



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE184801

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH
DAN DIFERENSIAL TRANSFORMATOR PADA
GARDU INDUK SURABAYA SELATAN**

**Farish Panji Budiangga
NRP 07111745000008**

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

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



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE184801

**PROTECTION COORDINATION STUDIES OF OVER
CURRENT RELAY AND DIFFERENTIAL TRANSFORMER
AT SOUTH SURABAYA SUBSTATION**

**Farish Panji Budiangga
NRP 07111745000008**

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

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

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih dan Diferensial Transformator pada Gardu Induk Surabaya Selatan**” 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 dirujuktelah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

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

Surabaya, Juli 2019



Farish Panji Budiangga
NRP 0711174500008

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH
DAN DIFERENSIAL TRANSFORMATOR PADA
GARDU INDUK SURABAYA SELATAN**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
NIP. 1966 03 18 1990 10 1 001

Dosen Pembimbing II



Dedet C. Riawan, ST., M.Eng., Ph.D
NIP. 1973 11 19 2000 03 100 1

**SURABAYA
JULI, 2019**

STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH DAN DIFERENSIAL TRANSFORMATOR PADA GARDU INDUK SURABAYA SELATAN

Nama : Farish Panji Budiangga
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbing II : Dedet Candra Riawan, ST., M.Eng., Ph.D

ABSTRAK

Berdasarkan (RUPTL) PT. PLN (Persero) Tahun 2018-2027 diproyeksikan kebutuhan energi listrik yang dibutuhkan Kota Surabaya pada tahun 2025 akan mencapai 834 MVA, maka dari itu PT. PLN (Persero) berencana melakukan uprating Gardu Induk dengan kapasitas 1 x 500 MVA yang berlokasi Surabaya Selatan. Dimana nantinya Gardu Induk Surabaya Selatan akan mendapatkan suplai tegangan ekstra tinggi 500 kV. Untuk menunjang perencanaan tersebut, maka dibutuhkan suatu sistem koordinasi proteksi yang baik. Dalam tugas akhir ini dilakukan studi untuk mengetahui kesiapan dari sistem eksisting proteksi yang ada serta menentukan parameter pengaturan proteksi untuk rele arus lebih dan diferensial pada IBT 500 MVA yang disimulasikan menggunakan *software* ETAP 12.6. Dari hasil analisis didapatkan, pengaman utama yang digunakan pada IBT 500 MVA, adalah rele diferensial jenis *Low Impedance* dengan nilai minimum *Pick-Up* 0,3 p.u, *Slope* 1 dan *Slope* 2 masing-masing 30% dan 65%. Serta Rele Arus Lebih Fasa, digunakan sebagai pengaman cadangan untuk pengaman arus beban lebih maupun arus hubung singkat diluar zona peroteksi rele diferensial. Untuk koordinasi rele arus lebih pada sistem 150 kV dan 20 kV perlu dilakukan proses pengaturan ulang dikarenakan terdapat parameter pengaturan yang kurang tepat. Hasil akhir dari studi ini dapat menjadi referensi dan pertimbangan bagi PT. PLN (Persero) untuk perencanaan dan pengembangan sistem proteksi pada Gardu Induk Surabaya Selatan, untuk menjamin kontinuitas dan keandalan suplai energi listrik kepada konsumen.

kata kunci : koordinasi proteksi, rele, hubungan singkat, arus lebih, diferensial.

Halaman ini sengaja dikosongkan

***PROTECTION COORDINATION STUDIES OF OVER CURRENT
RELAY AND DIFFERENTIAL TRANSFORMER AT SOUTH
SURABAYA SUBSTATION***

Name : Farish Panji Budiangga
Advisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Advisor II : Dedet Candra Riawan, ST., M.Eng., Ph.D

ABSTRACT

According to (RUPTL) PT. PLN Persero 2018-2017 is projected that amount of electrical energy needed by Surabaya will reach 834 MVA, therefore PT. PLN (Persero) plans to upgrade the 1x500 MVA power substation located in South Surabaya. So that the South Surabaya Substation will get supply from Extra High Voltage of 500 kV Voltage Circuit. To support the planning, a good protection coordination system is needed. In this thesis, a study will be conducted to determine the readiness of the existing protection system and determine the protection setting parameters for overcurrent relay and differential on IBT 500 MVA simulated using ETAP 12.6 software. From the analysis obtained the main protection used in Interbus Transformer 500 MVA, is a differential relay Low Impedance type with Dual Slope Dual Breakpoint characteristics. And Overcurrent Phase Relays, are used as back-up protection if external fault occurs and as short circuit protection and overload current protection outside the differential relay protection zone. To coordinate overcurrent relay on a 150 kV and 20 kV system a resetting process is performed because there are incorrect setting parameters. It is expected that the results of this study will ensure and strengthen the protection system at the South Surabaya Substation, so as to guarantee the continuity and reliability of electricity supply to consumers.

keywords : protection coordination, relay, short circuit, overcurrent, differential.

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena dengan rahmat, berkah dan karunia-Nya, penulis dapat menyelesaikan Laporan ini. Penulisan Laporan Tugas Akhir dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana pada Program Studi S1 Teknik Elektro Fakultas Teknologi Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak akan sulit bagi penulis untuk dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini. Dalam penyusunan laporan ini penulis tidak lepas dari bantuan segala pihak. Penulis mengucapkan terima kasih secara khusus kepada pihak yang telah membantu untuk kelancaran penyusunan laporan ini. Adapun pihak tersebut antara lain :

1. Kedua Orang tua dan keluarga penulis yang telah memberikan motivasi dalam proses penyusunan laporan ini.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. selaku Dosen Pembimbing I yang telah mengerahkan waktu dan pikiran untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan laporan ini.
3. Bapak Dedet Candra Riawan, ST., M.Eng., Ph.D selaku Dosen Pembimbing II yang telah mengerahkan waktu dan pikiran untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan laporan ini.
4. Bapak Dr. Eng Ardyono Priyadi, ST., M.Eng selaku Kepala Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
5. Dan tidak lupa anggota kontrakan Venus serta para sahabat dan teman penulis yang selalu memberikan bantuan dan motivasi dalam penyusunan laporan ini.

Surabaya, Mei 2019

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.5.1 Studi Literatur	3
1.5.2 Pengumpulan Data	3
1.5.3 Pemodelan Sistem	3
1.5.1 Simulasi Aliran Daya	3
1.5.2 Simulasi Hubungan Singkat	3
1.5.3 Simulasi <i>Star Protection Device</i>	3
1.5.4 Analisis Data	3
1.5.5 Kesimpulan	4
1.6 Sistematika	4
1.7 Manfaat dan Relevansi	5
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA	7
2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Gangguan Hubungan Singkat	7
2.3 Analisis Gangguan Tidak Seimbang	8
2.3.1 Gangguan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah	8
2.3.2 Gangguan Hubungan Singkat Fasa ke Fasa	10
2.3.3 Gangguan Hubungan Singkat 2 Fasa ke Tanah	11
2.3.4 Gangguan Hubungan Singkat 3 Fasa	12
2.4 Koordinasi Peralatan Proteksi	13
2.5 Rele Arus Lebih	14
2.6 Pengaman Diferensial	20
2.6.1 Prinsip Kerja Rele Diferensial	20

BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN GI SURABAYA SELATAN	25
3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan	25
3.2 Transformator pada Gardu Induk Surabaya Selatan	27
3.3 Sistem Proteksi Gardu Induk Surabaya Selatan.	28
3.3.1 Sistem Proteksi Pada Transformator	29
BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS	35
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan GI Surabaya Selatan	35
4.2 Analisis Arus Hubungan Singkat	36
4.2.1 Arus Hubungan Singkat Minimum 30 <i>Cycle</i>	36
4.2.2 Arus Hubungan Singkat Maksimum 1.5 – 4 <i>Cycle</i>	36
4.3 Analisis Penentuan Parameter Proteksi IBT	37
4.4 Penentuan Parameter Rele Diferensial (87T)	37
4.4.1 Kondisi Operasi Normal.....	39
4.4.2 Rekomendasi Pengaturan Rele Diferensial IBT	41
4.4.3 Perhitungan <i>Slope</i> dan <i>Breakpoint</i>	42
4.4.4 Kondisi saat Gangguan Eksternal 1	44
4.4.5 Kondisi saat Gangguan Eksternal 2.....	46
4.4.6 Kondisi saat Gangguan Internal Primer	48
4.4.7 Kondisi saat Gangguan Internal Sekunder	50
4.5 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih	52
4.5.1 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih Fasa Primer	52
4.5.2 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih Fasa Sekunder	54
4.6 Pengujian sistem Proteksi IBT	56
4.6.1 Pengujian Operasi Rele saat Gangguan Internal	56
4.6.2 Pengujian Operasi Rele Gangguan Eksternal 1	57
4.6.3 Pengujian Operasi Rele saat Gangguan Eksternal 2.....	57
4.7 Studi Koordinasi Rele Arus Lebih.....	58
4.7.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 1	59
4.7.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 2	64
4.7.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 3	69
4.8 Analisis Kapasitas <i>Circuit Breaker</i>	75
BAB 5 PENUTUP	76
5.1 Kesimpulan.....	77
5.2 Saran.....	78
DAFTAR PUSTAKA	79
LAMPIRAN	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Gangguan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah	8
Gambar 2.2 Rangkaian Urutan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah	9
Gambar 2.3 Gangguan Hubungan Singkat Fasa ke Fasa	10
Gambar 2.4 Rangkaian Urutan Hubungan Singkat Fasa ke Fasa.....	10
Gambar 2.5 Gangguan Hubungan Singkat 2 Fasa ke Tanah	11
Gambar 2.6 Gangguan Hubungan Singkat 3 Fasa	12
Gambar 2.7 Koordinasi Proteksi dengan menggunakan <i>Grading Time</i> ...	13
Gambar 2.8 Kurva TCC Rele <i>Instantaneous</i>	14
Gambar 2.9 Kurva TCC Rele <i>Definite Time</i>	15
Gambar 2.10 Pengaturan <i>Time Delay</i> untuk Dua Zona Proteksi.....	16
Gambar 2.11 Pengaturan <i>Time Delay</i> untuk Ketentuan (1)	17
Gambar 2.12 Pengaturan <i>Time Delay</i> untuk Ketentuan (2)	17
Gambar 2.13 Kurva TCC Rele Arus Lebih <i>Invers</i>	18
Gambar 2.14 Karakteristik Operasi Rele <i>Invers Time</i>	19
Gambar 2.15 Rangkaian Hubungan Rele Diferensial	20
Gambar 2.16 Skema Proteksi pada Rele Diferensial <i>High Impedance</i>	21
Gambar 2.17 Skema Proteksi pada Rele Diferensial <i>Low Impedance</i>	21
Gambar 2.18 Karakteristik Persentase Rele Diferensial	23
Gambar 3.1 Rencana Sistem Interkoneksi 500 kV Jawa Timur – Bali.	25
Gambar 3.2 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan.....	26
Gambar 3.3 Sistem Proteksi pada Transformator.	28
Gambar 3.4 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-1	31
Gambar 3.5 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-2	32
Gambar 3.9 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-3	33
Gambar 4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan GI Surabaya Selatan	35
Gambar 4.2 Kurva Karakteristik Rele GE T60 <i>Percent Differential</i>	38
Gambar 4.3 Pemodelan Sistem saat Operasi Normal pada ETAP 12.6 ...	39
Gambar 4.4 Kurva Karakteristik Operasi Rele Diferensial	43
Gambar 4.5 Simulasi saat terjadi Gangguan Eksternal 1.	44
Gambar 4.6 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Eksternal 1	45
Gambar 4.7 Simulasi saat Gangguan Eksternal 2.	46
Gambar 4.8 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Eksternal 2	47
Gambar 4.9 Simulasi saat terjadi Gangguan Internal Primer	48
Gambar 4.10 Kurva Operasi Diferensial Gangguan Internal Primer	49
Gambar 4.11 Simulasi saat terjadi Gangguan Internal Sekunder	50
Gambar 4.12 Kurva Operasi Diferensial Gangguan Internal Sekunder ...	51
Gambar 4.13 Kurva TCC Rele Arus Lebih fasa IBT	55

Gambar 4.14 Waktu Operasi Rele Gangguan Internal sisi Primer.....	56
Gambar 4.15 Waktu Operasi Rele Gangguan Eksternal Bus 150 kV.	57
Gambar 4.16 Waktu Operasi Rele Gangguan Eksternal Bus 500 kV	57
Gambar 4.18 Kurva TCC Interbus	59
Gambar 4.19 Kurva TCC Bay Transformator 1	60
Gambar 4.20 Pemodelan Interbus dan Bay Transformator 1	61
Gambar 4.21 Kurva TCC Interbus <i>Resetting</i>	63
Gambar 4.22 Kurva TCC Tipikal 2 Bay Transformator 2	64
Gambar 4.23 Pemodelan Sistem untuk Bay Transformator 2	65
Gambar 4.24 Kurva TCC Bay Transformator 2 <i>Resetting</i>	68
Gambar 4.25 Kurva TCC Bay Transformator 3.....	69
Gambar 4.26 Pemodelan Sistem untuk Bay Transformator 3	70
Gambar 4.27 Kurva TCC Bay Transformator 3 <i>Reseting</i>	72

