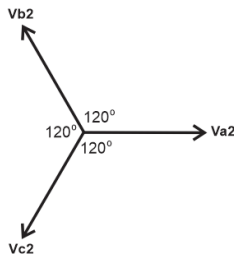
menyebabkan besaran arus pada setiap fasanya tidaklah sama. karena arus pada setiap fasa tidak sama sehingga dibutuhkan komponen simetri untuk merepresentasikan keadaan tidak simetri menjadi keadaan simetri.

- Komponen Urutan Positif (*Positive Sequence*)
Komponen urutan positif terdiri dari tiga buah fasor yang sama, memiliki perbedaan fasa sebesar 120° antara satu dengan yang lainnya, dan memiliki urutan fasa yang sama seperti fasor aslinya.



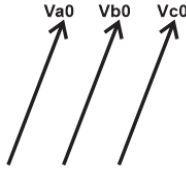
Gambar 2.6 Komponen urutan positif [6]

- Komponen Urutan Negatif (*Negative Sequence*)
Komponen urutan negatif terdiri dari tiga buah fasor yang besarnya sama, memiliki perbedaan fasa sebesar 120° antara satu dengan yang lainnya, dan mempunyai urutan fasa berlawanan dengan fasor aslinya.



Gambar 2.7 Komponen urutan negative [6]

- Komponen Urutan Nol (*Zero Sequence*)
Komponen urutan nol terdiri dari tiga buah fasor yang sama besar dengan perbedaan fasa sebesar 0° antara satu dengan yang lainnya.



Gambar 2.8 Komponen urutan nol [6]

2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Sebelum melakukan perhitungan pada *setting* proteksi rele diferensial, perlu dilakukukan perhitungan arus hubung singkat. Perhitungan arus hubung singkat dapat dilakukan dengan menggunakan rumus berikut [7].

2.4.1 Hubung Singkat 3 Fasa

Hubung singkat 3 fasa terjadi ketika ketiga fasanya terhubung, sehingga akan mengalir arus yang sangat besar. Hubung singkat 3 fasa juga disebut dengan arus hubung singkat maksimum. Perhitungan arus hubung singkat 3 fasa adalah sebagai berikut:

$$I_{sc\ 3\ \phi} = \frac{V_{LN}}{Z_1} \quad (2.1)$$

Keterangan:

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

V_{LN} : Tegangan fasa ke netral

Z_1 : Impedansi urutan positif



Gambar 2.9 Pemodelan hubung singkat 3 fasa

2.4.2 Hubung Singkat 2 Fasa

Hubung singkat 2 fasa terjadi ketika dua fasa yang saling terhubung. Arus hubung singkat 2 fasa biasanya disebut dengan arus hubung singkat minimum karena dipengaruhi oleh banyaknya jumlah impedansi. Perhitungan arus hubung singkat 2 fasa adalah sebagai berikut:

$$I_{sc\ 2\ \phi} = \frac{V_{LL}}{Z_1 + Z_2} \quad (2.2)$$

Keterangan:

- $I_{sc\ 2\ \phi}$: Arus hubung singkat 3 fasa
- V_{LL} : Tegangan fasa ke fasa
- Z_1 : Impedansi urutan positif
- Z_2 : Impedansi urutan negatif

Rumus arus hubung singkat 2 fasa juga dapat dituliskan seperti persamaan (2.3).

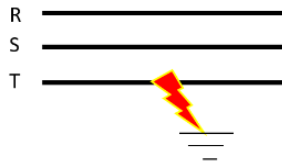
$$I_{sc\ 2\ \phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{sc\ 3\ \phi} \approx 0,866 \times I_{sc\ 3\ \phi} \quad (2.3)$$



Gambar 2.10 Pemodelan hubung singkat 2 fasa

2.4.3 Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Hubung singkat 1 fasa ke tanah terjadi apabila salah satu fasa terhubung ke tanah. Hubung singkat satu fasa ke tanah ini sangat dipengaruhi oleh jenis *grounding* yang digunakan.



Gambar 2.11 Pemodelan hubung singkat 1 fasa ke tanah

Perhitungan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah adalah sebagai berikut:

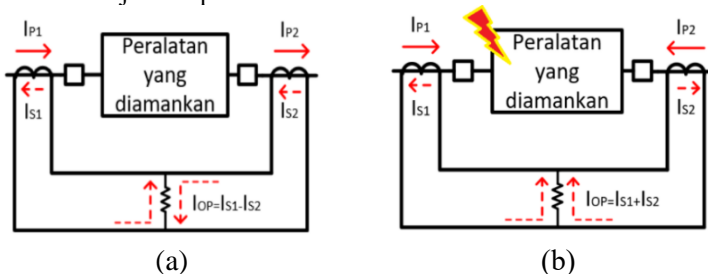
$$I_{sc\ 1\ \phi} = \frac{3V_{LN}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_R} \quad (2.4)$$

Keterangan:

- $I_{sc\ 1\ \phi}$: Arus hubung singkat 1 fasa ketanah
- V_{LN} : Tegangan fasa ke netral
- Z_1 : Impedansi urutan positif
- Z_2 : Impedansi urutan negatif
- Z_0 : Impedansi urutan nol
- Z_R : Impedansi pada pentanahan

2.5 Relay Diferensial

Relay diferensial merupakan relay yang memanfaatkan perbandingan arus yang masuk ke *relay*. *Relay* diferensial dapat digunakan sebagai pelindung peralatan seperti generator, bus, transformator dan saluran. *Relay* diferensial akan memerintahkan CB untuk *trip* ketika terjadi gangguan di dalam daerah proteksi *relay* (gangguan internal). Daerah proteksi *relay* diferensial dibatasi oleh CT yang digunakan sebagai input *relay*. Pada kondisi normal atau pada saat terjadi gangguan di luar daerah proteksi *relay* (gangguan eksternal), *relay* diferensial tidak akan bekerja dikarenakan penjumlahan arus yang masuk ke *relay* akan sama dengan nol. Rangkaian *relay* diferensial saat kondisi normal atau gangguan eksternal ditunjukkan pada Gambar 2.12.



Gambar 2.12 (a) *Relay* diferensial saat kondisi normal (gangguan eksternal), dan (b) *Relay* diferensial saat terjadi gangguan internal [8]

Pada saat terjadi gangguan internal, penjumlahan arus yang masuk ke *relay* akan tidak sama dengan nol. Rangkaian *relay* diferensial saat kondisi gangguan internal ditunjukkan seperti gambar 1b.

Dalam penentuan seting relay diferensial, terdapat beberapa parameter yang perlu dihitung antara lain:

- I_p : Arus sekunder CT₁ yang terbaca oleh relay diferensial
- I_s : Arus sekunder CT₂ yang terbaca oleh relay diferensial
- I_{diff} : Selisih arus yang terbaca oleh relay diferensial
- $I_{restraint}$: Arus maksimum yang terbaca oleh relay diferensial
- *Slope* : Perbandingan arus I_{diff} dan $I_{restraint}$

Berdasarkan Gambar 2.13, garis kurva menunjukkan *setting relay* diferensial. Daerah diatas kurva merupakan daerah operasi *relay* diferensial. Pada kondisi ideal, nilai arus saat terjadi gangguan eksternal maupun kondisi normal akan sama dengan nol, tetapi pada kondisi nyata

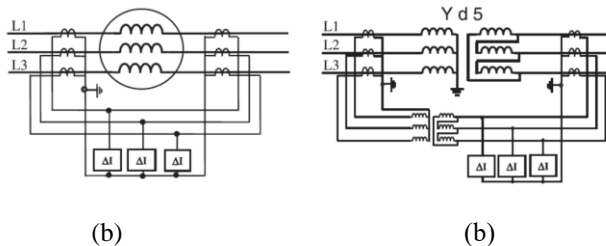
terdapat beberapa *error* yang dapat menyebabkan arus tidak akan tepat bernilai nol [8]. Oleh karena itu, nilai *setting* arus pada *relay* diferensial harus disesuaikan dengan mempertimbangkan setiap kondisi baik kondisi normal, gangguan eksternal maupun gangguan internal peralatan sehingga *relay* dapat bekerja dengan tepat.



Gambar 2.13 Kurva karakteristik *relay* diferensial [8]

2.5.1 *Relay* Diferensial pada Transformator

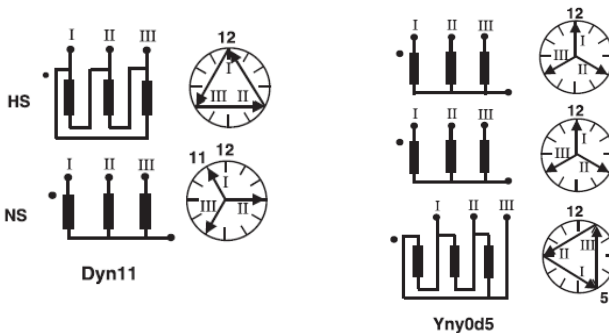
Proteksi pada transformator berfungsi untuk mengamankan transformator ketika terjadi gangguan, sehingga transformator terhindar dari kerusakan. Salah satu *relay* yang digunakan untuk proteksi pada transformator adalah *relay* diferensial. *Relay* diferensial berfungsi melindungi transformator terhadap gangguan dari dalam (internal) transformator tersebut. Apabila terjadi gangguan dalam transformator, maka timbul selisih antara arus yang masuk dan keluar dari transformator dan selisih arus inilah yang menyebabkan *relay* beroperasi [3].



Gambar 2.14 Prinsip dasar proteksi *relay* diferensial sistem 3 fasa pada (a) Generator/motor dan (b) transformator [9]

2.6 Vector Group

Penamaan *vector group* pada transformator sesuai dengan notasi jam atau angka lonceng. Penamaan ini didefinisikan dalam IEC 60076-1 [10]. Huruf pertama selalu menunjukkan belitan di sisi tegangan tinggi, dan di tulis dengan huruf kapital. Untuk huruf kedua selalu menunjukkan belitan di sisi tegangan rendah, dan di tulis dengan huruf kecil. Sedangkan angka mengindikasikan perpindahan fasa yang disimbolkan dengan angka pada jam. Untuk pemodelan dapat dilihat pada Gambar 2.15.



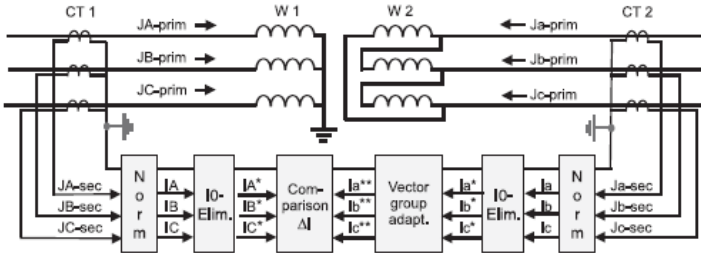
Gambar 2.15 Penamaan *vector group* pada transformator [9]

Secara teori kombinasi kemungkinan hubungan belitan pada transformator terdiri dari: Dd, Dy, Dz, Yd, Yy, Yz, Zd, Zy, dan Zz. Dalam hal ini terdapat perbedaan sudut fasa antara tegangan primer dan sekunder. Perbedaan fasa ini bervariasi dengan perpindahan 30° . Posisi jam 12 menunjukkan 0° , dan setiap perpindahan 1 angka akan menambahkan 30° . Hal ini menunjukkan dimana sisi sekunder *leading* atau *lagging* dari sisi primer. Misalnya untuk Dyn11, pada hubungan ini transformator memiliki hubungan *delta* di sisi primer dan hubungan bintang di sisi sekunder. Angka 11 mengindikasikan bahwa sisi tegangan rendah *leading* 330° dari tegangan tinggi. Untuk konfigurasi yang lain akan menyebabkan hasil yang berbeda pula [11].

2.6.1 Vector Group dan Arus Hubung Singkat

Pada transformator terdapat hubungan koneksi *wye-delta* dan juga koneksi *vector group*. Variasi *vector group* sangat penting, karena variasi tersebut menyebabkan *lagging* atau *leading* dan perbedaan tegangan pada belitan yang sama [12]. Oleh karena itu, dalam proteksi rele diferensial

yang dibandingkan adalah arus, sehingga harus di konversi terlebih dahulu supaya tidak menimbulkan kesalahan pembacaan pada rele. Untuk membandingkan arus pada sisi primer dan sisi sekunder ada beberapa pertimbangan yang harus diperhatikan. Untuk gambarannya dapat di lihat pada Gambar 2.16.



Gambar 2.16 Skema perbandingan arus dengan konversi *vector group* pada transformator. [9]

Dalam proses ini hal pertama yang harus dilakukan adalah menormalkan arus, yaitu dengan membawa semua nilai ke *base*. *Base* ini di buat per belitan, sebagaimana ditunjukkan pada persamaan (2.5) dan (2.6).

$$I_{n-Trans\ w1} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} \quad (2.5)$$

$$I_{n-Trans\ w2} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} \quad (2.6)$$

Base tersebut kemudian dijadikan konstanta per unit yang dikalikan ke setiap pengukuran fasa dari CT, seperti yang ditunjukkan pada persamaan (2.7) dan (2.8).

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{I_{n-prim-CT1}}{I_{n-Trans-w1}} = \begin{bmatrix} J_{A-sec} \\ J_{B-sec} \\ J_{C-sec} \end{bmatrix} = k_{CT-1} \begin{bmatrix} J_{A-sec} \\ J_{B-sec} \\ J_{C-sec} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{I_{n-prim-CT2}}{I_{n-Trans-w2}} = \begin{bmatrix} J_{a-sec} \\ J_{b-sec} \\ J_{c-sec} \end{bmatrix} = k_{CT-2} \begin{bmatrix} J_{A-sec} \\ J_{B-sec} \\ J_{C-sec} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Dalam hal ini, J menunjukkan arus aktual yang mengalir dalam

sistem sedangkan I, I*, dan I** menunjukkan arus yang dikonversi.

Selanjutnya adalah mengeliminasi arus *zero sequence*, karena terdapat konfigurasi *wye* yang diketanahkan (*grounding*) pada sisi primer dan sisi satu lagi adalah konfigurasi *delta*. Sehingga pada sisi primer perlu adanya eliminasi arus *zero sequence*. Persamaan (2.9) merupakan arus urutan nol, pengeliminasian dilakukan dengan mengurangi arus *zero sequence* dari tiga arus di sisi *wye* dari transformator.

$$I_0 = \frac{1}{3} x (I_A + I_B + I_C) \quad (2.9)$$

Untuk eliminasi arus fasa dapat dihitung dengan persamaan (2.10).

$$\begin{aligned} I_A^* &= I_A - I_0 \\ I_B^* &= I_B - I_0 \\ I_C^* &= I_C - I_0 \end{aligned} \quad \text{atau} \quad \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} = \frac{1}{3} x \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Selanjutnya adalah melakukan konversi *vector group* transformator. Transformator yang digunakan dalam misalnya adalah Yd5, dimana Y menunjukkan bahwa ini adalah sisi tegangan tinggi. Angka tersebut menunjukkan berapa banyak sisi sekunder yang tertinggal dari sisi primer. Dalam hal ini, $5 \times 30^\circ = 150^\circ$, artinya adalah *lagging*. Persamaan umum untuk konversi *vector group* diberikan dalam persamaan (2.11) di mana k adalah angka dari *vector group*.

$$\begin{bmatrix} I_{a^{**}} \\ I_{b^{**}} \\ I_{c^{**}} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} x \begin{bmatrix} \cos[k \cdot 30^\circ] & \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] & \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] \\ \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] & \cos[k \cdot 30^\circ] & \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] \\ \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] & \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] & \cos[k \cdot 30^\circ] \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$\begin{bmatrix} I_{\Delta-A} \\ I_{\Delta-B} \\ I_{\Delta-C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{a^{**}} \\ I_{b^{**}} \\ I_{c^{**}} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Setelah langkah di atas dilakukan, maka arus dapat dibandingkan antara sisi primer dan sekunder transformator yang digunakan untuk *setting* proteksi rele diferensial.

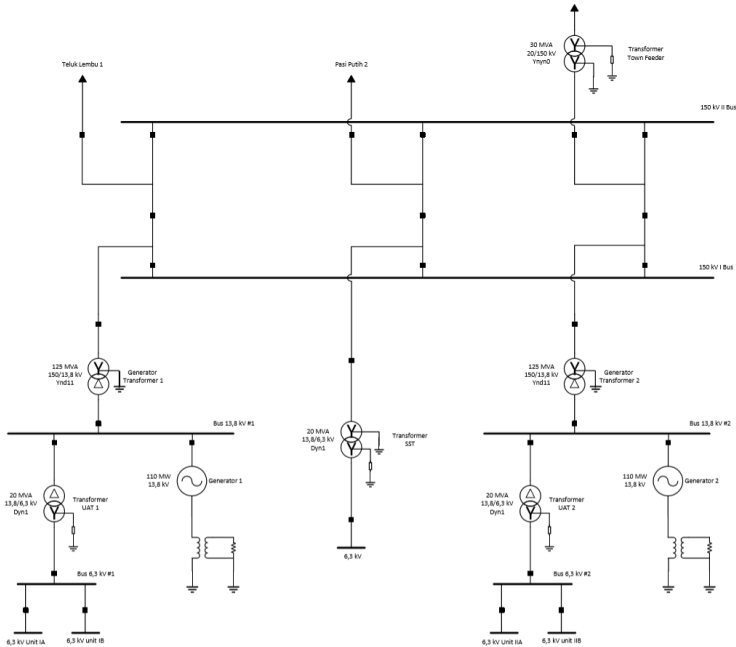
BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PLTU TENAYAN 2x110 MW

3.1 Sistem Kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW

Sistem kelistrikan pada PLTU Tenayan 2x110 MW terdiri dari 2 unit generator dengan kapasitas 110 MW, *main* transformator dengan kapasitas 125 MVA, *Unit Auxiliary Transformer* (UAT) dengan kapasitas 20 MVA, *Station Service Transformer* (SST) dengan kapasitas 20 MVA, dan beban listrik lainnya yang terhubung dengan baik. Pada sistem kelistrikan PLTU Tenayan terdapat 4 level tegangan yang berbeda yaitu 0,4 kV, 6,3 kV, 13,8 kV, dan 150 kV.

Sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW menggunakan konfigurasi radial. Sistem kelistrikan tersebut dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Single Line Diagram PLTU Tenayan 2x110 MW

3.2 Kapasitas Pembangkitan dan Pembebanan di PLTU Tenayan 2x110 MW

PLTU Tenayan 2x110 MW memiliki sumber berupa 2 unit generator sebagai pembangkit utama untuk memenuhi suplai daya ke beban-bebannya. Beban listrik terhubung tegangan menengah 6,3 kV untuk beban besar dan untuk beban kecil terhubung ke tegangan 0,4 kV. Data pembangkitan dan pembebanan dapat dilihat pada Tabel 3.1 dan Tabel 3.2.

Tabel 3.1 Kapasitas pembangkitan generator di PLTU Tenayan 2x110 MW

ID	Daya Rating (MW)	Daya Rating (MVA)	Tegangan (kV)	Faktor Daya (PF)
Generator 1	110	129,412	13,8	85
Generator 2	110	129,412	13,8	85

Tabel 3.2 Kapasitas pembebanan pada busbar utama di PLTU Tenayan 2x110 MW

Area	Daya Pembebanan		
	MW	Mvar	MVA
6,3 KV A1 Section	8,2	3,6	8,95
6,3 KV B1 Section	6,1	2,5	6,59
6,3 KV A2 Section	7	2,9	7,57
6,3 KV B1 Section	8,7	4,1	9,61
Total	30	13,1	32,72

3.3 Sistem Distribusi di PLTU Tenayan 2x110 MW

Sistem distribusi di PLTU Tenayan 2x110 MW menggunakan 3 level tegangan yang berbeda yaitu 0,4 kV, 6,3 kV, 13,8 kV, dan 150 kV. Tegangan 0,4 kV dan 6,3 kV digunakan untuk kebutuhan beban internal dan beban berkapasitas kecil. Tegangan 13,8 kV digunakan sebagai keluaran generator. Tegangan 150 kV digunakan untuk suplai ke *grid* PLN. Data level tegangan bus di PLTU Tenayan 2x110 MW dapat dilihat pada Tabel 3.3.

Beban-beban yang ada di PLTU Tenayan 2x110 MW terdiri dari beban motor induksi dan *lumped load*. Beban-beban motor biasanya berfungsi sebagai penggerak pompa untuk pengisi air ketel, penggerak pompa air pendingin kondensor, penggerak penggiling batu-bara, dan

lainnya.

Tabel 3.3 Data level tegangan bus di PLTU Tenayan 2x110 MW

ID	Tegangan (kV)
150 kV I Bus	150
150 kV II Bus	150
Bus 13,8 kV #1	13,8
Bus 13,8 kV #2	13,8
6,3 kV Unit IA Busbar	6,3
6,3 kV Unit IB Busbar	6,3
6,3 kV Unit IIA Busbar	6,3
6,3 kV Unit IIB Busbar	6,3
KYN25-10 IA #1	6,3
KYN25-10 IA #2	6,3
KYN25-10 IB #1	6,3
KYN25-10 IB #2	6,3
KYN25-10 IIA #1	6,3
KYN25-10 IIA #2	6,3
KYN25-10 IIB #1	6,3
KYN25-10 IIB #2	6,3
400V Unit IA	0,4
400V Unit IB	0,4
400V Unit IIA	0,4
400V Unit IIB	0,4
Ash & Precip 400V I Busbar	0,4
400V Coal Handling I	0,4
400V Coal Handling II	0,4
400V Common I Busbar	0,4
400V Common II Busbar	0,4

Beban – beban di PLTU Tenayan 2x110 MW dibedakan menjadi dua yaitu beban dengan kapasitas besar yang dihubungkan pada tegangan 6,3 kV dan beban dengan kapasitas kecil yang dihubungkan pada tegangan 0,4 kV. Untuk mengubah level tegangan yang berbeda-beda tersebut, PLTU Tenayan 2x110 MW memiliki transformator yang berfungsi untuk mentransformasi tegangan. Data transformator dapat dilihat pada Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Data transformator pada sistem distribusi PLTU Tenayan 2x110 MW

ID	Kapasitas (MVA)	Tegangan (kV)	%Z	Hubungan	Vector Group
Ash T1	0.8	6.3 / 0.4	6%	Delta-wye	Dyn11
Coal T1	1.6	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
Coal T2	1.6	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
Exc T1	1	13.8 / 6.3	5%	wye-Delta	Yd11
Exc T2	1	13.8 / 6.3	5%	wye-Delta	Yd11
Gen T1	125	150 / 13.8	14%	wye-Delta	YNd11
Gen T2	125	150 / 13.8	14%	wye-Delta	YNd11
HV UAT 1	20	13.8 / 6.3	10,5%	Delta-wye	Dyn1
HV UAT 2	20	13.8 / 6.3	10,5%	Delta-wye	Dyn1
LV T1	1	6.3 / 0.4	8%	Delta-wye	Dyn11
LV T2	1	6.3 / 0.4	8%	Delta-wye	Dyn11
LV UAT 11	2	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
LV UAT 12	2	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
LV UAT 21	2	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
LV UAT 22	2	6.3 / 0.4	10%	Delta-wye	Dyn11
SST1	20	150 / 6.3	8%	wye-wye	YNyn0
Town Feeder	30	20 / 150	8%	wye-wye	YNyn0

3.4 Data Teknis Generator dan Transformator

Data Generator

Kapasitas	: 129,412 MVA
Daya aktif	: 110 MW
Tegangan	: 13,8 kV
Arus (FLA)	: 5414 A
Power Factor (PF)	: 0,85
Efisiensi	: 95 %
RPM	: 3000 rpm

Frekuensi : 50 Hz

Untuk data nilai lainnya digunakan tipikal dari *software* ETAP.12.6.0.