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Probabilitas Terjadinya Gangguan	7
Tabel 2.2 Karakteristik Kurva Rele Arus Lebih <i>Invers</i>	18
Tabel 3.1 Spesifikasi IBT 500 MVA Gardu Induk Surabaya Selatan	27
Tabel 3.2 Spesifikasi Bay Transformator 1	27
Tabel 3.3 Spesifikasi Bay Transformator 2	27
Tabel 3.4 Spesifikasi Bay Transformator 3	28
Tabel 3.5 Data Pengaturan Rele Arus Lebih GI Surabaya Selatan.....	29
Tabel 3.6 Data Pengaturan Rele Diferensial Transformator 60 MVA ...	30
Tabel 3.7 Data Rele Proteksi Saluran Udara Tegangan Tinggi 150 kV ..	30
Tabel 4.1 Data Arus Hubungan Singkat pada 30 <i>Cycle</i>	36
Tabel 4.2 Data Arus Hubungan Singkat pada 1.5 – 4 <i>Cycle</i>	37
Tabel 4.3 Data Spesifikasi IBT 500 MVA	40
Tabel 4.4 Parameter Pengaturan Rele Diferensial pada IBT	43
Tabel 4.5 Perbandingan Operasi Rele Diferensial IBT	52
Tabel 4.6 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-1	62
Tabel 4.7 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-2.....	67
Tabel 4.8 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-3.....	71
Tabel 4.9 Perbandingan Nilai Pengaturan Eksisting dan <i>Resetting</i>	73
Tabel 4.10 Perbandingan Nilai Pengaturan Eksisting dan <i>Resetting</i>	74
Tabel 4.11 Arus Hubungan Singkat Sebelum Terhubung Sistem 500 kV	75
Tabel 4.12 Arus Hubungan Singkat Setelah terhubung Jaringan 500 kV	75

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Gardu Induk Surabaya Selatan merupakan salah satu gardu induk yang terhubung dengan sistem interkoneksi JAMALI 150 kV berada di kawasan Wonorejo Kota Surabaya Jawa Timur. Gardu Induk dengan kapasitas terpasang sebesar 3 x 60 MVA ini dibangun dengan tujuan untuk mengakomodir pertumbuhan beban di Kota Surabaya bagian Timur dan sekitarnya, hal ini sejalan dimana meningkatnya kebutuhan energi listrik diakibatkan tingginya laju pertumbuhan penduduk.

Berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. Perusahaan Listrik Negara (PLN) Persero Tahun 2018-2027 diproyeksikan kebutuhan energi listrik yang dibutuhkan Kota Surabaya pada tahun 2025 akan mencapai 834 MVA, maka dari itu PT. PLN (Persero) berencana membangun 2 GITET dengan kapasitas 2 x 500 MVA yang berlokasi di Waru dan Surabaya Selatan. Dimana nantinya Gardu Induk Surabaya Selatan akan mendapatkan suplai tegangan ekstra tinggi yang terhubung dengan Saluran Transmisi 500 kV melalui IBT (Interbus Transformator) 500 kV/150 kV.

Untuk dapat memperkuat sistem transmisi energi listrik tersebut, maka dibutuhkan suatu sistem koordinasi proteksi yang baik, agar dapat menjamin kontinuitas energi listrik kepada konsumen. Maka dari itu dibutuhkan studi untuk mengetahui kesiapan dari sistem eksisting proteksi pada Gardu Induk Surabaya Selatan saat ini dengan adanya rencana penambahan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV, apakah diperlukan pengaturan ulang pada setiap peralatan proteksi seperti rele arus lebih dan rele diferensial ataupun diperlukan adanya penambahan peralatan sistem proteksi dan pengaturan rele arus lebih serta diferensial yang baru pada sisi IBT 500kV.

Dimana nantinya rating peralatan proteksi di Gardu Induk Surabaya Selatan harus mampu untuk melindungi gangguan arus hubungan singkat akibat adanya suplai baru Jaringan Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV. Sehingga upaya penambahan kapasitas penyaluran energi listrik menuju Kota Surabaya dapat berjalan sesuai rencana.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun yang menjadi permasalahan yang akan penulis bahas dalam penulisan Laporan ini meliputi :

1. Mengidentifikasi nilai arus hubungan singkat di setiap bus dan penyulang yang terdapat pada Gardu Induk Surabaya Selatan akibat penambahan Jaringan 500 kV.
2. Menghitung parameter pengaturan untuk Rele Diferensial pada IBT (Interbus Transformator) 500 MVA.
3. Menghitung nilai parameter pengaturan pada Rele Arus Lebih sebagai pengaman cadangan IBT 500 MVA.
4. Meninjau ulang keseluruhan Sistem Koordinasi Proteksi pada Gardu Induk Surabaya Selatan dengan adanya Penambahan Jaringan 500kV.

1.3 Batasan Masalah

Adapun yang menjadi batasan masalah dalam penulisan laporan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

- a. Perangkat Lunak yang digunakan untuk proses simulasi hubungan singkat dan koordinasi proteksi adalah ETAP 12.6
- b. Nilai arus hubungan singkat pada titik gangguan mempertimbangkan arus kontribusi dari tegangan 20 kV, 150 kV dan 500 kV.
- c. Rele Diferensial yang digunakan untuk proteksi pada IBT adalah jenis Persentase Bias.
- d. Koordinasi Rele Arus Lebih dimulai dari output penyulang 20 kV, input Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) dan Input IBT sisi 500 kV.

1.4 Tujuan

Tujuan dari penulisan Laporan Tugas Akhir ini adalah untuk mendapatkan hasil analisis yang komperensif mengenai sistem koordinasi proteksi Rele arus lebih serta Rele Diferensial Transformator IBT pada Gardu Induk Surabaya Selatan dengan adanya rencana penambahan jaringan 500 kV.

1.5 Metodologi

Metodologi yang akan penulis gunakan dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1.5.1 Studi Literatur

Mempelajari berbagai referensi dan sumber literatur yang terkait dengan topik pembahasan untuk mendapatkan hipotesis sebagai dasar teori dan konsep dari permasalahan yang dibahas.

1.5.2 Pengumpulan Data

Data yang digunakan pada penulisan laporan tugas akhir ini terdiri atas Diagram Satu Garis, Data Spesifikasi Transformator, Data Spesifikasi Rele Proteksi, Data Spesifikasi PMT, Data Arus Hubung Singkat, serta Data Rencana Pengembangan Gardu Induk Surabaya Selatan, proses pengumpulan data dilakukan dengan melakukan observasi langsung pada objek penelitian.

1.5.3 Pemodelan Sistem

Melakukan pemodelan sistem kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan pada perangkat lunak ETAP 12.6, untuk proses analisis Aliran Daya dan Hubungan Singkat, dan *Star Protection Device Simulation*.

1.5.1 Simulasi Aliran Daya

Proses simulasi Aliran Daya dilakukan untuk mengetahui aliran daya pada sistem kelistrikan pada Gardu Induk Surabaya Selatan.

1.5.2 Simulasi Hubungan Singkat

Proses Simulasi Hubungan Singkat dilakukan untuk mendapatkan nilai arus hubungan singkat pada setiap bus. Nilai arus hubungan singkat yang digunakan untuk proses analisis merupakan Arus Hubungan Singkat Maksimum 3 Fasa pada periode 1.5-4 *Cycles* dan Arus Hubungan Singkat Minimum Antar Fasa pada periode 30 *Cycles*. Nilai Hubungan Singkat tersebut yang akan digunakan sebagai referensi dalam melakukan pengaturan pada rele arus lebih dan diferensial.

1.5.3 Simulasi *Star Protection Device*

Proses Simulasi *Star Protection Device* dilakukan untuk menganalisis koordinasi proteksi antar rele. Metode yang digunakan untuk koordinasi proteksi rele arus lebih adalah *Time –Graded Protection*.

1.5.4 Analisis Data

Melakukan analisis nilai I_D dan I_R dan *Slope* pada Kurva Karakteristik Rele Diferensial dengan *Microsoft Excel* untuk melihat titik

operasi rele berdasarkan letak gangguan. Untuk analisis data rele arus lebih dilakukan dengan *plotting* Kurva *Time Current Curve* untuk melihat waktu *tripping* dan kerja rele.

1.5.5 Kesimpulan

Penarikan kesimpulan dilakukan setelah melakukan proses analisis data dengan melihat kondisi-kondisi yang ada. Pada kesimpulan ini pula diberikan saran yang dapat menjadi pertimbangan bagi PT PLN Persero untuk referensi dalam melakukan pengembangan sistem proteksi pada Gardu Induk Surabaya Selatan.

1.6 Sistematika

Laporan Tugas Akhir ini terdiri dari beberapa bab dan sub-bab yang terdiri atas :

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini meliputi latar belakang, perumusan masalah, tujuan, metodologi, sistematika serta relevansi dari penulisan laporan tugas akhir.

BAB II KAJIAN PUSTAKA

Pada bab ini akan menjabarkan dasar-dasar teori mengenai ilmu-ilmu yang berkaitan dengan sistem proteksi tenaga listrik.

BAB III SISTEM PROTEKSI PADA GARDU INDUK SURABAYA SELATAN

Bab ini membahas mengenai sistem kelistrikan serta proteksi yang terdapat pada Gardu Induk Surabaya Selatan.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Berisi mengenai hasil analisis serta simulasi pada *software* ETAP yang didapat dengan mengolah data yang didapat selama observasi, antara lain studi arus hubungan singkat, koordinasi proteksi rele arus lebih dan diferensial transformator pada Gardu Induk Surabaya Selatan.

BAB V PENUTUP

Terakhir merupakan bab penutup yang berisi simpulan dari keseluruhan bab-bab yang terdapat pada laporan ini. Serta saran yang diperoleh dengan merujuk hasil analisis untuk pengembangan pada sistem proteksi Gardu Induk Surabaya Selatan.

1.7 Manfaat dan Relevansi

Hasil dari Penelitian ini dapat menjadi salah satu referensi ataupun pertimbangan bagi PT PLN Unit Induk Transmisi Jawa bagian Timur dan Bali dalam upaya pengembangan sistem proteksi pada Gardu Induk Surabaya Selatan dengan adanya rencana penambahan Jaringan 500 kV.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2 KAJIAN PUSTAKA

2.1 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Pada umumnya gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak seimbang (asimetris). Gangguan dapat dikategorikan sebagai gangguan hubungan singkat, konduktor terputus dan gangguan simultan (terdapat lebih dari satu gangguan dalam waktu yang sama) [1]. Gangguan-gangguan tersebut dapat mengganggu proses distribusi/transmisi pada sistem tenaga listrik. Oleh karena itu dibutuhkan suatu analisis terhadap gangguan tersebut untuk mendapatkan besarnya arus gangguan serta arus kontribusi gangguan setiap peralatan, sehingga dapat ditentukan besarnya kapasitas PMT (Pemutus Tenaga), serta pengaturan waktu untuk koordinasi antar rele.