Data Transformator (GT)

Kapasitas : 125 MVA

Tegangan : 150 kV/13,8 kV

Arus (FLA) : 481,12 A / 5230 A

Pendinginan : OFAF

Koneksi : Ynd11

Frekuensi : 50 Hz

Untuk data nilai lainnya digunakan tipikal dari *software* ETAP.12.6.0.

Data Transformator (UAT)

Kapasitas : 20 MVA

Tegangan : 13,8 kV/6,3 kV

Arus (FLA) : 836,7 A / 1833 A

Pendinginan : ONAN/ONAF

Koneksi : Dyn1

Frekuensi : 50 Hz

Untuk data nilai lainnya digunakan tipikal dari *software* ETAP.12.6.0.

Data Transformator (SST)

Kapasitas : 20 MVA

Tegangan : 150 kV/6,3 kV

Arus (FLA) : 76,98 A / 1833 A

Pendinginan : ONAN

Koneksi : Ynyn0

Frekuensi : 50 Hz

Untuk data nilai lainnya digunakan tipikal dari *software* ETAP.12.6.0.

3.5 Sistem Proteksi Diferensial di PLTU Tenayan 2x110 MW

PLTU Tenayan 2x110 MW membutuhkan sistem proteksi untuk melindungi sistem kelistrikan dari gangguan sehingga proses pembangkitan energi listrik tetap berjalan dengan optimal. Salah satu pengaman yang digunakan di PLTU Tenayan 2x110 MW adalah *differential relay transformer* (87T). Berikut data detail spesifikasi rele diferensial yang ada di PLTU Tenayan [13]:

- (I_Pkp_PcntDiff_Tr) *Pickup setting of percentage differential current*:
 - Scope : 0,1 I_e – 1,5 I_e
 - Setting accuracy : ± 2,5 % atau ± 0,02 I_n

$I_{Pkp_PcntDiff_Tr}$ merupakan nilai setting pickup rele diferensial, yaitu nilai arus diferensial minimum dimana elemen proteksi diferensial transformator bekerja. Nilai settingnya harus lebih besar dari arus maksimum transformator dalam keadaan normal. Dalam hal ini I_e merupakan arus *rated* di sekunder.

- ($I_{InstDiff_Tr}$) *Setting of unrestrained instantaneous differential protection:*

- Scope : $2 I_e - 14 I_e$
- Setting accuracy : $\pm 2,5 \%$

$I_{InstDiff_Tr}$ merupakan nilai setting dari *unrestrained instantaneous differential protection*, yaitu berfungsi untuk menghilangkan gangguan serius di internal dengan cepat dan mencegah penundaan operasi akibat saturasi CT. Nilai setting harus lebih besar dari arus inrush transformator dan arus maksimum transformator selama gangguan eksternal. Dalam hal ini I_e merupakan arus *rated* di sekunder.

- ($Slope1_PcntDiff_Tr$) *Setting of the first slope of percentage differential protection:*

- Scope : $0,00 - 0,5$

$Slope1_PcntDiff_Tr$ merupakan nilai setting untuk slope 1.

- ($Slope2_PcntDiff_Tr$) *Setting of the second slope of percentage differential protection:*

- Scope : $0,5 - 0,8$

$Slope2_PcntDiff_Tr$ merupakan nilai setting untuk slope 2.

- *Operation time of percentage differential protection:*

$$\leq 25 \text{ ms}$$

- *Operation time of unrestrained instantaneous of differential protection:*

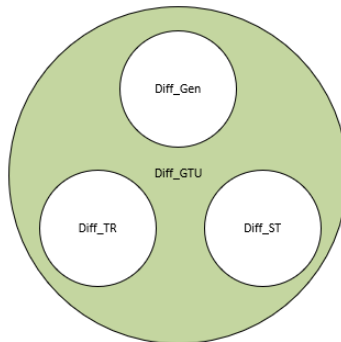
$$\leq 20 \text{ ms}$$

Selain *differential relay transformer* (87T) yang berfungsi untuk melindungi transformator, PLTU Tenayan 2x110 MW juga memiliki *differential relay generator* (87G) yang berfungsi untuk melindungi generator, dan *differential relay generator-transformer* (87GT) yang berfungsi untuk melindungi generator dan transformator sekaligus. Untuk jenis *relay* yang ada di PLTU Tenayan 2x110 MW dirangkum pada Tabel 3.5

Tabel 3.5 Jenis *differential relay* pada PTLU Tenayan 2x110 MW

No	Fungsi Relay	ID pada RCS-985A	Kode Setara ANSI
1	<i>Differential protection of generator-transformer unit</i>	Diff_GTU	87GT
2	<i>Differential protection of main transformer</i>	Diff_TR	87T
3	<i>Differential protection of generator</i>	Diff_Gen	87G
4	<i>Differential protection of stepdown transformer</i>	Diff_ST	87T

Rele diferensial berfungsi untuk melindungi daerah tertentu yang dibatasi oleh lokasi penempatan sensor arus yaitu *Current Transformer* (CT). Secara ideal, rele diferensial hanya bekerja apabila terdapat gangguan internal (di dalam area perlindungan).



Gambar 3.2 Ilustrasi *overlapping* zona proteksi *differential relay* di PLTU Tenayan 2x110 MW

Pada sistem proteksi PLTU Tenayan 2x110 MW, diketahui terdapat beberapa *relay* diferensial dengan fungsi yang berbeda-beda. Secara khusus, diketahui terdapat zona *overlapping* perlindungan antara *generator-transformer unit* (GTU) dengan generator (Gen), *main transformer* (TR), dan *auxiliary transformer* (ST). Visualisasi zona *overlapping* kerja *relay* diferensial dapat dilihat pada Gambar 3.2

Dari ilustrasi zona *overlapping*, dapat disimpulkan bahwa apabila salah satu dari *differential relay generator* (Diff_Gen), *main Transformer* (Diff_TR), atau *auxiliary transformer* (Diff_ST) aktif, maka hal tersebut akan mengaktifkan *relay* Diff_GTU juga. Akan tetapi hal tersebut tidak berlaku sebaliknya. Misalnya apabila terdapat gangguan tepat pada busbar utama 13,8 kV, maka *relay* Diff_Gen dan Diff_ST tidak akan bekerja, anam Diff_GTU wajib bekerja kemudian diikuti oleh Diff_TR karena lokasi CT yang sama.

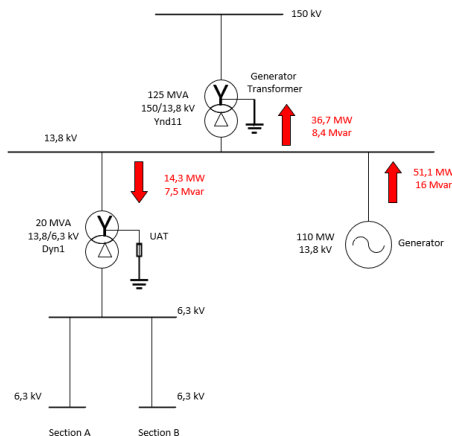
BAB 4 HASIL DAN ANALISIS DATA

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW

Dalam memodelkan sistem kelistrikan PLTU Tenayan 2x110 MW dilakukan dengan cara menggambar *single line diagram* menggunakan *software ETAP 12.6.0*. Pemodelan simulasi sistem kelistrikan ini memerlukan data di tiap peralatan sehingga perlu pengumpulan data tiap peralatan.

Setelah dilakukan pemodelan pada *software ETAP 12.6.0* selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya untuk memastikan sistem dalam keadaan stabil dan berjalan dengan baik. Dengan analisis aliran daya ini bisa diketahui tegangan pada tiap bus, pembebanan pada tiap transformator, dan juga rugi-rugi daya listrik. Selanjutnya dilakukan simulasi hubung singkat untuk mengetahui besar arus hubung singkat ketika terjadi gangguan sebagai pertimbangan untuk melakukan *setting relay* diferensial.

4.2 Aliran Daya (Power Flow)



Gambar 4.1 Ilustrasi aliran daya di PLTU Tenayan 2x110 MW pada saat kondisi normal

Berdasarkan Gambar 4.1, dapat dilihat bahwa generator

membangkitkan daya sebesar 51,1 MW (46,45 % dari *rating*-nya). Generator juga memberikan daya reaktif sebesar 16 Mvar. Daya yang dibangkitkan oleh generator akan digunakan untuk kebutuhan beban internal di pembangkit dan juga dialirkan menuju *grid* PLN. Untuk kebutuhan beban internal daya yang dialirkan sebesar 14,3 MW dan 7,5 Mvar, daya ini dialirkan melalui transformator UAT 20 MVA dengan level tegangan 13,8 kV/6,3 kV (*Step Down*). Sedangkan daya yang dialirkan menuju *grid* PLN sebesar 36,7 MW dan 8,4 Mvar, daya ini dialirkan melalui transformator GT 125 MVA dengan level tegangan 13,8 kV/150 kV (*Step Up*). Listrik yang dialirkan menuju *grid* PLN memiliki nilai PF (*Power Factor*) sebesar 0,97. Nilai tersebut masih diatas batas minimum yang diizinkan oleh PLN, yaitu 0,85.

PLTU Tenayan memiliki dua pembangkit dengan kapasitas yang sama, yaitu 110 MW, sehingga total daya yang dibangkitkan sebesar 102,2 MW dan 32 Mvar. *Grid* PLN menerima daya sebesar 73,4 MW dan 16,8 Mvar dengan PF sebesar 0,97. Sedangkan untuk kebutuhan beban internal secara keseluruhan membutuhkan daya sebesar 28,6 MW dan 15 Mvar.

4.3 Arus Gangguan Hubung Singkat

Analisis arus gangguan hubung singkat pada *software ETAP 12.6.0* berfungsi untuk mendapatkan nilai arus saat terjadi gangguan sebagai pertimbangan Ketika melakukan *setting* rele proteksi. Arus hubung singkat yang diperlukan untuk *setting* rele diferensial adalah arus hubung singkat pada kondisi $\frac{1}{2}$ *cycle* saat terjadi gangguan internal dan eksternal peralatan yang dilindungi. Rele proteksi diferensial bekerja sangat cepat dan selektif dengan waktu yang dibutuhkan sekitar 1 *cycle* (0.01-0.02 s) [12], karena waktu yang sangat singkat tersebut maka arus gangguan yang digunakan dalam setting proteksi diferensial adalah arus gangguan pada proteksi subtransient ($\frac{1}{2}$ *cycle*). Data arus hubung singkat $\frac{1}{2}$ *cycle* dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Data arus hubung singkat $\frac{1}{2}$ *cycle*

BUS			Arus Hubung Singkat (kA)		
ID	KV	FASA	L-L-L	L-L	L-G
150 kV I Bus	150	R	28,18	0	29,72
		S	28,18	24,44	0
		T	28,18	24,44	0

Tabel 4.2 Data arus hubung singkat $\frac{1}{2}$ cycle (lanjutan)

BUS			Arus Hubung Singkat (kA)		
ID	KV	FASA	L-L-L	L-L	L-G
Bus 13,8 kV #1	13,8	R	62,82	0	0,02
		S	62,82	56,74	0
		T	62,82	56,74	0
Bus 6,3 kV #1	6,3	R	27,55	0	0,4
		S	27,55	23,87	0
		T	27,55	23,87	0

4.4 Analisis Kondisi Eksisting

4.4.1 Setting Differential Relay Transformer (87T) pada Transformator 125 MVA

Tabel 4.3 Data setting differential relay transformer (87T) pada transformator 125 MVA per januari 2019

No	Setting Name	Value	No	Setting Name	Value
1	I_Pkp_PcntDiff Tr	0,40 <i>Ie</i>	4	Slope2_PcntDiff Tr	0,70
2	I_InstDiff_Tr	5,00 <i>Ie</i>	5	K_harm_PcntDiff Tr	0,15
3	Slope1_PcntDiff Tr	0,10 <i>Ie</i>	6	TrpLog_Diff_Tr	1A7F
Ctrl Bit :					
1	En_InstDiff_Tr	1	4	Opt_Inrush_Ide nt Tr	0
2	En_PcntDiff_Tr	1	5	Opt_CTS_Black PcntDiff Tr	0
3	En_DPFC_Diff Tr	1	6		

Berdasarkan Tabel 4.3, terdapat nilai setting eksisting rele diferensial transformer dimana nilai I_{diff} adalah 0,4 *Ie*, setting *unrestrained instantaneous* adalah 5 *Ie*, setting *slope 1* adalah 0,1 *Ie*, dan setting *slope 2* adalah 0,7 *Ie*. Nilai setting ini akan dijadikan acuan untuk melakukan evaluasi apabila rele sudah di *resetting*.