2.2 Gangguan Hubungan Singkat

Ada lima jenis gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik diantaranya :

- a. Gangguan 3 Fasa
- b. Gangguan 3 Fasa ke Tanah
- c. Gangguan Fasa-Fasa
- d. Gangguan 2 Fasa ke Tanah
- e. Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Jenis gangguan (a) dan (b) hanya terjadi pada rangkaian 3 fasa, sedangkan jenis (c) dan (d) terjadi pada rangkaian 2 fasa. Dan terakhir (e) terjadi pada rangkaian 1 fasa. Jumlah terjadinya gangguan setiap jenis bergantung pada beberapa faktor seperti konfigurasi jaringan, ketinggian kabel pentanahan, level tegangan, metode pentanahan, tingkat insulasi level dengan tanah dan antar fasa, kecepatan waktu *clearing-fault*, dan kondisi atmosfer di lingkungan sekitar. Berdasarkan [2] probabilitas terjadinya gangguan untuk setiap jenis diatas adalah :

Tabel 2.1 Probabilitas Terjadinya Gangguan

Jenis Gangguan	Persentase
1 Fasa ke Tanah	: 70%
Fasa – Fasa	: 15%
2 Fasa ke Tanah	: 10%
3 ϕ	: 5%
Total	: 100%

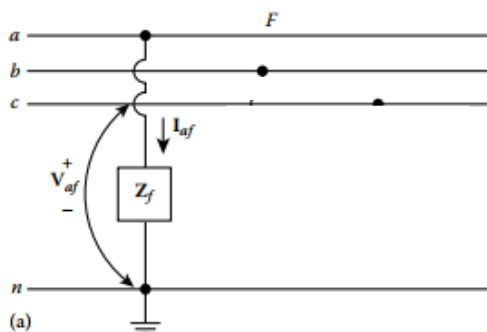
2.3 Analisis Gangguan Tidak Seimbang

Karena gangguan yang umumnya sering terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak seimbang, khususnya gangguan 1 fasa ke tanah yang memiliki probabilitas tertinggi seperti yang ditunjukkan oleh Tabel diatas. Gangguan Tidak seimbang dapat dengan mudah dipecahkan dengan menggunakan analisis metode komponen simetris arus maupun tegangan. Yang mana gangguan tidak seimbang yang dikonversi menjadi 3 komponen yang terdiri atas :

- a. Komponen Urutan Positif
- b. Komponen Urutan Negatif
- c. Komponen Urutan Nol

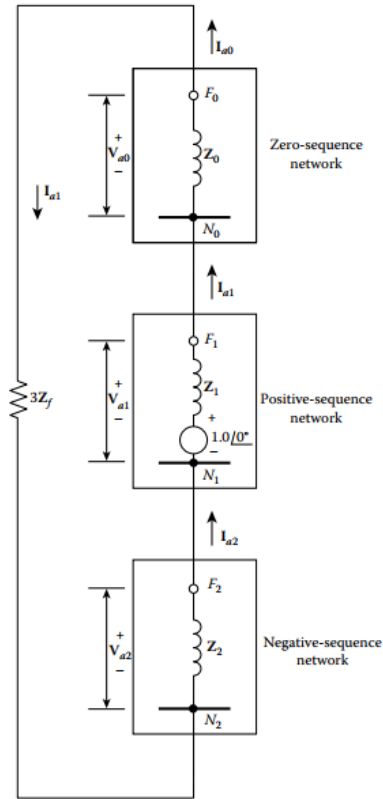
2.3.1 Gangguan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah

Gangguan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah umumnya terjadi saat salah satu konduktor jatuh menyentuh tanah atau mengalami kontak langsung dengan kawat netral. Gangguan 1 Fasa ke Tanah direpresentasikan sebagai Gambar 2.1. Dimana gangguan terjadi pada Titik F, yang mengakibat salah satu konduktor (konduktor a) terhubung dengan netral. Nilai impedansi gangguan Z_f pada analisis hubungan singkat umumnya diabaikan.



Gambar 2.1 Gangguan Hubungan Singkat 1 Fasa ke Tanah

Metode kedua yang dikembangkan oleh Anderson [4]. Dari Gambar 2.2 dapat diketahui bahwa arus urutan nol, positif dan negatif memiliki nilai yang sama. Karena terhubung secara seri dengan impedansi beban Z_f .



Gambar 2.2 Hubungan Rangkaian Urutan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Maka dari itu perhitungan arus gangguan satu fasa ke tanah dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{3V_{LN}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (2.1)$$

Dimana :

V_{LN} : Tegangan Fasa ke Tanah

Z_0 : Impedansi Urutan Nol

Z_1 : Impedansi Urutan Positif

Z_2 : Impedansi Urutan Negatif

Karena :

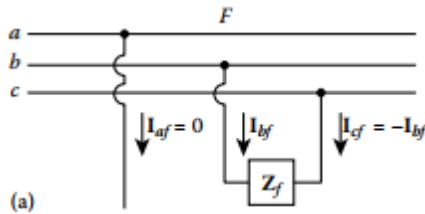
$$\begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Sehingga nilai arus gangguan pada fasa a ketanah dapat ditemukan dengan persamaan berikut :

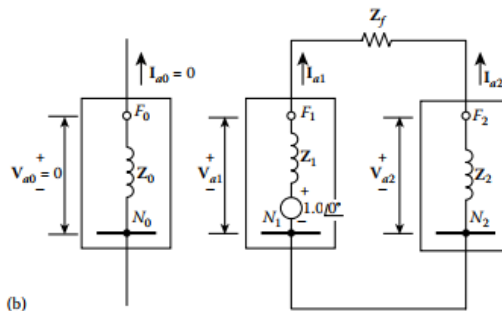
$$I_{af} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (2.3)$$

2.3.2 Gangguan Hubungan Singkat Fasa ke Fasa

Pada umumnya, Gangguan hubungan singkat Fasa ke Fasa terjadi saat dua konduktor terhubung atau mengalami kontak langsung. Gambar 2.3 mempresentasikan gangguan fasa ke fasa, akibat terhubungnya fasa b dan c melalui impedansi Z_f . Gangguan digambarkan terkoneksi antara urutan positif dan urutan negatif tanpa adanya hubungan urutan nol seperti ditunjukkan Gambar 2.4 di bawah ini.



Gambar 2.3 Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Fasa



Gambar 2.4 Rangkaian Urutan Hubungan Singkat Fasa ke Fasa

Maka dari itu perhitungan arus gangguan hubung singkat antar fasa dapat dirumuskan sebagai berikut :

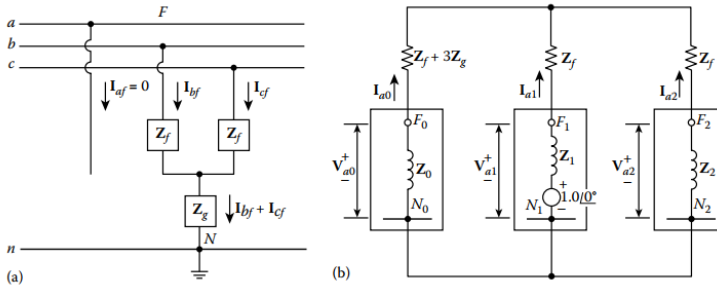
$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{V_{LN}}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2.4)$$

Sehingga nilai arus gangguan pada fasa b dan c dapat ditemukan dengan persamaan berikut :

$$I_{bf} = -I_{cf} = \sqrt{3}I_{a1} \angle -90^\circ \quad (2.5)$$

2.3.3 Gangguan Hubungan Singkat 2 Fasa ke Tanah

Gangguan 2 fasa ke tanah pada sistem transmisi atau distribusi terjadi saat 2 konduktor jatuh dan terhubung langsung ke tanah atau 2 konduktor mengalami kontak langsung dengan kawat netral pada sistem 3 fasa. Gambar 2.5 merepresentasikan gangguan hubungan singkat 2 fasa ke tanah, dimana titik gangguan terjadi pada titik F yang terhubung ke tanah melalui impedansi gangguan Z_f .



Gambar 2.5 (a) Gangguan Hubungan Singkat 2 Fasa ke Tanah, (b) Rangkaian Urutan Hubungan Singkat 2 Fasa ke Tanah

Maka dari itu perhitungan arus gangguan hubung singkat 2 fasa ke tanah dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$I_{a1} = \frac{V_{LN}}{(Z_1 + Z_f) + \frac{(Z_2 + Z_f)(Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{Z_0 + Z_2 + 2Z_f + 3Z_g}} \quad (2.6)$$

$$I_{a2} = - \left[\frac{(Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} \right] I_{a1} \quad (2.7)$$

$$I_{a0} = - \left[\frac{Z_2 + Z_f}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} \right] I_{a1} \quad (2.8)$$

Karena arus gangguan pada $I_{af} = 0$ maka :

$$I_{bf} = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} \quad (2.9)$$

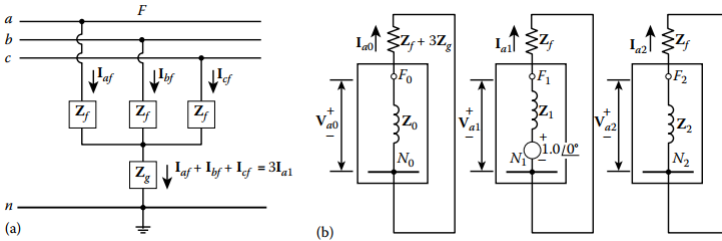
$$I_{cf} = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} \quad (2.10)$$

Maka total arus gangguan yang mengalir pada netral adalah :

$$I_n = I_{bf} + I_{cf} = 3I_{a0} \quad (2.11)$$

2.3.4 Gangguan Hubungan Singkat 3 Fasa

Pada umumnya Gangguan Hubungan Singkat 3 Fasa dikategorikan sebagai Gangguan Tidak Seimbang. Namun, gangguan hubungan singkat 3 Fasa adalah gangguan seimbang yang dapat dianalisis menggunakan komponen simetris. Gambar 2.6a dibawah merepresentasikan gangguan 3 fasa seimbang pada titik F yang terhubung dengan impedansi Z_f dan Z_g .



Gambar 2.6 (a) Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa, (b) Rangkaian Urutan Hubungan Singkat 3 Fasa

Pada Gambar 2.6b setiap jaringan urutan nol, positif dan negatif terpisah satu sama lain. Dan hanya jaringan urutan positif yang memiliki sumber tegangan internal, arus pada urutan positif, negatif dan nol dapat diketahui dengan persamaan berikut :

$$I_{a1} = \frac{V_{LN}}{Z_1} \quad (2.12)$$

Dengan memsubstitusikan persamaan 2.12 ke dalam persamaan 2.13 maka :

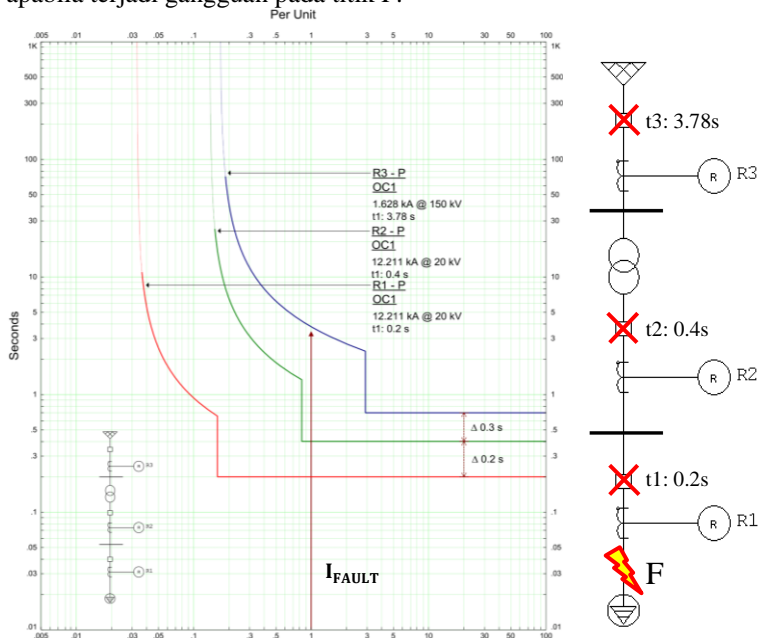
$$\begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{a1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Dimana

$$I_{af} = I_{a1}, \quad I_{bf} = a^2 I_{a1}, \quad I_{cf} = a I_{a1} \quad (2.14)$$

2.4 Koordinasi Peralatan Proteksi

Ketika dua atau lebih peralatan proteksi memiliki karakteristik yang sama dipasang secara seri pada saluran dengan urutan operasi yang spesifik, maka kedua peralatan proteksi tersebut harus di koordinasikan. Peralatan pertama yang beroperasi pertama kali untuk mengisolasi gangguan disebut Peralatan Pengaman Primer. Sedangkan peralatan yang beroperasi untuk melakukan *back-up* jika Pengaman Primer gagal beroperasi disebut Pengaman Cadangan [7]. Koordinasi Proteksi menggunakan *Time-Grading* merupakan metode koordinasi yang paling banyak digunakan pada jaringan dengan topologi radial. Prinsip dari operasi *Time Grading* ini adalah membuat rele yang berlokasi paling dekat dengan gangguan untuk beroperasi terlebih dahulu. Dengan memberi waktu tunda selama 0,2-0,4 Detik bagi rele sebelumnya untuk mengisolasi gangguan sebelum rele selanjutnya beroperasi. Gambar 2.7 dibawah menunjukkan waktu operasi pada rele berdasarkan *Grading Time*, apabila terjadi gangguan pada titik F.



Gambar 2.7 Koordinasi Proteksi dengan menggunakan *Grading Time*.

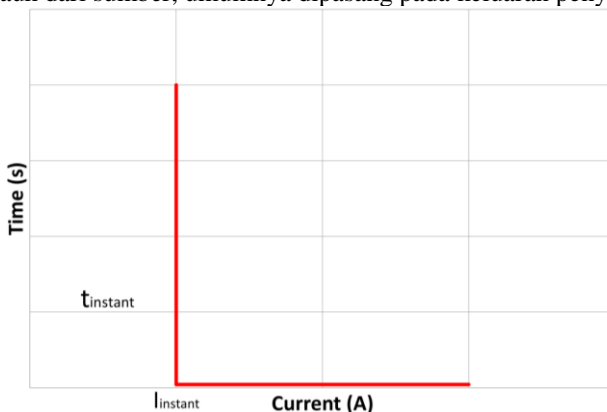
Pada ilustrasi Gambar 2.7 dijelaskan saat terjadi gangguan dengan nilai 1 p.u. Ketiga rele akan beroperasi berdasarkan *Grading Time* yang telah ditentukan. Saat terjadi gangguan, R1 akan beroperasi terlebih dahulu dengan waktu operasi 0,2 detik. Dan bilamana R1 atau CB gagal beroperasi dalam periode waktu tersebut, maka R2 akan beroperasi tepat pada waktu 0,4 detik. Dan begitu pula jika R2 dan CB gagal mengisolasi gangguan R3 akan beroperasi. Pemilihan *Grading Time* sangat penting untuk mencapai selektifitas dalam sistem proteksi. *Grading Time* sendiri merupakan perbedaan waktu operasi pada rele. Dalam kasus, jika nilai gangguan hubung singkat sangat besar maka nilai waktu operasi rele tidak boleh terlalu lama, di lain sisi nilai faktor keamanan antar rele tetap harus terjaga agar selektifitas tetap terjaga. Koordinasi Proteksi dengan metode *Time Grading* dapat diimplementasikan menggunakan rele arus lebih baik karakteristik Waktu terbalik maupun Waktu Tertentu.