- protection* : 0,5 – 0,8
- *Operation time of percentage differential protection* : ≤ 25 ms
- *Operation time of unrestrained instantaneous of differential protection* : ≤ 20 ms

Bagian Primer (150 kV) Differential Relay Transformer (87T)

CT-1

- Tegangan : 150 kV
- Kapasitas : 125 MVA
- Rasio CT : 800/1
- CT Class : 5P20 (Asumsi)
- Error CT : ±5 %
- I_1 (Primer CT) : $\frac{MVA}{\sqrt{3} kV} = \frac{125 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 150} = 481,12 A$
- I_1 (Sekunder CT) : $\frac{I_1 (Primer CT)}{Rasio CT} = \frac{481,12}{800/1} = 0,6014 A$

Jika diasumsikan error CT ±5 %, maka:

$$I_1 \text{ (Sekunder CT)} : 0,6014 A \times 95 \% = 0,5713 A$$

Bagian Sekunder (13,8 kV) Differential Relay Transformer (87T)

CT-2

- Tegangan : 13,8 kV
- Kapasitas : 125 MVA
- Rasio CT : 8000/5
- CT Class : 5P20 (Asumsi)
- Error CT : ±5 %
- I_2 (Primer CT) : $\frac{MVA}{\sqrt{3} kV} = \frac{125 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13,8} = 5229,6 A$
- I_2 (Sekunder CT) : $\frac{I_1 (Primer CT)}{Rasio CT} = \frac{5229,6}{8000/5} = 3,2685 A$

Jika diasumsikan error CT ±5 %, maka:

$$I_1 \text{ (Sekunder CT)} : 3,2685 A \times 105 \% = 3,4319 A$$

Berdasarkan *manual book* [13], nilai arus diferensial (I_{diff}) adalah:

$$I_d = |I_1 + I_2| \quad (4.1)$$

Maka dapat diasumsikan bahwa:

$I_1 = I_p$ = Arus maksimum di sekunder CT₁ di sisi 150 kV

$I_2 = I_s$ = Arus maksimum di sekunder CT₂ di sisi 13,8 kV

Sehingga rumus tersebut dapat ditulis sebagai:

$$I_d = |I_p + I_s| \quad (4.2)$$

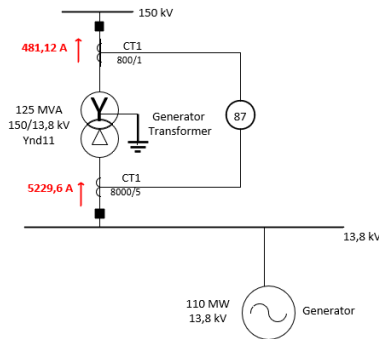
Selanjutnya untuk menghitung arus *restraint*, berdasarkan *manual book* [13], persamaan yang digunakan adalah:

$$I_{Restraint} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \quad (4.3)$$

Dengan nilai I_1 dan I_2 seperti telah diasumsikan sebelumnya.

4.5.1.1 Analisis Resetting Kondisi Normal

Pada kondisi normal, arah aliran arus yang melewati transformator 125 MVA ditunjukkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Skema *differential relay transformer* (87T) pada transformator 125 MVA saat kondisi normal

Arus maksimum di sisi primer Transformator = FLA = 481,12 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = FLA = 5229,6 A

$$I_1 = \frac{-481,12}{800/1} \times 95 \% = -0,5713 \text{ A}$$

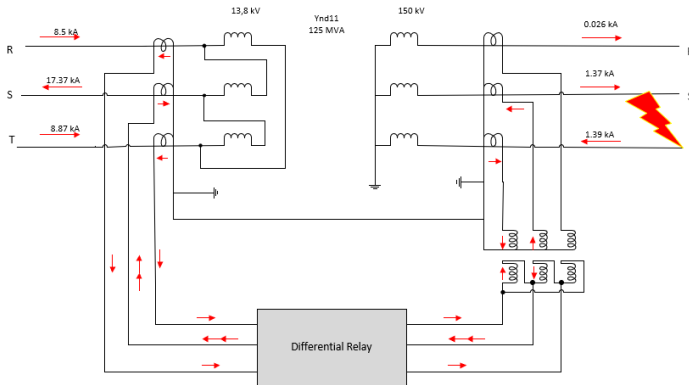
$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\ = \frac{-481,12}{800} \times 95 \% \\ = -0,5713 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{5229,6}{8000/5} \times 105 \% = 3,4319 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \%$$

Berdasarkan Gambar 4.4, pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa S dan T di sisi primer (150 kV).

Dalam hal ini, untuk menghitung arus di sisi sekunder, perlu adanya pertimbangan *vector group* pada transformator, karena mempengaruhi nilai arus hubung singkat di sekunder. Oleh karena itu perlu adanya perhitungan konversi *vector group* pada arus tersebut.



Gambar 4.5 Rangkaian transformator 125 MVA dengan *vector group* Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi primer (150 kV)

Sisi tegangan tinggi (150 kV)

$$I_{n-Trans w1} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}} = 481.12 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{R \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 26 = 0,0325 \text{ A}$$

$$I_{S \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1370 = 1,7125 \text{ A}$$

$$I_{T \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1390 = 1,7375 \text{ A}$$

$$I_{norm R} = \frac{800}{481,12} \times 0,0325 = 0,0540 \text{ A}$$

$$I_{norm S} = \frac{800}{481,12} \times 1,7125 = 2,8475 \text{ A}$$

$$I_{norm\ r} = \frac{800}{481,12} \times 1,7375 = 2,8890\ A$$

Sisi tegangan tinggi merupakan sisi dengan koneksi *wye* yang di ketanahkan (*grounding*), karena itu perlu adanya mengeliminasi arus *zero sequence component* (I_0). Jika tidak diketanahkan atau hubunganya *delta* maka tidak perlu dilakukan perhitungan berikut ini.

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -0,0540 \\ -2,8474 \\ 2,8890 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0498 \\ -2,8433 \\ 2,8932 \end{bmatrix}$$

Sisi tegangan menengah (13,8 kV)

$$I_{n-Trans\ w2} = \frac{125\ MVA}{\sqrt{3} \times 13,8\ kV} = 5229,62\ A$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{r\ sec} = \frac{1}{8000} \times \frac{14891,3}{\sqrt{3}} = 1,0746\ A$$

$$I_{s\ sec} = \frac{1}{8000} \times \frac{29782,6}{\sqrt{3}} = 2,149\ A$$

$$I_{t\ sec} = \frac{1}{8000} \times \frac{15108,69}{\sqrt{3}} = 1,0903\ A$$

$$I_{r^*} = I_{norm\ r} = \frac{5229,62}{8000} \times 1,0746 = 1,6438\ A$$

$$I_{s^*} = I_{norm\ s} = \frac{5229,62}{8000} \times 2,149 = 3,2874\ A$$

$$I_{t^*} = I_{norm\ t} = \frac{5229,62}{8000} \times 1,0903 = 1,6678\ A$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan konversi *vector group* Ynd11 untuk gangguan L-L di sisi primer (150 kV).

$$\begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{-26}{800} \times 95 \% \\
&= -0,0308 \text{ Ie} \\
I_2 &= \frac{8500}{8000/\sqrt{5}} \times 105 \% = 5,3125 \text{ A} \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{8500}{8000} \times 105 \% \\
&= 1,1156 \text{ Ie} \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|-0,0308 \text{ Ie}| + |1,1156 \text{ Ie}|}{2} \\
&= 0,5732 \text{ Ie} \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |-0,0308 \text{ Ie} + 1,1156 \text{ Ie}| \\
&= 1,0847 \text{ Ie}
\end{aligned}$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1370 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 17370 A

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{-1370}{800/1} \times 95 \% = -1,6268 \text{ A} \\
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{-1370}{800} \times 95 \% \\
&= -1,6268 \text{ Ie} \\
I_2 &= \frac{17370}{8000/\sqrt{5}} \times 105 \% = 11,3990 \text{ A} \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{17370}{8000} \times 105 \% \\
&= 2,2798 \text{ Ie}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
 &= \frac{|-1,6268 \text{ Ie}| + |2,2798 \text{ Ie}|}{2} \\
 &= 1,9533 \text{ Ie} \\
 I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
 &= |-1,6268 \text{ Ie} + 2,2798 \text{ Ie}| \\
 &= 0,6529 \text{ Ie}
 \end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1370 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 8870 A

$$\begin{aligned}
 I_1 &= \frac{-1370}{800/1} \times 95\% = -1,6268 \text{ A} \\
 I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\% \\
 &= \frac{-1370}{800} \times 95\% \\
 &= -1,6268 \text{ Ie} \\
 I_2 &= \frac{8870}{8000/5} \times 105\% = 5,8209 \text{ A} \\
 I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\% \\
 &= \frac{8870}{8000} \times 105\% \\
 &= 1,1641 \text{ Ie} \\
 I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
 &= \frac{|-1,6268 \text{ Ie}| + |1,1641 \text{ Ie}|}{2} \\
 &= 1,3955 \text{ Ie} \\
 I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
 &= |-1,6268 \text{ Ie} + 1,1641 \text{ Ie}| \\
 &= 0,4626 \text{ Ie}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{\text{Restraint}}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$I_{\text{Diff}} = 1,0847 \text{ Ie}$$

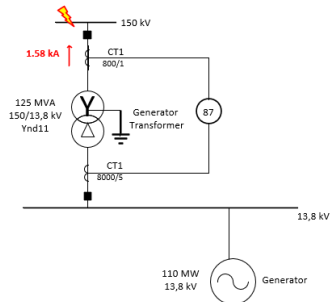
$$I_{Diff}(\%) = \frac{1,0847}{5} \times 100\% \\ = 21,69\%$$

$$I_{Restraint} = 1,9534 I_e$$

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100\% \\ = 55,53\%$$

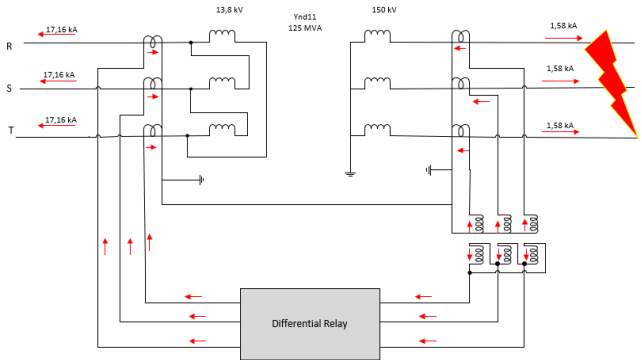
Gangguan Eksternal 3 Fasa di Sisi Primer (150 kV) Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV) Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.7.