2.5 Rele Arus Lebih

Rele Arus lebih merupakan salah satu jenis peralatan proteksi paling sederhana dan ekonomis, yang banyak digunakan pada saluran transmisi, transformator, generator dan motor. Berdasarkan karakteristik waktu operasinya, terdapat tiga jenis rele arus lebih diantaranya :

a. Arus Lebih Seketika

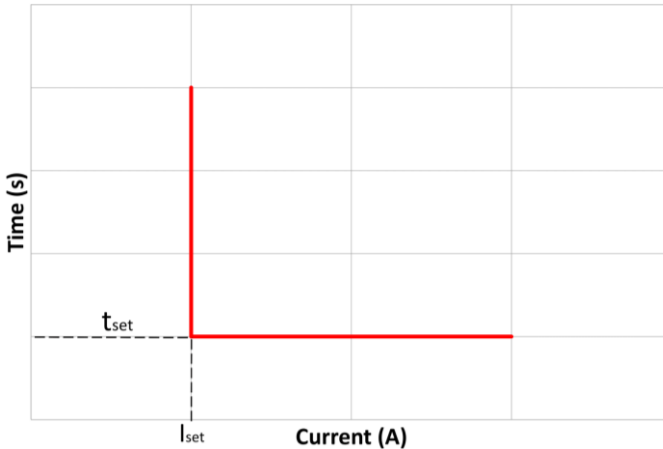
Rele arus lebih seketika beroperasi secara seketika begitu magnitudo arus gangguan mencapai nilai arus pra-pengaturan. Tanpa adanya waktu tunda dengan waktu operasi $< 0,1$ detik. Rele ini diletakan pada lokasi yang jauh dari sumber, umumnya dipasang pada keluaran penyulang..



Gambar 2.8 Kurva TCC Rele *Instantaneous*

b. Arus Lebih Waktu Tertentu

Rele Arus Lebih dengan karakteristik ini umumnya diaplikasikan untuk pengaman cadangan rele jarak pada saluran transmisi, pengaman cadangan rele diferensial pada transformator daya, dan sebagai proteksi utama pada keluaran penyulang. Gambar 2.9 menunjukkan kurva operasi dari rele arus lebih karakteristik Waktu tertentu.



Gambar 2.9 Kurva TCC Rele waktu Tertentu

Untuk rele dengan karakteristik ini, ada 2 kondisi yang harus dipenuhi untuk beroperasi (*Tripping*), pertama magnitudo arus gangguan harus melebihi nilai pengaturan, lalu gangguan akan disolasi saat arus telah mencapai batas waktu operasi yang telah ditentukan. Nilai *Grading Time* untuk rele arus lebih waktu tertentu dinyatakan dalam Δt_{DT} yang mana nilai tersebut didapatkan dari persamaan dibawah ini :

$$\Delta t_{DT} = 2 \cdot t_E + t_R + t_{CB} + t_m \quad (2.15)$$

Dimana :

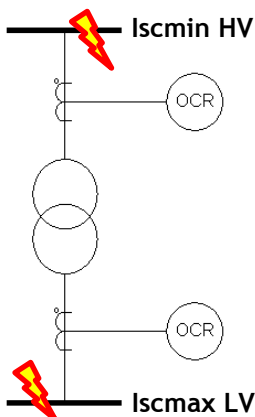
- t_E : Waktu untuk toleransi rele bekerja
- t_R : Waktu Perlambatan Rele
- t_{CB} : Waktu PMT Operasi
- t_m : Faktor Keamanan

Faktor Keamanan merupakan perkiraan waktu tertundanya operasi pada rele akibat CT mengalami saturasi yang disebabkan komponen DC saat terjadi gangguan. Lama nya waktu tersebut tergantung pada jenis

gangguan, magnitude arus, dan nilai arus pengaturan. Nilai I_{set} seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9 digunakan untuk pengaturan rele dengan karakteristik dapat ditemukan dengan menggunakan persamaan berikut :

$$1,6FLA \leq I_{set} \leq 0,8I_{scmin} \quad (2.16)$$

Namun pada kasus tertentu, terdapat hal yang harus diperhatikan dalam penggunaan rele arus lebih *Definite Time* (50) yaitu dalam memproteksi penyulang yang dibatasi dengan transformator. Pada kondisi tersebut terdapat dua zona proteksi yang dibedakan berdasarkan tegangan pada sisi primer dan sekunder transformator seperti pada Gambar 2.10 dibawah ini :

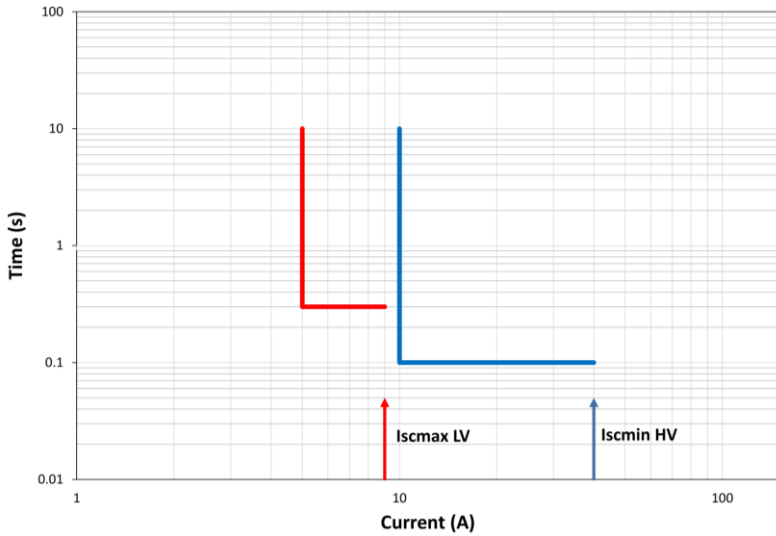


Gambar 2.10 Pengaturan *Time Delay* untuk Dua Zona Proteksi

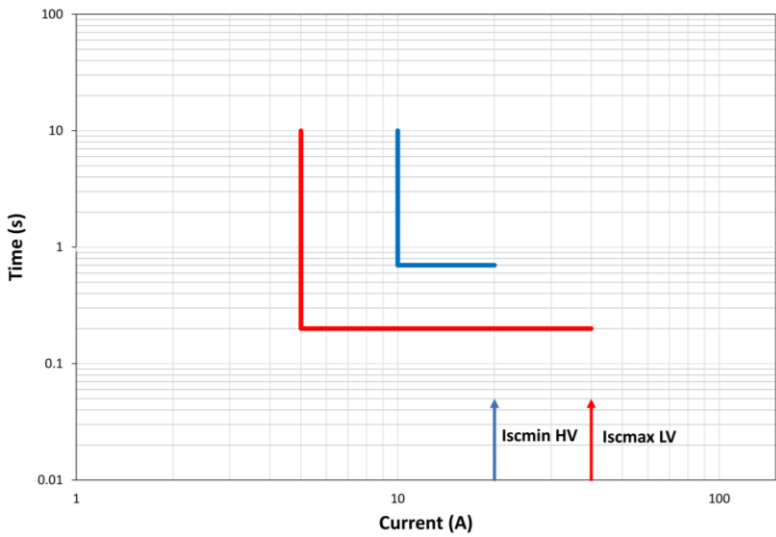
Terdapat dua ketentuan untuk menentukan *Time Delay* pada kedua sisi Transformator, yaitu :

1. Jika Nilai $I_{scmin}^{HV} > I_{scmax}^{LV}$, maka nilai waktu tunda rele pada sisi HV kembali menjadi 0,1 Detik.
2. Tetapi jika nilai $I_{scmin}^{HV} < I_{scmax}^{LV}$, maka nilai waktu tunda rele pada sisi HV adalah nilai waktu tunda rele sisi sekunder ditambah nilai *Grading Time* 0,2 – 0,4 Detik.

Gambar 2.11 menunjukkan pengaturan waktu tunda untuk ketentuan (1). Dan Gambar 2.12 menunjukkan pengaturan waktu tunda untuk ketentuan (2).



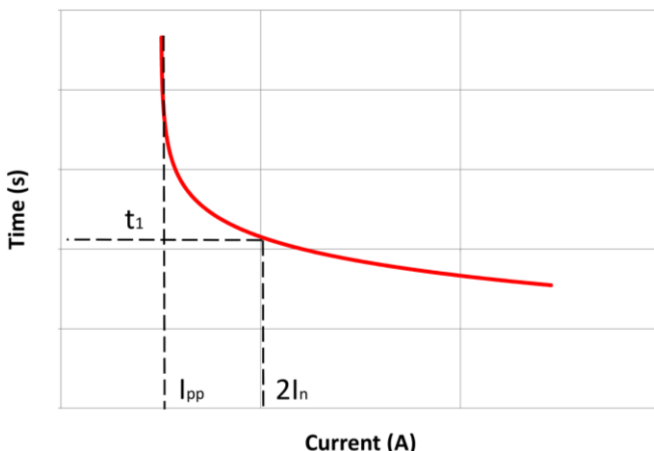
Gambar 2.11 Pengaturan Waktu Tunda untuk Ketentuan (1)



Gambar 2.12 Pengaturan Waktu Tunda untuk Ketentuan (2)

c. Arus Lebih Berbanding Terbalik

Pada Rele jenis ini waktu operasi bergantung pada nilai arus gangguan, umumnya karakteristik dari rele Berbanding Terbalik, waktu operasi (*Tripping*) akan semakin cepat dengan semakin besarnya nilai arus gangguan. Gambar 2.13 menunjukkan kurva TCC untuk rele karakteristik Inverse.



Gambar 2.13 Kurva TCC Rele Arus Lebih *Invers*

Berdasarkan IEC 60255-4 dan British Standard 142, Rele Arus Lebih Berbanding Terbalik (*Inverse Time / IDMT*) memiliki beberapa karakteristik operasi seperti yang dijelaskan pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.2 Karakteristik Kurva Rele Arus Lebih Berbanding Terbalik

Karakteristik Rele	Persamaan (IEC 60255)
<i>Standard Inverse</i>	$td (s) = \frac{0,14}{(I/I_s)^{0,02} - 1} \times TMS$
<i>Very Inverse</i>	$td (s) = \frac{13,5}{(I/I_s)^1 - 1} \times TMS$
<i>Extremely Inverse</i>	$td (s) = \frac{80}{(I/I_s)^2 - 1} \times TMS$
<i>Long Inverse</i>	$td (s) = \frac{120}{(I/I_s)^1 - 1} \times TMS$

Keterangan :

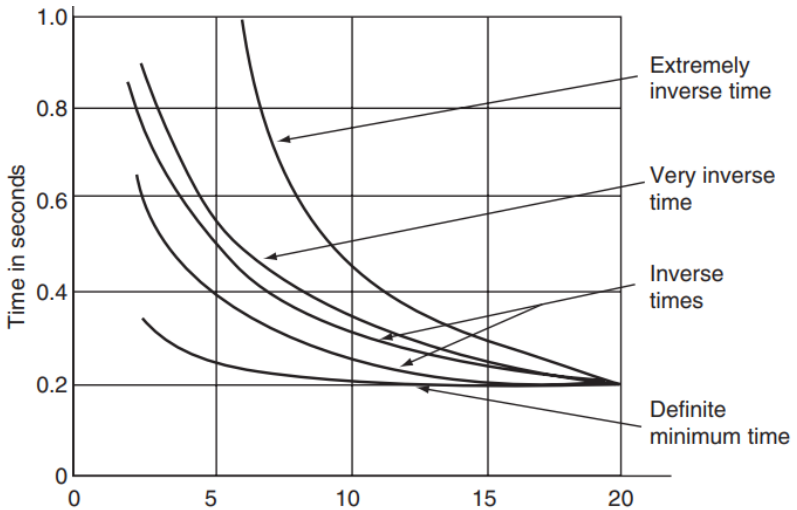
t_d : *Time Delay* / Waktu Tunda (detik)

I : Nilai Arus Gangguan Maksimal (Ampere)

I_s : Nilai Arus *pick-up* rele (105 -140% dari Arus Nominal)

TMS : *Time Multiplier Setting*

Kurva Operasi dari setiap karakteristik rele arus lebih *Invers* pada Tabel 2.2 ditunjukkan pada Gambar 2.14 dibawah ini :



Gambar 2.14 Karakteristik Operasi Rele *Invers Time*

Pada rele ini terdapat dua pengaturan yaitu, pengaturan arus *pick-up* (I_{pp}) dan pengaturan *Time Multiple Setting* (TMS). Nilai arus *pick-up* diatur pada nilai lebih besar dari nilai beban maksimum / *Full Load Ampere* (FLA). Hal ini bertujuan untuk mencegah rele beroperasi saat terjadi beban maksimum adapun persamaan untuk menentukan *range* nilai arus *pick-up* adalah :

$$1,05FLA \leq I_{pp} \leq 1,4FLA \quad (2.17)$$

Untuk menentukan nilai TMS, perlu diketahui magnitude arus gangguan maksimal. Nilai yang digunakan untuk proses pengaturan rele arus lebih karakteristik Berbanding Terbalik adalah arus gangguan hubung singkat 3 Fasa pada periode 1,5 – 4 *Cycle*.