Gambar 4.7 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder)

Dalam hal ini, untuk menghitung arus di sisi sekunder, perlu adanya pertimbangan *vector group* pada transformator, karena mempengaruhi nilai arus hubung singkat di sekunder. Oleh karena itu perlu adanya perhitungan konversi *vector group* pada arus tersebut.



Gambar 4.8 Rangkaian transformator 125 MVA dengan *vector group* Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV)

Sisi tegangan tinggi (150 kV)

$$I_{n-Trans w1} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}} = 481.12 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{R \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1580 = 1,975 \text{ A}$$

$$I_{S \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1580 = 1,975 \text{ A}$$

$$I_{T \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1580 = 1,975 \text{ A}$$

$$I_{norm R} = \frac{800}{481,12} \times 1,975 = 3,2839 \text{ A}$$

$$I_{norm S} = \frac{800}{481,12} \times 1,975 = 3,2839 \text{ A}$$

$$I_{norm T} = \frac{800}{481,12} \times 1,975 = 3,2839 \text{ A}$$

Sisi tegangan tinggi merupakan sisi dengan koneksi *wye* yang di ketanahkan (*grounding*), karena itu perlu adanya mengeliminasi arus *zero sequence component* (I_0). Jika tidak diketanahkan atau hubungannya *delta* maka tidak perlu dilakukan perhitungan berikut ini.

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -3,2839 \\ -3,2839 \\ -3,2839 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Sisi tegangan menengah (13,8 kV)

$$I_{n-Trans w2} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 5229,62 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{r \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 17160 = 2,145 \text{ A}$$

$$I_{s \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 17160 = 2,145 \text{ A}$$

$$I_{t \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 17160 = 2,145 \text{ A}$$

$$I_{r^*} = I_{norm r} = \frac{8000}{5229,62} \times 2,145 = 3,2813 \text{ A}$$

$$I_{s^*} = I_{norm s} = \frac{8000}{5229,62} \times 2,145 = 3,2813 \text{ A}$$

$$I_{t^*} = I_{norm t} = \frac{8000}{5229,62} \times 2,145 = 3,2813 \text{ A}$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan konversi *vector group* Ynd11 untuk gangguan 3 fasa di sisi primer (150 kV).

$$\begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix}$$

$$= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix}$$

$$= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 3,2813 \\ 3,2813 \\ 3,2813 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

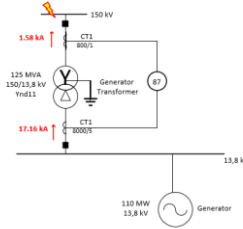
Resultan arus *trip* dari proteksi diferensial adalah sebagai berikut:

$$I_{\Delta-R} = I_{R^*} + I_{r^{**}} = 0 + 0 = 0$$

$$I_{\Delta-S} = I_{S^*} + I_{S^{**}} = 0 + 0 = 0$$

$$I_{\Delta-T} = I_{T^*} + I_{T^{**}} = 0 + 0 = 0$$

Karena selisih arus adalah 0, maka proteksi diferensial tidak bekerja.



Gambar 4.9 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA

Oleh karena itu arus tiap fasa di sisi sekundernya adalah seperti pada Gambar 4.9. Dalam hal ini arus gangguan hubung singkat bernilai sama tiap fasa.

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1580 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 17160 A

$$I_1 = \frac{-1580}{800/1} \times 95\% = -1,8762 A$$

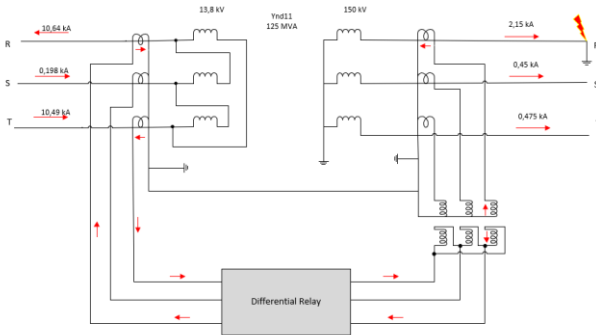
$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\% \\ = \frac{-1,8762}{800} \times 95\% \\ = -1,8762 I_e$$

$$I_2 = \frac{17160}{8000/5} \times 105\% = 11,2612 A$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\% \\ = \frac{17160}{8000} \times 105\% \\ = 2,2522 I_e$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

perhitungan konversi *vector group* pada arus tersebut.



Gambar 4.11 Rangkaian transformator 125 MVA dengan *vector group* Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi primer (150 kV)

Sisi tegangan tinggi (150 kV)

$$I_{n-Trans w1} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}} = 481.12 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{R \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 2150 = 2,6875 \text{ A}$$

$$I_{S \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 450 = 0,5625 \text{ A}$$

$$I_{T \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 475 = 0,5937 \text{ A}$$

$$I_{norm R} = \frac{800}{481,12} \times 2,6875 = 4,4686 \text{ A}$$

$$I_{norm S} = \frac{800}{481,12} \times 0,5625 = 0,9353 \text{ A}$$

$$I_{norm T} = \frac{800}{481,12} \times 0,5937 = 0,9872 \text{ A}$$

Sisi tegangan tinggi merupakan sisi dengan koneksi *wye* yang di ketanahkan (*grounding*), karena itu perlu adanya mengeliminasi arus *zero sequence component* (I_0). Jika tidak diketanahkan atau hubunganya *delta* maka tidak perlu dilakukan perhitungan berikut ini.

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -4,4686 \\ -0,9353 \\ -0,9872 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2,3382 \\ 1,1951 \\ 1,1431 \end{bmatrix}$$

Sisi tegangan menengah (13,8 kV)

$$I_{n-Trans w2} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 5229,62 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{r \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 10640 = 1,33 \text{ A}$$

$$I_{s \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 198 = 0,0247 \text{ A}$$

$$I_{t \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 10490 = 1,3112 \text{ A}$$

$$I_{r^*} = I_{norm r} = \frac{8000}{5229,62} \times 1,33 = 2,0345 \text{ A}$$

$$I_{s^*} = I_{norm s} = \frac{8000}{5229,62} \times 0,0247 = 0,0378 \text{ A}$$

$$I_{t^*} = I_{norm t} = \frac{8000}{5229,62} \times 1,3112 = 2,0058 \text{ A}$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan konversi *vector group* Ynd11 untuk gangguan L-G di sisi primer (150 kV).

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} &= \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 2,0345 \\ -0,0378 \\ -2,0058 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,3327 \\ -1,1965 \\ -1,1362 \end{bmatrix}$$

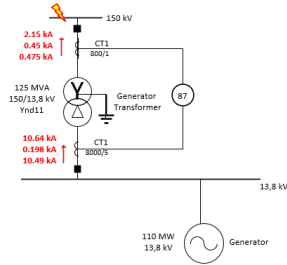
Resultan arus *trip* dari proteksi diferensial adalah sebagai berikut:

$$I_{\Delta-R} = I_{R^*} + I_{r^{**}} = -2,3382 + 2,3327 = -0,0055 = 0$$

$$I_{\Delta-S} = I_{S^*} + I_{S^{**}} = 1,1951 + (-1,1965) = -0,0014 = 0$$

$$I_{\Delta-T} = I_{T^*} + I_{T^{**}} = 1,1431 + (-1,1362) = 0,0069 = 0$$

Karena selisih arus adalah 0, maka proteksi diferensial tidak bekerja.



Gambar 4.12 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi primer (150 kV) transformator 125 MVA

Oleh karena itu arus tiap fasa di sisi sekundernya adalah seperti pada Gambar 4.12.

Fasa R

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 2150 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 10640 A

$$I_1 = \frac{-2150}{800/1} \times 95\% = -2,5531 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\% \\ = \frac{-2150}{800} \times 95\% \\ = -2,5531 I_e$$

$$I_2 = \frac{10640}{8000/5} \times 105\% = 6,9825 A$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\% \\ = \frac{10640}{8000} \times 105\% \\ = 1,3965 I_e$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{|-2,5531 I_e| + |1,3965 I_e|}{2} \\
&= 1,9748 I_e \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |-2,5531 I_e + 1,3965 I_e| \\
&= 1,1566 I_e
\end{aligned}$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 450 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 1980 A

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{-450}{800/1} \times 95 \% = -0,5343 A \\
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{-450}{800} \times 95 \% \\
&= -0,5343 I_e \\
I_2 &= \frac{1980}{8000/5} \times 105 \% = 1,2993 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{1980}{8000} \times 105 \% \\
&= 0,2598 I_e \\
I_{Restraint} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|-0,5343 I_e| + |0,2598 I_e|}{2} \\
&= 0,3971 I_e \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |-0,5343 I_e + 0,2598 I_e| \\
&= 0,2745 I_e
\end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 475 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 10490 A

$$I_1 = \frac{-475}{800/1} \times 95 \% = -0,5640 A$$

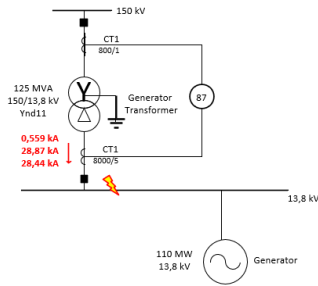
$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{-475}{800} \times 95 \% \\
&= -0,5640 I_e \\
I_2 &= \frac{10490}{8000/5} \times 105 \% = 6,8840 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{10490}{8000} \times 105 \% \\
&= 1,3768 I_e \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|-0,5640 I_e| + |1,3768 I_e|}{2} \\
&= 0,9704 I_e \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |-0,5640 I_e + 1,3768 I_e| \\
&= 0,8127 I_e
\end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{\text{Restraint}}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$\begin{aligned}
I_{\text{Diff}} &= 1,1566 I_e \\
I_{\text{Diff}}(\%) &= \frac{1,1566}{5} \times 100\% \\
&= 23,13 \% \\
I_{\text{Restraint}} &= 1,9748 I_e \\
\text{Slope}(\%) &= \frac{I_{\text{Diff}}}{I_{\text{Restraint}}} \times 100 \% \\
&= 58,56 \%
\end{aligned}$$

Gangguan Eksternal L-L di Sisi Sekunder (13,8 kV) Transformator 125 MVA

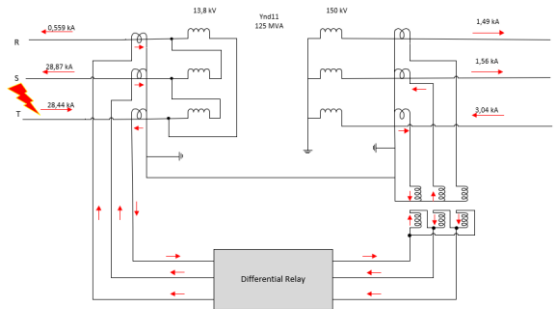
Saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.13.



Gambar 4.13 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder)

Berdasarkan Gambar 4.13, pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa S dan T di sisi sekunder (13,8 kV).

Dalam hal ini, untuk menghitung arus di sisi primer, perlu adanya pertimbangan *vector group* pada transformator, karena mempengaruhi nilai arus hubung singkat di sekunder. Oleh karena itu perlu adanya perhitungan konversi *vector group* pada arus tersebut.



Gambar 4.14 Rangkaian transformator 125 MVA dengan *vector group* Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV)

Sisi tegangan tinggi (150 kV)

$$I_{n-Trans w1} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}} = 481,12 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{R \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1490 = 1,8625 \text{ A}$$

$$I_{S \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 1560 = 1,95 \text{ A}$$

$$I_{T \text{ sec}} = \frac{1}{800} \times 3040 = 3,8 \text{ A}$$

$$I_{norm R} = \frac{800}{481,12} \times 1,8625 = 3,0969 \text{ A}$$

$$I_{norm S} = \frac{800}{481,12} \times 1,95 = 3,2424 \text{ A}$$

$$I_{norm T} = \frac{800}{481,12} \times 3,8 = 6,3185 \text{ A}$$

Sisi tegangan tinggi merupakan sisi dengan koneksi *wye* yang di ketanahkan (*grounding*), karena itu perlu adanya mengeliminasi arus *zero sequence component* (I_0). Jika tidak diketanahkan atau hubunganya *delta* maka tidak perlu dilakukan perhitungan berikut ini.

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -3,0969 \\ -3,2424 \\ 6,3185 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -3,0899 \\ -3,2354 \\ 6,3254 \end{bmatrix}$$

Sisi tegangan menengah (13,8 kV)

$$I_{n-Trans w2} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 5229,62 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{r \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 559 = 0,0698 \text{ A}$$

$$I_{s \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 28870 = 3,6087 \text{ A}$$

$$I_{t \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 28440 = 3,555 \text{ A}$$

$$I_{r^*} = I_{norm r} = \frac{8000}{5229,62} \times 0,0698 = 0,1068 \text{ A}$$

Oleh karena itu arus tiap fasa di sisi primernya adalah seperti pada Gambar 4.15.

Fasa R

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1490 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 559 A

$$I_1 = \frac{1490}{800/1} \times 95 \% = 1,7693 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

$$= \frac{1490}{800} \times 95 \%$$

$$= 1,7693 I_e$$

$$I_2 = \frac{-559}{8000/5} \times 105 \% = -0,3668 A$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \%$$

$$= \frac{-559}{8000} \times 105 \%$$

$$= -0,0733 I_e$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

$$= \frac{|1,7693 I_e| + |-0,0733 I_e|}{2}$$

$$= 0,9213 I_e$$

$$I_{\text{Diff}} = |I_p + I_s|$$

$$= |1,7693 I_e + -0,0733 I_e|$$

$$= 1,6960 I_e$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1560 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 28870 A

$$I_1 = \frac{1560}{800/1} \times 95 \% = 1,8525 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{1560}{800} \times 95 \% \\
&= 1,8525 \text{ Ie} \\
I_2 &= \frac{-28870}{8000/5} \times 105 \% = -18,9459 \text{ A} \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{-28870}{8000} \times 105 \% \\
&= -3,7891 \text{ Ie} \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|1,8525 \text{ Ie}| + |-3,7891 \text{ Ie}|}{2} \\
&= 2,8208 \text{ Ie} \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |1,8525 \text{ Ie} + -3,7891 \text{ Ie}| \\
&= 1,9366 \text{ Ie}
\end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 3040 A
Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 28440 A

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{3040}{800/1} \times 95 \% = 3,61 \text{ A} \\
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{3040}{800} \times 95 \% \\
&= 3,61 \text{ Ie} \\
I_2 &= \frac{-28440}{8000/5} \times 105 \% = -18,6637 \text{ A} \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{-28440}{8000} \times 105 \% \\
&= -3,7327 \text{ Ie} \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2}
\end{aligned}$$

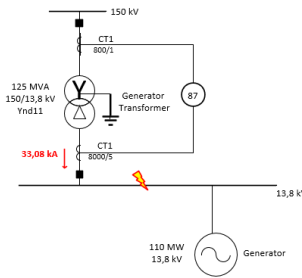
$$\begin{aligned}
&= \frac{|3,61 Ie| + |-3,7327 Ie|}{2} \\
&= 3,6713 Ie \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |3,61 Ie + (-3,7327 Ie)| \\
&= 0,1227 Ie
\end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{Restraint}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$\begin{aligned}
I_{Diff} &= 1,9366 Ie \\
I_{Diff}(\%) &= \frac{1,9366}{5} \times 100\% \\
&= 38,73 \% \\
I_{Restraint} &= 3,6713 Ie \\
Slope(\%) &= \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100 \% \\
&= 52,75 \%
\end{aligned}$$

Gangguan Eksternal 3 Fasa di Sisi Sekunder (13,8 kV) Transformator 125 MVA

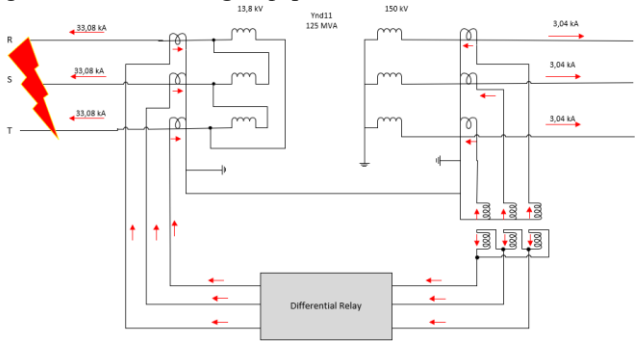
Saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.16.



Gambar 4.16 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA (tanpa arus di sekunder)

Dalam hal ini, untuk menghitung arus di sisi primer, perlu adanya

pertimbangan *vector group* pada transformator, karena mempengaruhi nilai arus hubung singkat di sekunder. Oleh karena itu perlu adanya perhitungan konversi *vector group* pada arus tersebut.



Gambar 4.17 Rangkaian transformator 125 MVA dengan *vector group* Ynd11 saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV)

Sisi tegangan tinggi (150 kV)

$$I_{n-Trans w1} = \frac{125 MVA}{\sqrt{3} \times 150 kV} = 481.12 A$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{R sec} = \frac{1}{800} \times 3040 = 3,8 A$$

$$I_{S sec} = \frac{1}{800} \times 3040 = 3,8 A$$

$$I_{T sec} = \frac{1}{800} \times 3040 = 3,8 A$$

$$I_{norm R} = \frac{800}{481,12} \times 3,8 = 6,3185 A$$

$$I_{norm S} = \frac{800}{481,12} \times 3,8 = 6,3185 A$$

$$I_{norm T} = \frac{800}{481,12} \times 3,8 = 6,3185 A$$

Sisi tegangan tinggi merupakan sisi dengan koneksi *wye* yang di ketanahkan (*grounding*), karena itu perlu adanya mengeliminasi arus *zero sequence component* (I_0). Jika tidak diketanahkan atau hubungannya *delta* maka tidak perlu dilakukan perhitungan berikut ini.

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -6,3185 \\ -6,3185 \\ -6,3185 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{R^*} \\ I_{S^*} \\ I_{T^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Sisi tegangan menengah (13,8 kV)

$$I_{n-Transw2} = \frac{125 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 5229,62 \text{ A}$$

Arus yang mengalir di sekunder CT adalah:

$$I_{r \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 33080 = 4,135 \text{ A}$$

$$I_{s \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 33080 = 4,135 \text{ A}$$

$$I_{t \text{ sec}} = \frac{1}{8000} \times 33080 = 4,135 \text{ A}$$

$$I_{r^*} = I_{norm r} = \frac{8000}{5229,62} \times 4,135 = 6,3255 \text{ A}$$

$$I_{s^*} = I_{norm s} = \frac{8000}{5229,62} \times 4,135 = 6,3255 \text{ A}$$

$$I_{t^*} = I_{norm t} = \frac{8000}{5229,62} \times 4,135 = 6,3255 \text{ A}$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan konversi *vector group* Ynd11 untuk gangguan 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV).

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{s^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} &= \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{r^*} \\ I_{s^*} \\ I_{t^*} \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 3,2813 \\ 3,2813 \\ 3,2813 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} I_{r^{**}} \\ I_{S^{**}} \\ I_{t^{**}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

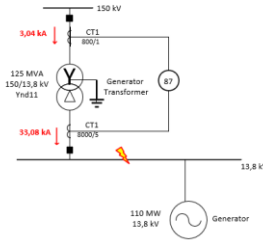
Resultan arus *trip* dari proteksi diferensial adalah sebagai berikut:

$$I_{\Delta-R} = I_{R^*} + I_{r^{**}} = 0 + 0 = 0$$

$$I_{\Delta-S} = I_{S^*} + I_{S^{**}} = 0 + 0 = 0$$

$$I_{\Delta-T} = I_{T^*} + I_{t^{**}} = 0 + 0 = 0$$

Karena selisih arus adalah 0, maka proteksi diferensial tidak bekerja.



Gambar 4.18 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA

Oleh karena itu arus tiap fasa di sisi primer adalah seperti pada Gambar 4.21. Dalam hal ini arus gangguan hubung singkat bernilai sama tiap fasa.

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 3040 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 33080 A

$$I_1 = \frac{3040}{800/1} \times 95\% = 3,61 \text{ A}$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\% \\ = \frac{3040}{800} \times 95\% \\ = 3,61 \text{ Ia}$$

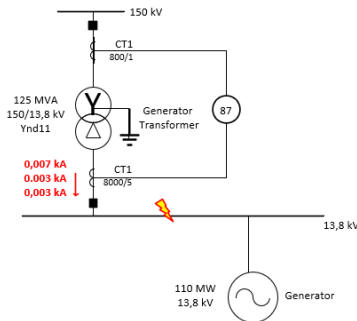
$$I_2 = \frac{-33080}{8000/5} \times 105\% = -21,7087 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\%$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{-33080}{8000} \times 105 \% \\
&= -4,3417 I_e \\
I_{Restraint} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|3,61 I_e| + |-4,3417 I_e|}{2} \\
&= 3,9758 I_e \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |3,61 I_e + (-4,3417 I_e)| \\
&= 0,7317 I_e \\
I_{Diff}(\%) &= \frac{0,7317}{5} \times 100\% \\
&= 14,635 \% \\
Slope(\%) &= \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100 \% \\
&= 18,40 \%
\end{aligned}$$

Gangguan Eksternal L-G di Sisi Sekunder (13,8 kV) Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat L-G di sisi sekunder (13,8 kV) Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.19



Gambar 4.19 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat L-L di sisi sekunder (13,8 kV) transformator 125 MVA

Berdasarkan Gambar 4.19, pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa R di sisi sekunder (13,8 kV). Namun, karena arusnya sangat kecil maka diasumsikan semua nilai arus gangguannya 0 kA.

Sehingga di dapatkan:

$$\begin{aligned}
 I_{Diff} &= 0 I_e \\
 I_{Diff}(\%) &= \frac{0}{5} \times 100\% \\
 &= 0\% \\
 I_{Restraint} &= 0 I_e \\
 Slope(\%) &= \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100\% \\
 &= 0\%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan I_{diff} dan *slope* ketika kondisi normal dan gangguan di luar daerah pengamanan baik hubung singkat satu fasa (L-G), antar phasa (L-L) dan 3 fasa (L-L-L) dapat diketahui:

- Nilai I_{diff} terbesar adalah 38,73 % atau 1,93 I_e .
- dan *slope* terbesar adalah 58,56 %.