2.6 Pengaman Diferensial

Rele Diferensial digunakan sebagai proteksi utama pada generator, transformator, dan Busbar. Beroperasi cepat, selektif, tanpa ada koordinasi dengan rele atau proteksi lainnya. Namun tidak dapat digunakan untuk cadangan dan memproteksi di luar zona berikutnya. Rele ini berfungsi untuk memproteksi peralatan dari gangguan hubung singkat yang terjadi di dalam transformator dan generator. Seperti gangguan hubung singkat antar belitan. Rele ini hanya diperbolehkan beroperasi saat terjadi gangguan pada zona yang beroperasi. Dan tidak diperbolehkan beroperasi pada saat operasi normal (tanpa gangguan) atau gangguan diluar zona yang diproteksi.

Yang dimaksud dengan zona proteksi diferensial adalah daerah yang terproteksi dibatasi dengan 2 buah transformator arus. Rele Diferensial bekerja dengan mendeteksi perbandingan arus masuk dan keluar, apabila nilai arus yang keluar dari zona yang diproteksi tidak sama dengan nol maka rele akan mendeteksinya sebagai gangguan internal [3].

2.6.1 Prinsip Kerja Rele Diferensial

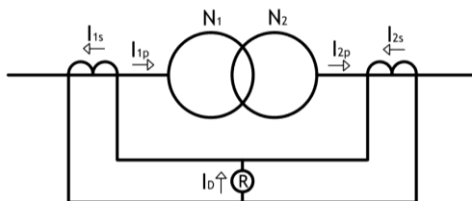
Pada sebuah Transformator Daya dengan perbandingan rasio belitan dan arus sebagai berikut:

$$N_1 i_{1p} = N_2 i_{2p} \quad (2.18)$$

Dimana Transformator tersebut memiliki CT (*Current Transformer*) dengan masing-masing rasio $1:n_1$ dan $1:n_2$ pada sisi primer dan sekunder. Maka nilai arus yang mengalir pada CT saat operasi normal adalah :

$$N_1 n_1 i_{1s} = N_2 n_2 i_{2s} \quad (2.19)$$

Sehingga pada operasi normal didapatkan nilai arus pada $i_{1s} = i_{2s}$. Saat terjadi gangguan internal pada transformator, kondisi diatas tidak berlaku. Perbedaan antara nilai arus i_{1s} dan i_{2s} akan semakin besar yang umumnya proporsional dengan nilai arus gangguan yang disebut arus diferensial (i_D).



Gambar 2.15 Rangkaian Hubungan Rele Diferensial

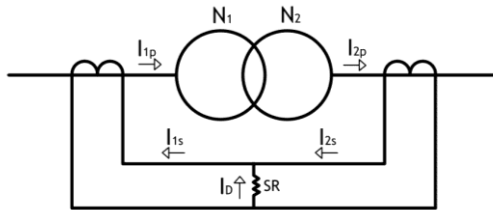
$$i_D = i_{1s} - i_{2s} \quad (2.20)$$

Terdapat 2 Jenis Rele Diferensial yang digunakan sebagai sistem proteksi pada Transformator diantaranya :

A. Rele Diferensial *High Impedance*

Rele dengan jenis *High Impedance* memiliki sebuah *Stabilizing Resistor* yang terhubung secara seri dengan kumparan rele. Fungsi dari *Stabilizing Resistor* (SR) untuk mencegah pengoperasian yang tidak diinginkan akibat dari perbedaan level saturasi di kedua CT saat terjadi gangguan eksternal. Penggunaan Rele Diferensial *High Impedance* untuk proteksi pada transformator sudah jarang digunakan untuk saat ini, hal ini dikarenakan :

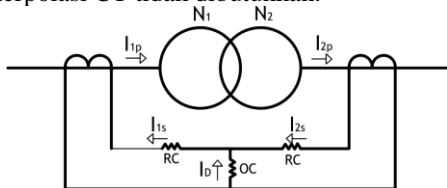
- Pada jenis *High Impedance*, skema proteksi diharuskan memiliki rasio CT yang sama pada sisi primer maupun sekunder, nilai Tegangan *kneepoint*, serta kelas CT yang sama dengan nilai arus *magnetizing* yang identik.
- Dibutuhkan interpolasi CT untuk mendapatkan nilai arus dan sudut fasa yang sama.



Gambar 2.16 Skema Proteksi pada Rele Diferensial *High Impedance*

B. Rele Diferensial *Low Impedance*

Rele jenis ini juga dikenal dengan jenis *Biased Percentage* dimana terdapat *Restraining Coil* (RC) dan *Operating Coil* . Pada skema proteksi ini CT dengan rasio berbeda dapat digunakan. Proses *matching* Arus dan sudut fasa akan dilakukan rele secara internal. Sehingga interpolasi CT tidak dibutuhkan.



Gambar 2.17 Skema Proteksi pada Rele Diferensial *Low Impedance*

Terdapat beberapa hal yang perlu dipertimbangkan sebelum mengimplementasikan rele diferensial sebagai proteksi pada sebuah transformator diantaranya :

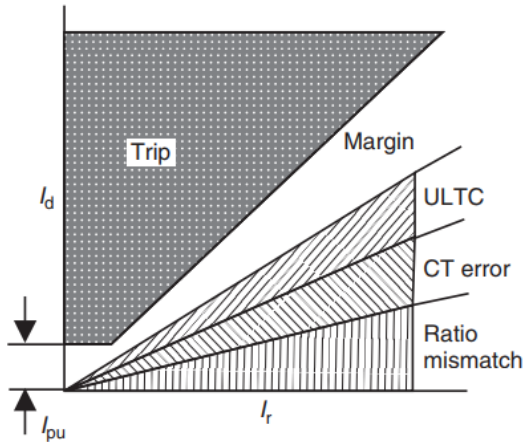
1. Pertama, sangat sulit untuk mencari CT rasio pada sisi primer dan sekunder yang memenuhi kriteria $N_1 n_1 = N_2 n_2$. Meskipun terdapat prosedur yang dapat digunakan untuk memenuhi kriteria tersebut diantaranya dengan menggunakan CT tambahan (*Auxiliary Current Transformer*). Namun dengan adanya penyesuaian tersebut, tetap akan terdapat residual *mismatch* yang akan membuat nilai arus diferensial tidak sama dengan nol ($i_{1s} = i_{2s}$) pada saat operasi normal.
2. Kedua, perbedaan nilai batas toleransi error pada CT kedua sisi, sehingga mengakibatkan timbulnya arus diferensial (i_D) saat transformator beroperasi dalam keadaan normal, ataupun terjadi gangguan eksternal.
3. Terakhir, jika Transformator Daya dilengkapi dengan *Tap Changer*, maka akan menyebabkan perbandingan nilai rasio akan berubah saat *Tap Changer* beroperasi.

Ketiga kondisi diatas akan menyebabkan i_D mengalir pada Rele Diferensial saat operasi normal, dan desain rele tersebut harus mampu mengakomodasi adanya i_D tanpa menyebabkan *trip*. Untuk menghindari hal tersebut terdapat solusi berupa Persentase Rele Diferensial, dimana nilai i_D harus melampaui nilai persentase arus yang mengalir dalam transformator atau disebut juga dengan Arus *Restraint*.

Arus *Restraint* sendiri didefinisikan sebagai nilai rata-rata arus sisi primer dan sisi sekunder yang dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$i_r = \frac{i_{1s} + i_{2s}}{2} \text{ atau } i_r = \max|i_{1s}, i_{2s}| \quad (2.21)$$

Sehingga Rele Diferensial akan beroperasi saat $i_D \geq K i_r$, dimana K adalah nilai persentase / Slope, yang terdiri dari 10%, 20%, dan 40%. Dimana Rele dengan nilai Slope 10% akan lebih sensitif dibandingkan rele dengan Slope 20% maupun 40%. Karakteristik Slope pada Rele Diferensial tersebut ditunjukkan seperti gambar dibawah ini :



Gambar 2.18 Karakteristik Persentase Rele Diferensial

Pengoperasian persentase rele diferensial ditunjukkan seperti pada Gambar 2.18 diatas. Slope Rele bekerja pada Zona Trip (*Trip Zone*). Dimana 3 sumber Arus Diferensial saat operasi normal digambarkan sebagai OLTC, Kesalahan CT, dan rasio *mismatch* dan persentase / slope digambarkan sebagai Faktor Keamanan (*Margin of Safety*). Rele sendiri memiliki Arus Pengaturan (I_{pp}) yang sangat rendah: umumnya berkisar 0,25 A. Hal ini bertujuan untuk meminimalisir adanya residual CT error pada nilai arus beban rendah.

Halaman ini sengaja dikosongkan

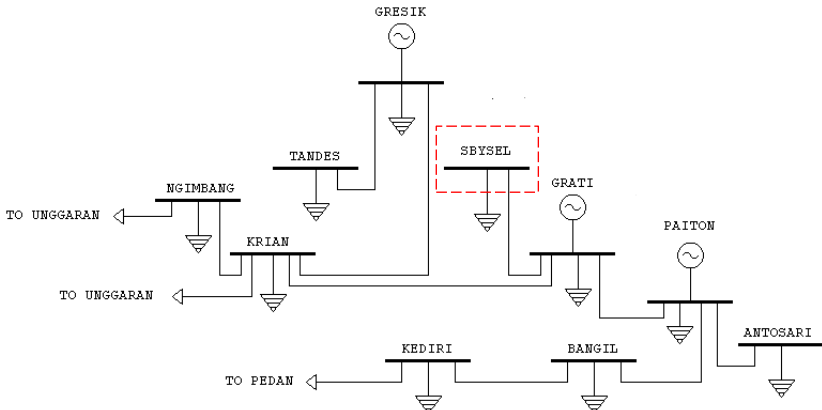
BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK SURABAYA SELATAN

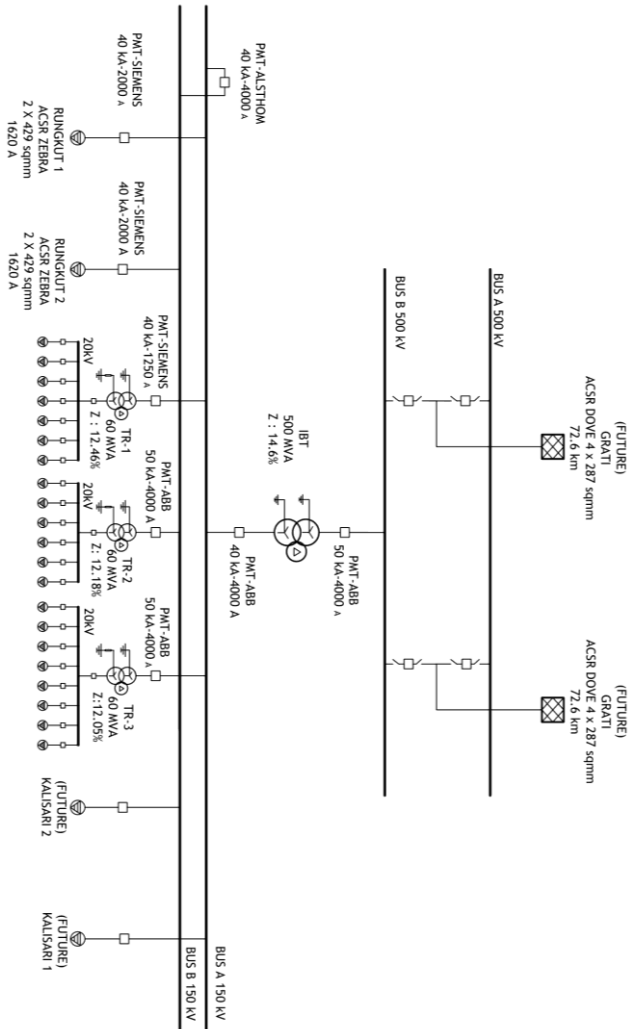
3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan

Gardu Induk Surabaya Selatan memiliki kapasitas terpasang sebesar 3 x 60 MVA terhubung dengan sistem interkoneksi JAMALI 150 kV. Gardu Induk ini mendapat suplai Tegangan 150 kV dari Gardu Induk Rungkut melalui Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) sepanjang 9.5 km, Untuk kemudian tegangan 150 kV tersebut akan diturunkan level tegangan nya menjadi 20 kV dengan menggunakan Transformator Penurun Tegangan. Kemudian disalurkan melalui 21 Penyulang untuk menuju konsumen melalui jaringan tegangan menengah / Sistem Distribusi.