Rele diferensial tidak boleh bekerja saat kondisi normal maupun ketika terjadi gangguan di luar zona pengaman rele (eksternal). Oleh karena itu, rekomendasi setting berdasarkan perhitungan adalah sebagai berikut:

➤ *Setting pickup*

Dalam hal ini terdapat 2 alternatif setting pickup yaitu sebagai berikut:

1. Setting pickup dengan memperhatikan error CT, I_{diff} kondisi normal, dan margin (faktor keamanan) dengan kriteria sebagai berikut:

- Error CT diperoleh dari CT Class. Dalam hal ini diasumsikan CT class 5P20 dengan error CT $\pm 5\%$.
- I_{diff} kondisi normal: 2,3% I_e
- Margin (safety factor) diasumsikan 5%
 - Setting pickup = (error CT + I_{diff} normal + margin)
 - = (10% + 2,3% + 5%) I_e
 - = 17,3 % I_e
 - = 0,173 I_e

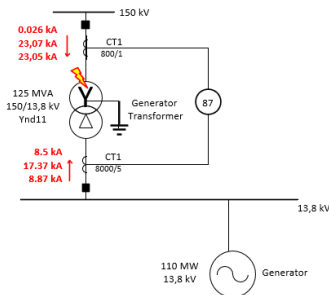
$$= 0,865 \text{ A}$$

2. Setting pickup berdasarkan I_{diff} terbesar saat kondisi normal dan gangguan eksternal (pickup > 0,3873 Ie). Setting pickup dipilih 150% Ie = 7,5 A (pickup setting of percentage differential current 0.1 Ie – 1.5 Ie)
- *Setting slope* ditentukan berdasarkan *slope* terbesar pada saat kondisi normal dan gangguan eksternal, karena itu di pilih *slope* sebesar 120 % (*setting of the first slope 0.00-0.1 and of the maximum slope of percentage differential protection 0.4-0.6*) (asumsi 1 slope max 0-1.5)

Untuk menguji hasil *setting differential relay transformer* (87T) sudah tepat, maka dilakukan pengujian dengan simulasi ketika terjadi gangguan internal pada transformator, yaitu gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah (L-G), antar fasa (L-L), dan tiga fasa (L-L-L).

4.5.1.3 Analisis Resetting Kondisi Gangguan Internal Gangguan Internal L-L di Sisi Primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.20.



Gambar 4.20 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA

Berdasarkan Gambar 4.22, pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa S dan T di sisi primer (150 kV).

Fasa R

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 26 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 8500 A

$$I_1 = \frac{26}{800/1} \times 95 \% = 0,0308 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

$$= \frac{26}{800} \times 95 \%$$
$$= 0,0308 Ie$$

$$I_2 = \frac{8500}{8000/5} \times 105 \% = 5,5781 A$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \%$$

$$= \frac{8500}{8000} \times 105 \%$$
$$= 1,1156 Ie$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$
$$= \frac{|0,0308 Ie| + |1,1156 Ie|}{2}$$

$$= 0,5732 Ie$$

$$I_{\text{Diff}} = |I_p + I_s|$$
$$= |0,0308 Ie + 1,1156 Ie|$$
$$= 1,1465 Ie$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 23070 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 17370 A

$$I_1 = \frac{23070}{800/1} \times 95 \% = 27,3956 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

$$= \frac{23070}{800} \times 95 \%$$
$$= 27,3956 Ie$$

$$I_2 = \frac{17370}{8000/5} \times 105 \% = 11,3990 A$$

$$\begin{aligned}
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{17370}{8000} \times 105 \% \\
&= 2,2798 \text{ Ie} \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|27,3956 \text{ Ie}| + |2,2798 \text{ Ie}|}{2} \\
&= 14,8377 \text{ Ie} \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |27,3956 \text{ Ie} + 2,2798 \text{ Ie}| \\
&= 29,6754 \text{ Ie}
\end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 23050 A
Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 8870 A

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{23050}{800/1} \times 95 \% = 27,3718 \text{ A} \\
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{23050}{800} \times 95 \% \\
&= 27,3718 \text{ Ie} \\
I_2 &= \frac{8870}{8000/5} \times 105 \% = 5,8209 \text{ A} \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{8870}{8000} \times 105 \% \\
&= 1,1641 \text{ Ie} \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|27,3718 \text{ Ie}| + |1,1641 \text{ Ie}|}{2} \\
&= 14,2680 \text{ Ie} \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |27,3718 \text{ Ie} + 1,1641 \text{ Ie}|
\end{aligned}$$

$$= 28,5360 I_e$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{Restraint}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$I_{Diff} = 29,6754 I_e$$

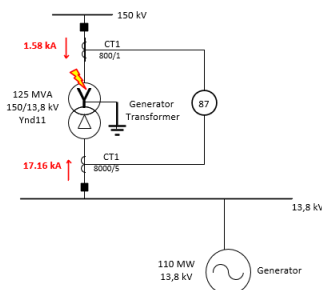
$$I_{Diff}(\%) = \frac{29,6754 I_e}{5} \times 100\% = 593,50 \%$$

$$I_{Restraint} = 14,8377 I_e$$

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100 \% = 200 \%$$

Gangguan Internal 3 Fasa di Sisi Primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat internal 3 Fasa di sisi primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.21.



Gambar 4.21 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal 3 fasa di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 26600 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 17160 A

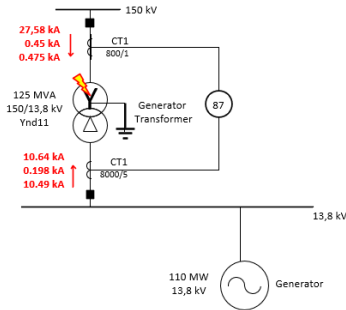
$$I_1 = \frac{26600}{800/1} \times 95\% = 31,5875 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\%$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{26600}{800} \times 95\% \\
&= 31,5875 I_e \\
I_2 &= \frac{17160}{8000/5} \times 105\% = 11,2612 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\% \\
&= \frac{17160}{8000} \times 105\% \\
&= 2,2522 I_e \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|31,5875 I_e| + |2,2522 I_e|}{2} \\
&= 16,9198 I_e \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |31,5875 I_e + 2,2522 I_e| \\
&= 33,8397 I_e \\
I_{\text{Diff}}(\%) &= \frac{33,8397}{5} \times 100\% \\
&= 676,795\% \\
\text{Slope}(\%) &= \frac{I_{\text{Diff}}}{I_{\text{Restraint}}} \times 100\% \\
&= 200\%
\end{aligned}$$

Gangguan Internal L-G di Sisi Primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-G di sisi primer (150 kV) pada Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.22.



Gambar 4.22 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-G di sisi primer (150 kV) pada transformator 125 MVA

Berdasarkan Gambar 4.22. pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa R di sisi primer (150 kV).

Fasa R

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 27580 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 10640 A

$$I_1 = \frac{27580}{800/1} \times 95 \% = 32,7512 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

$$= \frac{27580}{800} \times 95 \%$$

$$= 32,7512 I_e$$

$$I_2 = \frac{10640}{8000/5} \times 105 \% = 6,9825 A$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \%$$

$$= \frac{10640}{8000} \times 105 \%$$

$$= 1,3965 I_e$$

$$I_{\text{restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

$$= \frac{|32,7512 I_e| + |1,3965 I_e|}{2}$$

$$\begin{aligned}
 &= 17,0738 I_e \\
 I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
 &= |32,7512 I_e + 1,3965 I_e| \\
 &= 34,1477 I_e
 \end{aligned}$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 450 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 198 A

$$I_1 = \frac{450}{800/1} \times 95 \% = 0,5343 A$$

$$\begin{aligned}
 I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
 &= \frac{450}{800} \times 95 \% \\
 &= 0,5343 I_e
 \end{aligned}$$

$$I_2 = \frac{198}{8000/5} \times 105 \% = 0,1299 A$$

$$\begin{aligned}
 I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
 &= \frac{198}{8000} \times 105 \% \\
 &= 0,0259 I_e
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{Restraint} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
 &= \frac{|0,5343 I_e| + |0,0259 I_e|}{2} \\
 &= 0,2801 I_e
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
 &= |0,5343 I_e + 0,0259 I_e| \\
 &= 0,5603 I_e
 \end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 475 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 1049 A

$$I_1 = \frac{475}{800/1} \times 95 \% = 0,5640 A$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \%$$

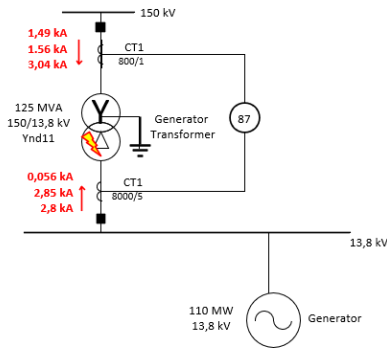
$$\begin{aligned}
&= \frac{475}{800} \times 95 \% \\
&= 0,5640 I_e \\
I_2 &= \frac{1049}{8000/5} \times 105 \% = 0,6884 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{1049}{8000} \times 105 \% \\
&= 0,1376 I_e \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|0,5640 I_e| + |0,1376 I_e|}{2} \\
&= 0,3508 I_e \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |0,5640 I_e + 0,1376 I_e| \\
&= 0,7017 I_e
\end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{\text{Restraint}}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$\begin{aligned}
I_{\text{Diff}} &= 34,1477 I_e \\
I_{\text{Diff}}(\%) &= \frac{34,1477}{5} \times 100\% \\
&= 682,955 \% \\
I_{\text{Restraint}} &= 17,0738 I_e \\
\text{Slope}(\%) &= \frac{I_{\text{Diff}}}{I_{\text{Restraint}}} \times 100 \% \\
&= 200 \%
\end{aligned}$$

Gangguan Internal L-L di Sisi Sekunder (13,8 kV) pada Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi sekunder (13,8 kV) pada Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.23.



Gambar 4.23 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat internal L-L di sisi sekunder (13,8 kV) pada transformator 125 MVA

Berdasarkan Gambar 4.23, pada simulasi diatas terlihat bahwa fasa yang mengalami gangguan adalah fasa S dan T di sisi sekunder (13,8 kV).

Fasa R

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1490 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 56 A

$$I_1 = \frac{1490}{800/1} \times 95 \% = 1,7693 \text{ A}$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\ = \frac{1490}{800} \times 95 \% \\ = 1,7693 I_e$$

$$I_2 = \frac{56}{8000/5} \times 105 \% = 0,0367 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\ = \frac{56}{8000} \times 105 \%$$

$$= 0,0073 I_e$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{|1,7693 Ie| + |0,0073 Ie|}{2} \\
&= 0,8883 Ie \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |1,7693 Ie + 0,0073 Ie| \\
&= 1,7767 Ie
\end{aligned}$$

Fasa S

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 1560 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 2850 A

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{1560}{800/1} \times 95 \% = 1,8525 A \\
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{1560}{800} \times 95 \% \\
&= 1,8525 Ie \\
I_2 &= \frac{2850}{8000/5} \times 105 \% = 1,8703 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{2850}{8000} \times 105 \% \\
&= 0,3740 Ie \\
I_{Restraint} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|1,8525 Ie| + |0,3740 Ie|}{2} \\
&= 1,1132 Ie \\
I_{Diff} &= |I_p + I_s| \\
&= |1,8525 Ie + 0,3740 Ie| \\
&= 2,2265 Ie
\end{aligned}$$

Fasa T

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 3040 A

Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 2800 A

$$I_1 = \frac{3040}{800/1} \times 95 \% = 3,6100 A$$

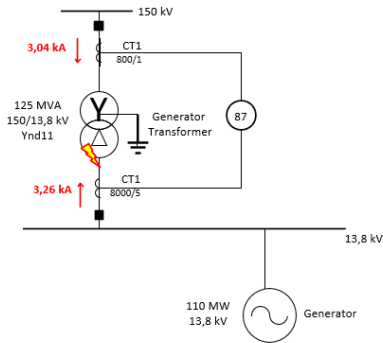
$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95 \% \\
&= \frac{3040}{800} \times 95 \% \\
&= 3,6100 I_e \\
I_2 &= \frac{2800}{8000/5} \times 105 \% = 1,8375 A \\
I_s &= \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105 \% \\
&= \frac{2800}{8000} \times 105 \% \\
&= 0,3675 I_e \\
I_{\text{Restraint}} &= \frac{|I_p| + |I_s|}{2} \\
&= \frac{|3,6100 I_e| + |0,3675 I_e|}{2} \\
&= 1,9887 I_e \\
I_{\text{Diff}} &= |I_p + I_s| \\
&= |3,6100 I_e + 0,3675 I_e| \\
&= 3,9775 I_e
\end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, maka di pilih I_{Diff} dan $I_{\text{Restraint}}$ yang terbesar untuk setting rele diferensial, sehingga di dapatkan:

$$\begin{aligned}
I_{\text{Diff}} &= 3,9775 I_e \\
I_{\text{Diff}}(\%) &= \frac{3,9775}{5} \times 100\% \\
&= 79,55 \% \\
I_{\text{Restraint}} &= 1,9887 I_e \\
\text{Slope}(\%) &= \frac{I_{\text{Diff}}}{I_{\text{Restraint}}} \times 100 \% \\
&= 200 \%
\end{aligned}$$

Gangguan Internal 3 Fasa di Sisi Sekunder (13,8 kV) pada Transformator 125 MVA

Saat terjadi gangguan hubung singkat 3 Fasa di sisi sekunder (13,8 kV) pada Transformator 125 MVA, aliran arus akan menuju ke titik gangguan seperti ditunjukkan pada Gambar 4.24.