Berdasarkan RUPTL 2018-2027 Gardu Induk Surabaya Selatan akan mendapatkan suplai baru Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV dari Grati yang dihubungkan melalui IBT (Interbus Transformator) 500 MVA, sehingga Gardu Induk Surabaya Selatan akan melayani 21 penyulang Distribusi dan menyuplai Tegangan Tinggi 150 kV untuk Gardu Induk Rungkut dan Kalisari. Rencana Sistem Interkoneksi Jaringan Interkoneksi Gardu Induk Surabaya Selatan ditunjukkan seperti pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Rencana Sistem Interkoneksi 500 kV Jawa bagian Timur – Bali.



Gambar 3.2 *Single Line Diagram* Sistem Kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan

3.2 Transformator pada Gardu Induk Surabaya Selatan

Gardu Induk Surabaya Selatan memiliki 3 Transformator dengan masing-masing kapasitas 60 MVA yang akan mendapat suplai dari Transformator IBT berkapasitas 500 MVA dari Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV, adapun untuk spesifikasi peralatan tersebut sebagai berikut :

Tabel 3.1 Spesifikasi IBT 500 MVA Gardu Induk Surabaya Selatan

IBT (INTERBUS TRANSFORMER)	
Manufaktur	Pauwels
Kapasitas	83,3 / 133,3 / 166,7 MVA
Tegangan Operasi	$500/\sqrt{3}$ kV / $168/\sqrt{3}$ kV
Arus	577,4 / 1713 A
Impedansi	14,609 %
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	IOi0(i) 1Ø / YNyn0(d1) 3Ø
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF / ODAF

Tabel 3.2 Spesifikasi Bay Transformator 1

BAY TRANSFORMATOR 1	
Manufaktur	Telk
Kapasitas	60 MVA
Tegangan Operasi	150 / 20 KV
Arus	231 / 1732 A
Impedansi	12,46 %
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	YNyn0(d1)
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF
Fasa	3 Fasa

Tabel 3.3 Spesifikasi Bay Transformator 2

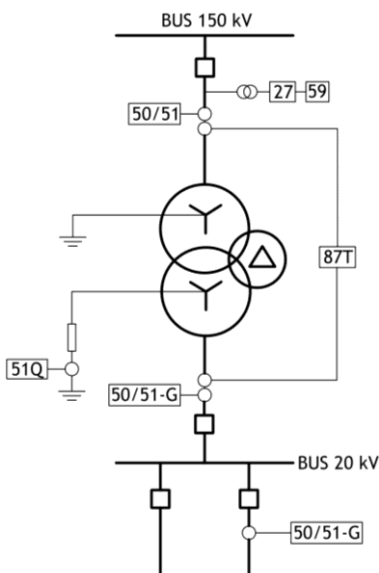
BAY TRANSFORMATOR 2	
Manufaktur	Pauwels
Kapasitas	60 MVA
Tegangan Operasi	150 / 20 KV
Arus	231 / 1732 A
Impedansi	12,178 %
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	YNyn0(d1)
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF
Fasa	3 Fasa

Tabel 3.4 Spesifikasi Bay Transformator 3

BAY TRANSFORMATOR 3	
Manufaktur	ABB
Kapasitas	60 MVA
Tegangan Operasi	150 / 20 KV
Arus	231 / 1732 A
Impedansi	12,05 %
Frekuensi	50 Hz
Vektor Grup	YNyn0(d1)
Sistem Pendinginan	ONAN / ONAF
Fasa	3 Fasa

3.3 Sistem Proteksi IBT pada Gardu Induk Surabaya Selatan.

Adapun untuk melindungi sistem tenaga listrik dari gangguan. Gardu Induk Surabaya Selatan dilengkapi dengan beberapa peralatan proteksi diantaranya sebagai berikut :



- a. Rele Diferensial Transformator (87T)
- b. Rele Arus Lebih (50/51)
- c. Rele Tegangan Lebih (59)
- d. Rele *Under Voltage* (27)
- e. Rele Arus Lebih Tanah (50/51G)
- f. Rele Arus Lebih Netral (51Q)

Gambar 3.3 Sistem Proteksi pada Transformator.

3.3.1 Sistem Proteksi Pada Transformator

Tabel 3.5 Data Pengaturan Rele Arus Lebih Gardu Induk Surabaya Selatan

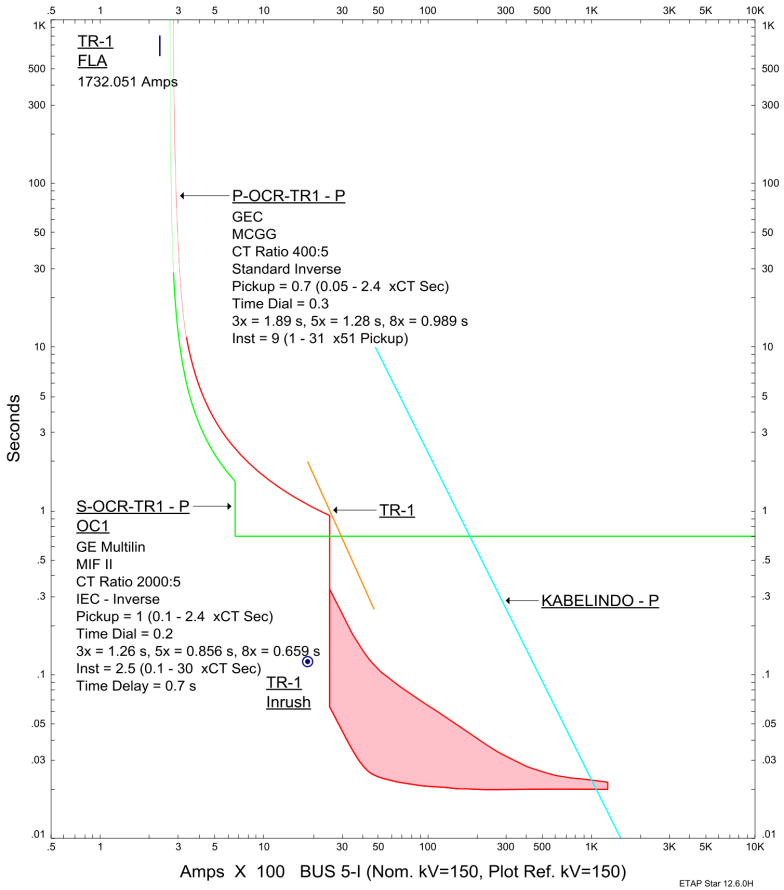
AREA	ID RELE	TIPE	RASIO CT	PENGATURAN
SUTT 150 KV	OCR-TL-RUNGKUT	GEC ALSTHOM MCGG-62	2000/5	Invers I > 4,75 A, Time Dial 0,4 (SI) Earth Faults I ₀ > 5 A, Time Dial 0,65 (LTI)
Bay TR 1	P-OCR-TR1	GEC ALSTHOM MCGG-62	300/5	Invers I > 3,5 A, Time Dial 0,3(SI) Instant I >> 31,5 A, TD 0s
	S-OCR-TR1	GE MULTILIN MIF II	2000/5	Invers I > 5 A, Time Dial 0,2 (SI) Instant I >> 12,5 A, TD 0,7s Instant I >>> 17,5 A, TD 0,4s
Bay TR 2	P-OCR-TR2	NR ELECTRICAL PCS9611	400/5	Invers I > 4.62 A, Time Dial 0,37 (SI) Instant I >> 38.5 A, TD 0s
	S-OCR-TR2	NR ELECTRICAL PCS9611	2000/5	Invers I > 5.2 A, Time Dial 0,2 (SI) Instant I >> 12,75 A, TD 0,7s Instant I >>> 17,5 A, TD 0,4s
Bay TR 3	P-OCR-TR3	ABB REF 615	400/5	Invers I > 4,6 A, Time Dial 0,38(SI) Instant I >> 38,5 A, TD 0s
	S-OCR-TR3	ABB REF 615	2000/5	Invers I > 5 A, Time Dial 0,2(SI) Instant I >> 12,75 A, TD 0,7s Instant I >>> 17.5 A, TD 0,4s
Penyulang 20 KV	OCR-FEEDER	MiCOM P142	600/5	Invers I > 3,35 A, Time Dial 0,15(SI) Instant I >> 28,35 A, TD 0,15s

Tabel 3.6 Data Pengaturan Rele Diferensial Transformator 60 MVA 150/20 kV

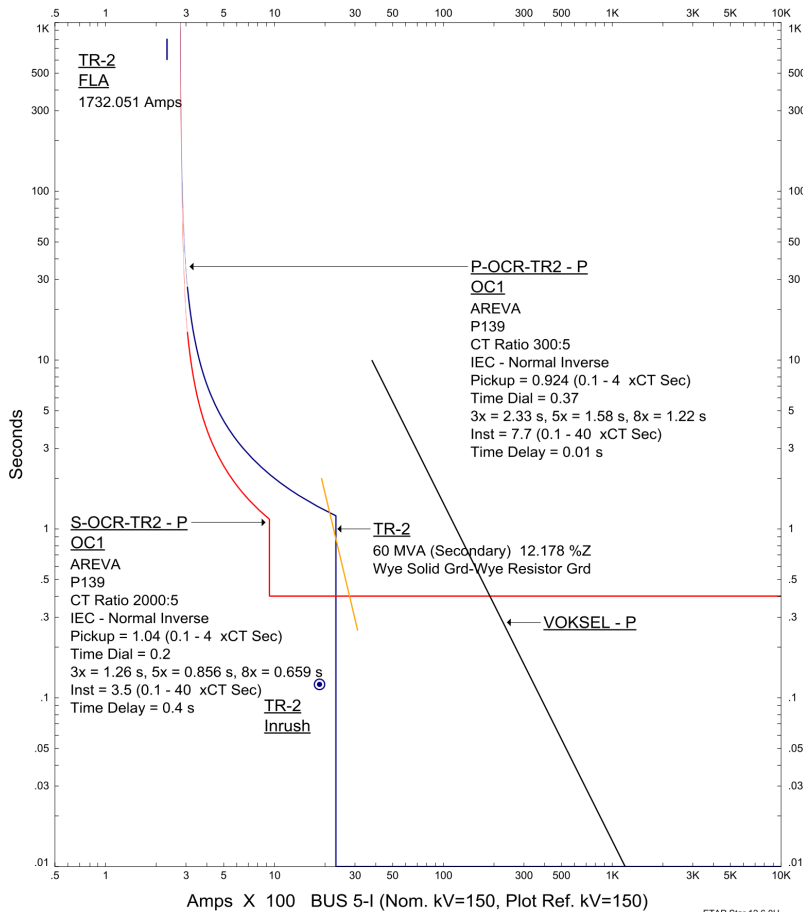
AREA	ID RELE	TIPE	RASIO	PENGATURAN
TR-1	87T-TR1	MiCOM P643	400/5 2000/5	I_{D-min} : 0,3 p.u I_{s1} : 1 p.u I_{s2} : 1,5 p.u Slope 1 : 30 % Slope 2 : 80 %
TR-2	87T-TR2	NR PCS9671	300/5 2000/5	I_{D-min} : 0,3 I_{s1} : 1 p.u I_{s2} : 1,5 p.u Slope 1 : 30 % Slope 2 : 80%
TR-3	87T-TR3	ABB RET 670	300/5 2000/5	I_{D-min} : 0,3 I_{s1} : 1,25 p.u I_{s2} : 1,3 p.u Slope 1 : 30 % Slope 2 : 80%

Tabel 3.7 Data Rele Proteksi pada Saluran Udara Tegangan Tinggi 150 kV

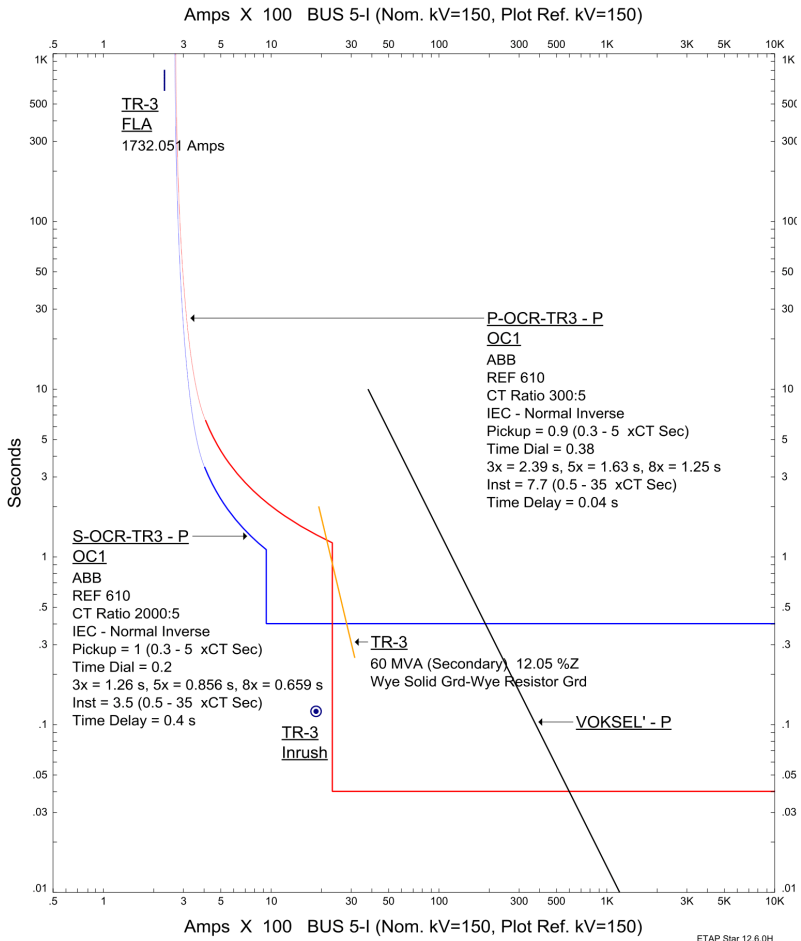
AREA	ID RELE	TIPE	RASIO	PENGATURAN
SUTT 150 KV	OCR-TL- RUNGKUT	GEC ALSTHOM MCGG-62	2000/5	Invers $I > 4,75$ A, Time Dial 0,4 (SI) Earth Faults $I_0 > 5$ A, Time Dial 0,65 (LTI)
	87B- KOPEL	GEC ALSTHOM	2000/5	I_{D-min} : 1 A
	OCR- KOPEL	GEC ALSTHOM MCGG 52	2000/5	Invers $I > 6$ A, Time Dial 0,7 (SI) Earth Faults $I_0 > 2$ A, Time Dial 0,5 (LTI)



Gambar 3.4 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-1



Gambar 3.5 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-2



Gambar 3.6 Kurva TCC Rele Arus Lebih Bay TR-3

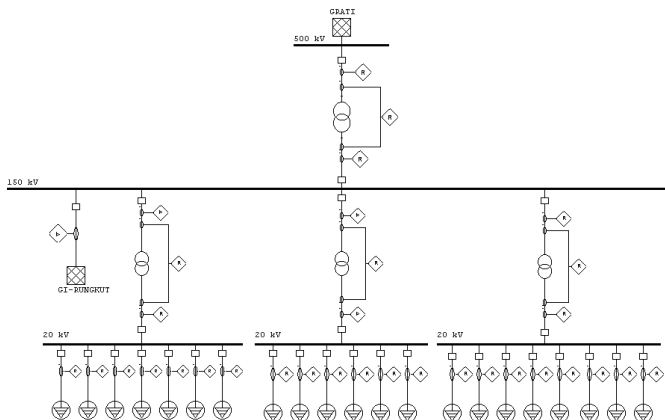
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini akan dilakukan pembahasan dan hasil simulasi Hubungan Singkat pada ETAP 12.6 untuk menentukan nilai arus hubung singkat yang terjadi pada setiap bus akibat adanya penambahan jaringan 500 kV pada Sistem Kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan. Untuk selanjutnya akan dilakukan tinjauan ulang mengenai rating peralatan proteksi yang ada, pengaturan eksisting rele arus lebih dan differential terhadap efek penambahan jaringan 500 kV dan mencari parameter untuk pengaturan rele arus lebih fasa dan diferensial untuk Bay IBT sisi 500 kV.

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan GI Surabaya Selatan

Dalam melakukan analisis sistem kelistrikan pada Gardu Induk Surabaya Selatan, sistem akan dimodelkan dalam perangkat lunak ETAP (*Electrical Power System Analysis*) Ver. 12.6. Seluruh data yang akan diinputkan pada simulasi didapatkan dari PT. PLN Persero UPT Surabaya. Sistem Kelistrikan pada Gardu Induk Surabaya Selatan akan dimodelkan mendapat suplai tegangan dari *Jaringan* 500 kV yang dihubungkan dengan IBT (Interbus Transformator) 3 x 1 Fasa dan terhubung beban Transformator TR-1, TR-2, TR-3, serta menyuplai sistem tegangan 150 kV untuk Gardu Induk Rungkut. Untuk beban penyulang pada TR-1, TR-2, dan TR-3 akan dimodelkan dalam beban *Lump Load*.



Gambar 4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan GI Surabaya Selatan pada ETAP 12.6

4.2 Analisis Arus Hubung Singkat

Untuk menghitung nilai arus hubung singkat digunakan *software* ETAP 12.6 dengan menggunakan standar perhitungan ANSI/IEEE dimana diasumsikan nilai impedansi gangguan (Z_f) sama dengan nol serta Tegangan pra-gangguan bernilai konstan selama terjadinya gangguan. Terdapat 2 kondisi gangguan hubung singkat yang akan digunakan sebagai parameter dalam melakukan pengaturan rele arus lebih. Pertama Arus Hubung Singkat Maksimum yaitu arus hubung singkat 3 fasa yang diukur pada nilai rms saat periode $1\frac{1}{2} - 4$ cycle. Serta arus hubung singkat minimum antar fasa yang terjadi pada periode 30 cycle. Nilai arus hubung singkat periode $1\frac{1}{2}$ Cycle digunakan sebagai acuan dalam pengaturan proteksi Rele Diferensial. Sedangkan Nilai arus hubung singkat 4 Cycle untuk parameter pengaturan proteksi rele arus lebih waktu terbalik (*Invers*) dan Arus hubung singkat minimum 30 Cycle sebagai parameter pengaturan pada rele arus lebih waktu instan. Baik hubung singkat 3 Fasa, Satu Fasa ke tanah ataupun Fasa ke Fasa.

4.2.1 Arus Hubung Singkat Minimum 30 Cycle

Nilai dari arus hubung singkat minimum yang terukur akan digunakan sebagai parameter untuk pengaturan arus *pick-up* rele arus lebih waktu seketika dan waktu tertentu seperti yang telah dijelaskan pada subbab 2.6.1. Berikut ini adalah nilai gangguan hubung singkat minimum pada setiap bus setelah adanya penambahan jaringan 500 kV :

Tabel 4.1 Data Arus Hubung Singkat pada 30 Cycle

ID BUS	KV	$I_{SC-3\phi}$	I_{SC-SLG}	I_{SC-LL}
BUS A-B	500	28,13 kA	24,83 kA	24,36 kA
BUS 5-I	150	29,90 kA	25,72 kA	25,89 kA
GOLDSTAR	20	12,91 kA	0,023 kA	11,18 kA
SCHNEIDER-1	20	13,24 kA	0,023 kA	11,46 kA
SCHNEIDER-2	20	13,40 kA	0,023 kA	11,61 kA

4.2.2 Arus Hubung Singkat Maksimum 1.5 – 4 Cycle

Arus Hubung singkat maksimum pada periode 1.5 – 4 Cycle akan digunakan sebagai parameter pengaturan untuk rele arus lebih waktu instan. Berikut ini adalah nilai arus hubung singkat maksimum pada setiap bus :

Tabel 4.2 Data Arus Hubung Singkat pada 1.5 – 4 Cycle

ID BUS	KV	$I_{SC-3\phi}$	I_{SC-SLG}	I_{SC-LL}
BUS A-B	500	28,13 kA	24,37 kA	24,83 kA
BUS 5-I	150	29,95 kA	25,75 kA	25,94 kA
GOLDSTAR	20	13,02 kA	0,023 kA	11,28 kA
SCHNEIDER-1	20	13,27 kA	0,023 kA	11,50 kA
SCHNEIDER-2	20	13,44 kA	0,023 kA	11,64 kA

4.3 Analisis Penentuan Parameter Proteksi IBT.

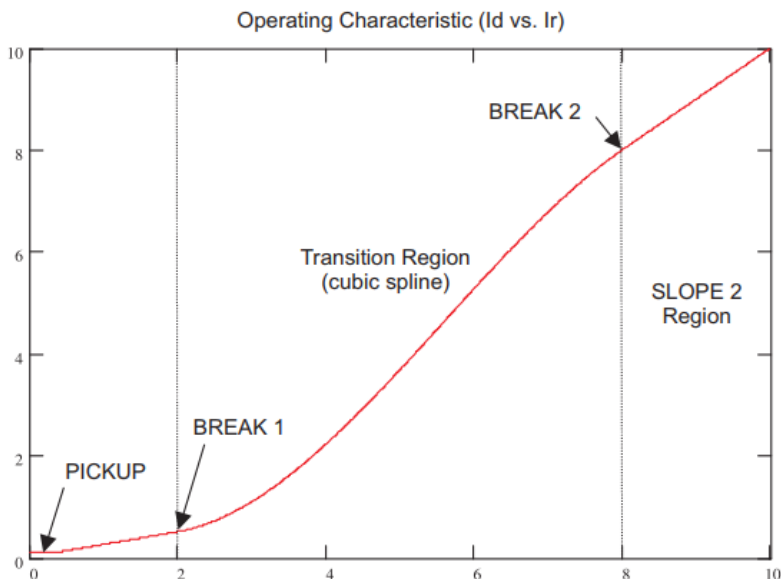
Untuk proteksi pada Transformator IBT akan terbagi menjadi 2 yaitu proteksi untuk gangguan internal transformator dan gangguan eksternal arus lebih. Gangguan Internal merupakan gangguan yang sangat berbahaya dan dapat menyebabkan kerusakan permanen pada belitan transformator oleh karena itu akan digunakan rele diferensial (*ANSI Code* : 87T) sebagai pengaman utama, pemilihan tersebut dilakukan dengan mempertimbangkan kecepatan dan sensitivitas rele diferensial dalam mendeteksi gangguan internal yang terjadi antar belitan dan gangguan belitan fasa ke tanah sehingga dapat meminimalisir kerusakan yang timbul pada transformator IBT itu sendiri. Sedangkan untuk gangguan eksternal pada transformator akan digunakan Rele Arus Lebih (*ANSI Code* : 50/51) sebagai pengaman cadangan untuk melindungi transformator dari kondisi beban lebih dan sebagai pelengkap untuk koordinasi proteksi pada peralatan listrik yang terpasang pada sisi beban 150 kV.

4.4 Penentuan Parameter Rele Diferensial (87T)

Rele Diferensial yang akan digunakan sebagai bahan analisis dalam laporan ini dipilih karakteristik Diferensial Persentase yang umumnya diterapkan oleh PT. PLN Persero untuk Transformator IBT dengan kapasitas 500 MVA. Adapun spesifikasi Rele Diferensial yang memenuhi kriteria untuk proteksi IBT 500 MVA adalah sebagai berikut :

Manufaktur : GE Multilin T60 Diferensial Persentase
 $I_{set-pick up}$: 0,05 – 6 pu dengan *Step* 0,001
Slope 1 : 15 % - 100 %
Slope 2 : 50 % - 100 %
Breakpoint 1 : 1,00 pu – 2,00 pu
Breakpoint 2 : 2,00 pu – 30,00 pu

Rele GE T60 Diferensial Persentase memiliki karakteristik *restrain* (arus penahan), parameter rele yang diatur pada nilai *pickup*, 2 buah *Slope* dan 2 Titik *Breakpoint*. Dimana kurva karakteristik untuk Rele T60 Persentase Diferensial ditunjukkan pada gambar dibawah ini :

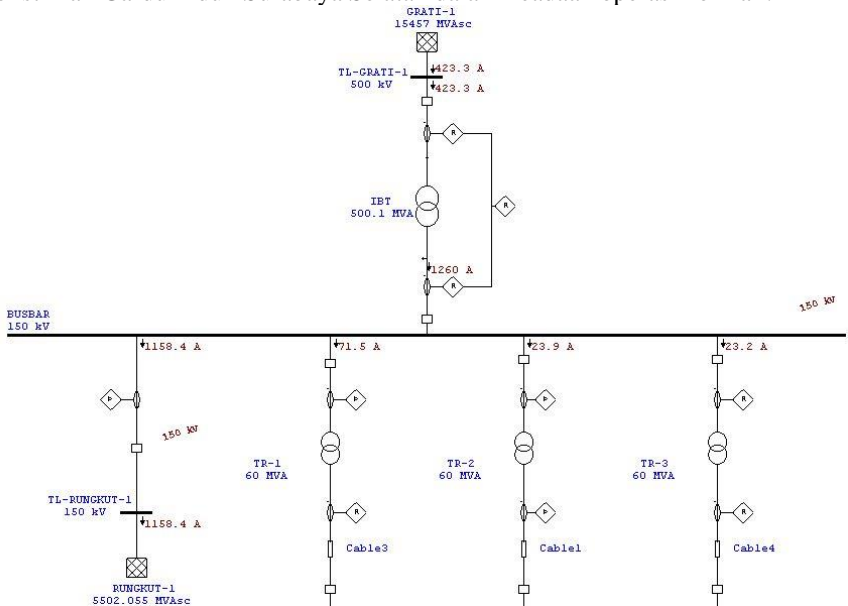


Gambar 4.2 Kurva Karakteristik Rele GE T60 Persentase Diferensial

Nilai *p.u* (*per unit*) pada minimum *pickup* harus diatur lebih besar dari nilai arus diferensial yang timbul dalam keadaan beban normal, baik dalam nominal tap, maupun tap maksimum maupun minimum. Pengaturan *Breakpoint* 1 mengacu pada nilai arus beban penuh transformator, sedangkan *Breakpoint* 2 diatur 2 berdasarkan nilai batas saturasi pada kedua CT saat terjadi gangguan eksternal. Nilai *Slope 1* harus lebih rendah dari nilai *Slope* pada saat terjadi gangguan internal pada belitan primer dan sekunder, dengan tujuan rele dapat beroperasi untuk mengisolasi gangguan. Sementara nilai *Slope 2* digunakan untuk toleransi ketika CT mengalami saturasi atau titik jenuh saat terjadi gangguan eksternal dan mencapai nilai maksimum *restraint*. Manufaktur rele umumnya menyarankan nilai *Slope 2* tidak lebih dari 98% untuk faktor keamanan jika salah satu CT mengalami saturasi pada gangguan eksternal.