Gambar 4.24 Skema *differential relay transformer* (87T) saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi sekunder (13,8 kV) pada transformator 125 MVA

Arus maksimum di sisi primer Transformator = 3040 A
 Arus maksimum di sisi sekunder Transformator = 3260 A

$$I_1 = \frac{3040}{800/1} \times 95\% = 3,6100 \text{ A}$$

$$I_p = \frac{\text{Arus maksimum di primer}}{\text{Primer CT}} \times 95\%$$

$$= \frac{3040}{800} \times 95\%$$

$$= 3,6100 I_e$$

$$I_2 = \frac{3260}{8000/5} \times 105\% = 2,1393 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{\text{Arus maksimum di sekunder}}{\text{sekunder CT}} \times 105\%$$

$$= \frac{3260}{8000} \times 105\%$$

$$= 0,4278 I_e$$

$$I_{\text{Restraint}} = \frac{|I_p| + |I_s|}{2}$$

$$= \frac{|3,6100 I_e| + |0,4278 I_e|}{2}$$

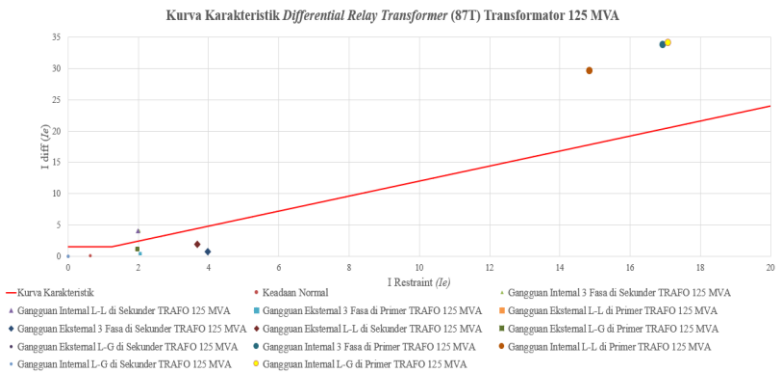
$$= 2,0189 I_e$$

$$I_{Diff}(\%) = \frac{0}{5} \times 100\% = 0\%$$

$$I_{Restraint} = 0 I_e$$

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Restraint}} \times 100\% = 0\%$$

Hasil setting *differential relay transformer* (87T) pada transformator 125 MVA ini kemudian ditampilkan dalam bentuk kurva karakteristik seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.26.



Gambar 4.26 Kurva karakteristik *differential relay transformer* (87T) transformator 125 MVA dengan $I_{diff\ pickup} = 1,5 I_e$

Saat terjadi gangguan hubung singkat internal antar fasa (L-L) di sisi primer (150 kv) pada transformator 125 MVA, *slope* yang terukur adalah 200 % dan I_{diff} sebesar 593,5 %. Kedua nilai tersebut jauh lebih besar daripada *setting slope* dan I_{diff} yang telah dipilih, yaitu *setting slope* 120 % dan *setting* I_{diff} 1,5 I_e (150 %). Karena kedua syarat terpenuhi, yaitu kedua nilai *setting* telah terlampaui nilai *pickup*, maka relay diferensial akan bekerja dengan memberikan perintah *tripping* pada CB. Sedangkan ketika terjadi gangguan hubung singkat eksternal antar fasa (L-L) di sisi primer (150 kv) transformator 125 MVA, *slope* yang terukur adalah 55,53 % dan I_{diff} sebesar 21,69 %. Kedua nilai tersebut lebih kecil daripada *setting slope* dan I_{diff} yang telah dipilih. Karena nilai tersebut lebih kecil dari nilai

setting yang dipilih, maka rele diferensial tidak akan bekerja ketika gangguan terjadi di luar zona proteksi.

Daerah di atas kurva merupakan daerah kerja *differential relay transformer* (87T). Rele diferensial akan bekerja apabila gangguan yang terjadi berada di atas kurva karakteristik rele. Berdasarkan Gambar 4.26, dapat disimpulkan bahwa ketika terjadi gangguan internal pada transformator 125 MVA baik gangguan 1 fasa, 2 fasa maupun 3 fasa, nilai *slope* dan I_{diff} berada di atas kurva *setting slope* rele, dengan kata lain rele akan bekerja. Sedangkan ketika terjadi gangguan di luar zona pengamanan rele diferensial, maka rele tidak akan beroperasi, sehingga aman dari kesalahan *trip* dan operasi rele. Oleh karena itu, pemilihan *setting* tersebut sudah sesuai dan bisa di aplikasikan ke *differential relay transformer* (87T).

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis perhitungan *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW yang telah dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. *Differential relay transformer* (87T) berfungsi melindungi *main transformator* dari gangguan dan bekerja dengan cepat dan selektif dalam memutus gangguan.
2. *Wiring CT* dalam *setting* rele diferensial harus diperhatikan dengan benar supaya rele diferensial tidak mengalami kesalahan kerja.
3. Dalam proteksi rele diferensial zona yang dilindungi dibatasi oleh CT yang di pasang di sisi primer dan sekunder.
4. Permasalahan yang terjadi di PLTU Tenayan 2x110 MW adalah *differential relay transformer* beroperasi ketika gangguan eksternal terjadi di sisi 150 kv, sehingga menyebabkan *blackout*.
5. Nilai *setting eksisting* pada rele diferensial *transformer* yaitu I_{diff} sebesar $0,4I_e$, *setting slope* 1 adalah $0,1 I_e$, dan *setting slope* 2 adalah $0,7 I_e$.
6. Penentuan *setting differential relay transformer* (87T) ini telah mempertimbangkan *vector group*, kondisi normal, kondisi gangguan eksternal dan kondisi gangguan internal daerah proteksi rele diferensial.
7. Rekomendasi *setting* rele diferensial yang disarankan adalah $I_{diff pickup}$ sebesar $1,5 I_e$ dan *slope* sebesar 120 %, di mana nilai $I_{diff pickup}$ dipilih berdasarkan nilai I_{diff} saat kondisi normal atau nilai I_{diff} yang terbesar. Setelah dilakukan pengujian dengan gangguan antar fasa, tiga fasa, dan satu fasa ke tanah di dalam daerah pengaman rele, nilai *slope* dan I_{diff} yang terukur berada di atas nilai *pickup* dan *setting slope* sehingga rele bekerja saat gangguan internal dan tidak akan bekerja saat gangguan di luar zona pengaman rele.

5.2 Saran

Dari hasil analisis perhitungan *setting differential relay transformer* (87T) dengan pertimbangan *vector group* pada PLTU Tenayan 2x110 MW yang telah dilakukan, penulis memberikan saran sebagai berikut:

1. Pada penelitian selanjutnya, untuk *setting* rele perlu dilakukan pengujian ketika ada *inrush current* pada transformator.
2. *Setting slope* pada manufaktur ini menggunakan 2 *slope*, sehingga perlu di pertimbangkan lagi untuk di realisasikan di lapangan.
3. Rekomendasi *setting* rele yang disarankan pada tugas akhir ini dapat dijadikan untuk pertimbangan dan referensi untuk *setting differential relay transformer* (87T), namun untuk *slope* perlu dijadikan 2 *slope* supaya sesuai dengan manufaktur rele.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE Industry Applications Society, "*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*". New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001.
- [2] T. Gonen, "*Modern Power System Analysis*", 2 ed. Boca Raton: CRC Press, 2013.
- [3] D. Marsudi, "*Pembangkitan energi listrik*", ed. 2. Jakarta: Erlangga, 2011.
- [4] R. N. Fadliyah, "Evaluasi Kegagalan Setting Rele Diferensial pada Bus 18 kV di Sistem Kelistrikan PLTU UP Paiton Unit 1," Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2017.
- [5] "*IEC-60909-0 International Standard*". International Electrotechnical Commission, 2001.
- [6] J. D. Glover, T. J. Overbye, dan M. S. Sarma, "*Power system analysis & design*", 6 ed. Boston: Cengage Learning, 2017.
- [7] B. D. Metz-Noblat, F. Dumas, dan G. Thomasset, "*Calculation of short-circuit currents*". Schneider Electric, 2000.
- [8] J. L. Blackburn dan T. J. Domin, "*Protective Relaying: Principles and Applications*", 3 ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [9] G. Ziegler, "*Numerical differential protection: principles and applications*", 2 ed. Erlangen: Publicis, 2012.
- [10] "*IEC-60076-1 International Standard*". International Electrotechnical Commission, 2000.
- [11] G. Jeba, "A Review about Vector Group Connections In Transformers," *International Journal of Advancements in Technology, India*, vol. 2, no. 2, hlm. 7, 2011.
- [12] S. Slumstrup dan F. F. da Silva, "Differential Protection of Transformers," *Aalborg University*, 2018.
- [13] "*RCS-985A Generator Protection Instruction Manual*". China: NR Electric, 2011.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIODATA PENULIS



Teuku Rizki Firdausi, lahir di Sigli, Aceh pada tanggal 8 Juni 1998. Penulis merupakan lulusan dari SMAN Modal Bangsa Aceh. Pada tahun 2016, penulis melanjutkan studinya di Teknik Elektro ITS dan memilih bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Selama perkuliahan penulis aktif dalam berbagai kegiatan dan organisasi. Penulis pernah menjadi Staff ahli Akademik dan Prestasi di JMMI (Jamaah Masjid Manarul ilmi) selama periode 2017-2019. Penulis pernah mendapatkan Beasiswa Cendekia Baznas (BCB), selama menjadi penerima beasiswa penulis banyak mengikuti pelatihan dan seminar yang diadakan oleh BCB. Pada 1,5 tahun terakhir penulis menjadi asisten di Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga (LIPIST). Selama menjadi asisten laboratorium, penulis aktif dalam berbagai pelatihan *software* ETAP 12.6.0 untuk internal maupun eksternal dan juga aktif dalam beberapa proyek diantaranya Evaluasi Kegagalan Akibat *Short Circuit* di *Feeder* Bawah Instalasi Kelistrikan PT. Pertamina RU V Balikpapan, Studi Penyusunan *Masterplan* Sistem Distribusi UP3 Jambi, dan Perencanaan Instalasi Listrik untuk Pelabuhan Berlian Manyar Sejahtera, Gresik. Pada semester VI penulis melakukan kerja praktek di PT. PJB UP Gresik. Penghargaan yang pernah diterima penulis adalah Finalis Program Kreativitas Mahasiswa Gagasan Tertulis (PKM-GT) pada PIMNAS 31 di Yogyakarta dan Semifinalis Lomba Karya Tulis Ilmiah ELEXCURTION di ITB pada tahun 2018. Untuk menghubungi penulis, dapat melalui rizkifirdausi0806@gmail.com.