4.4.1 Kondisi Operasi Normal

Saat operasi normal, daya akan disuplai dari sistem tegangan 500 kV menuju sistem tegangan 150 kV melalui IBT Penurun Tegangan untuk menyuplai GI-Rungkut serta menuju TR-1, TR-2 dan TR-3 yang selanjutnya akan didistribusikan menuju beban penyalang yang dimodelkan dalam *Lumped Load* pada sistem tegangan 20 kV. Dimana nilai beban penyalang diasumsikan 80% Beban Statik dan 20% Beban Motor. Pada kondisi Normal IBT diasumsikan menyuplai beban dalam keadaan beban penuh. Berikut ini hasil simulasi pemodelan sistem kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan dalam keadaan operasi normal :



Gambar 4.3 Pemodelan Sistem saat Operasi Normal pada ETAP 12.6

A. Penentuan Rasio CT pada IBT 500 MVA

Tabel 4.3 Data Spesifikasi IBT 500 MVA

PARAMETER	NILAI
Kapasitas	500 MVA
Koneksi	Y-Y
Primer (kV)	587,5 kV (Tap +17.5%)
	500 kV (Tap Nominal)
	475 kV (Tap -5%)
Sekunder (kV)	168 kV
Impedansi	14,609% (Tap Nominal)
	15,216% (Tap +17.5%)
	14,662% (Tap -5%)

$$\begin{aligned}
 I_{n\ 500kV} &= \frac{MVA}{\sqrt{3} V_{LL}} \\
 &= \frac{500}{\sqrt{3} \times 500} \\
 &= 577,35\text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{rating} &= 110\% \times 577.35 \\
 &= 635\text{ A (Maka dipilih CT dengan rasio } 500 / 1A)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{n\ 150kV} &= \frac{MVA}{\sqrt{3} V_{LL}} \\
 &= \frac{500}{\sqrt{3} \times 168} \\
 &= 1718.3\text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{rating} &= 110\% \times 1718.3 \\
 &= 1890\text{ A (Maka dipilih CT dengan rasio } 2000 / 1A)
 \end{aligned}$$

Maka arus yang mengalir pada sekunder CT sebesar :

$$\begin{aligned}
 I_1 &= I_{n\ 500kV} \times nCT \\
 &= 577.35 \times \frac{1}{500} \\
 &= 1,1547\text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_2 &= I_{n\ 150kV} \times nCT \\
 &= 1718,3 \times \frac{1}{2000} \\
 &= 0,85915\text{ A}
 \end{aligned}$$

Rele Diferensial GE T60 merupakan jenis *Low Impedance* dimana proses CT kompensasi dilakukan secara internal, nilai kompensasi tersebut diperoleh dari rumus berikut :

$$\begin{aligned} \text{Faktor Kompensasi } CT_{HV} &= \frac{n_{CT\text{-sekunder}}}{I_1} \\ &= \frac{1}{1.1547} \\ &= 0,866 \text{ untuk sisi } High \text{ Voltage} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Faktor Kompensasi } CT_{LV} &= \frac{n_{CT\text{-sekunder}}}{I_2} \\ &= \frac{1}{0,85915} \\ &= 1.164 \text{ untuk sisi } Low \text{ Voltage} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_1 &= 1.1547 \text{ A} \times 0,866 \\ &= 1 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= 0,85915 \times 1,164 \\ &= -1 \text{ A} \end{aligned}$$

B. Arus Diferensial

$$\begin{aligned} I_D &= I_{1(KOMPENSASI)} + I_{2(KOMPENSASI)} \\ &= 0 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga Arus diferensial yang mengalir pada saat kondisi normal sebesar 0 A.

C. Arus *Restraint*

Untuk Rele Diferensial 87T GE Multilin T60, perhitungan arus *restraint* menggunakan rumus sebagai berikut :

$$I_R = \max|I_1, I_2|$$

$$I_R = \max|1,1547, 0,866|$$

$$I_R = 1,1547 \text{ A}$$

4.4.2 Rekomendasi Pengaturan Rele Diferensial IBT

Berdasarkan SPLN Persentase untuk Arus *Pick up* umumnya adalah 0,3 p.u dengan pertimbangan sebagai berikut :

Error pada Rasio CT	: 10%
Error pada <i>Tap Changer</i>	: 10%
Error <i>Mismatch</i>	: 4%
Arus Eksitasi	: 1%
Faktor Keamanan	: 5%

Maka besar nilai Arus *Setting Pick up* sebesar:

$$\begin{aligned} I_{set-pick\ up} &= \epsilon_{CT} + \epsilon_{Tap} + \epsilon_{Mismatch} + I_{exc} + \text{Faktor Keamanan} \\ &= 0,1 + 0,1 + 0,04 + 0,01 + 0,05 \\ &= 0,3 \text{ A (Setting Range : } 0,05 - 6,00 \text{ pu} \times \text{CT) } \end{aligned}$$

4.4.3 Perhitungan *Slope* dan *Breakpoint*

Berdasarkan [6], nilai pengaturan untuk *Breakpoint* 1 didasarkan pada nilai arus beban penuh IBT pada sisi sekunder, dalam satuan per unit (p.u) :

$$\begin{aligned} I_{FLA} &= \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \times \text{kV}} \text{ (A)} \\ &= \frac{500 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 168 \text{ kV}} \\ &= 1718.3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Breakpoint 1} &= \frac{I_{FLA}}{\text{nCT}} \\ &= \frac{1718.3}{2000/1} \\ &= 0,85915 \approx 1 \text{ p.u (Setting Range 1 - 2 p.u)} \end{aligned}$$

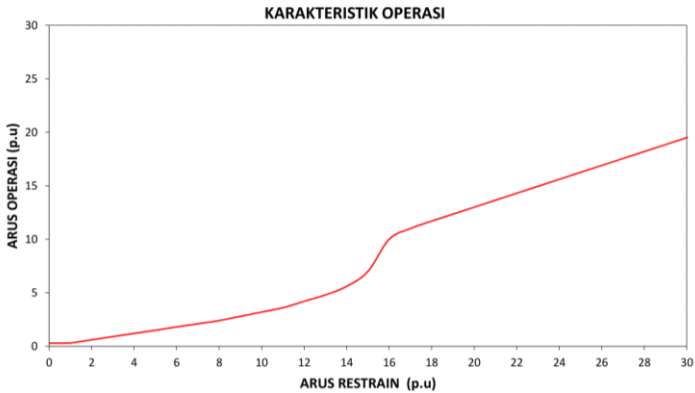
$$\begin{aligned} \text{Breakpoint 2} &= 0,01 \times \text{nCT} \times \text{Breakpoint 1} \\ &= 0,01 \times \frac{2000}{1} \times 0,85915 \\ &= 17 \text{ p.u (Setting Range : 2 pu - 30 pu)} \end{aligned}$$

Penentuan nilai *Slope* 1 dan *Slope* 2 didasarkan pada besarnya nilai *Slope* pada masing-masing lokasi gangguan. Untuk *Slope* 1 dimulai dari $I_{set-pick\ up}$ hingga *Breakpoint* 1 dengan toleransi error CT pada beban normal dan error *Tap Changer* saat terjadi gangguan internal.

$$\begin{aligned} \%Slope_1 &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{0,19245}{1,1547} \times 100 \% \\ &= 16,67 \% \approx 30 \% \text{ (Setting Range Slope 1 : 15\%-100\%)} \end{aligned}$$

Sementara *Slope* 2 digunakan untuk toleransi ketika CT mengalami *saturation* atau titik jenuh saat terjadi gangguan dan mencapai nilai *restraint*.

$$\begin{aligned} \%Slope_2 &= 2 \times \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= 2 \times \frac{0,19245}{1,1547} \times 100 \% \\ &= 33,34 \% \approx 65 \% \text{ (Setting Range Slope 2 : 50\%-100\%)} \end{aligned}$$



Gambar 4.4 Kurva Karakteristik Operasi Rele Diferensial

Hasil analisis pengaturan untuk rele diferensial IBT dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

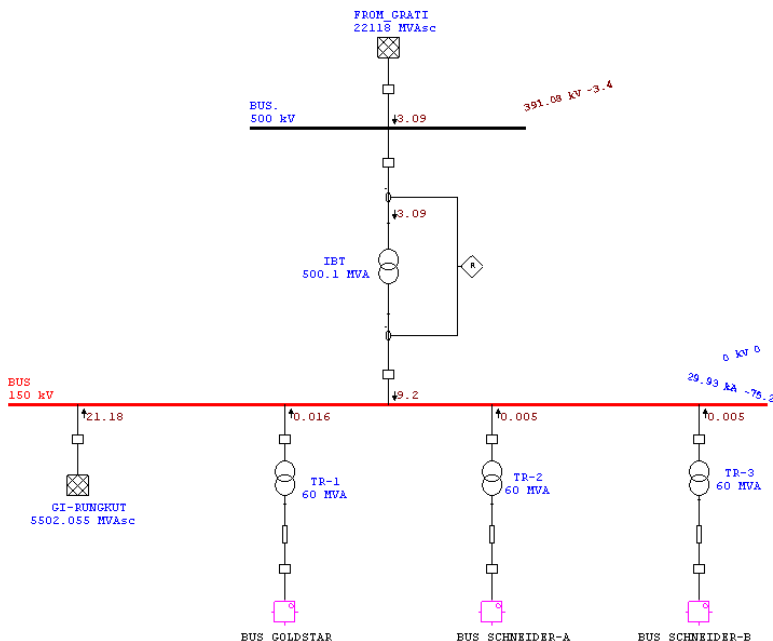
Tabel 4.4 Parameter Pengaturan Rele Diferensial pada IBT

Parameter	Nilai
Rasio CTp	500/1
Rasio CTs	2000/1
Id-min	0,3*Ibase
Arus Restrain	Max I ₁ , I ₂
Breakpoint 1	1 p.u
Breakpoint 2	17 p.u
Slope 1	30%
Slope 2	65%

Nilai *pick-up* berdasarkan kalkulasi pada kondisi beban penuh dan kompensasi CT adalah 0 A. Namun nilai *pick-up* tersebut diatur pada nominal 0,3 A dengan pertimbangan kemungkinan *error* pada CT, Tap, Mismatch serta margin faktor keamanan. Untuk nilai *Slope 1* dan *Slope 2* diatur pada nilai 30% dan 65%, lebih besar dari nilai kalkulasi dengan pertimbangan *error* pada pembacaan CT. Sedangkan untuk membedakan nilai arus diferensial yang timbul saat proses *Inrush / Energizing* IBT dengan nilai diferensial saat gangguan internal. Rele dilengkapi dengan *2nd Harmonic Restrain* untuk mencegah rele beroperasi saat proses *Energizing*. Untuk menguji operasi rele diferensial pada IBT, maka akan dilakukan simulasi gangguan eksternal dan internal untuk melihat nilai Operasi rele pada setiap lokasi gangguan.

4.4.4 Kondisi saat Gangguan Eksternal 1

Saat terjadi gangguan eksternal 1 (Gangguan pada Busbar 150kV) maka arus hubung singkat 3 Fasa dari Jaringan sistem 150 kV dan Jaringan 500 kV akan menuju titik gangguan tersebut. Besarnya arus kontribusi dari sistem 500 kV dan 150 kV akan terdeteksi oleh masing-masing CT pada sisi primer dan sekunder IBT dengan nilai sebagai berikut :



Gambar 4.5 Simulasi saat terjadi Gangguan Eksternal 1.

$$I_p : 3,09 \text{ kA}$$

$$I_s : 9,2 \text{ kA}$$

Maka besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= I_p \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{HV} \\ &= 3,09 \text{ kA} \times \frac{1}{500} \times 0,866 \\ &= 5,352 \text{ p.u} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= -I_s \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{LV} \\ &= -9,2 \text{ kA} \times \frac{1}{2000} \times 1,164 \\ &= -5,354 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele sebesar:

$$\begin{aligned} I_D &= |I_1 + I_2| \\ &= 0,002 \text{ A} \end{aligned}$$

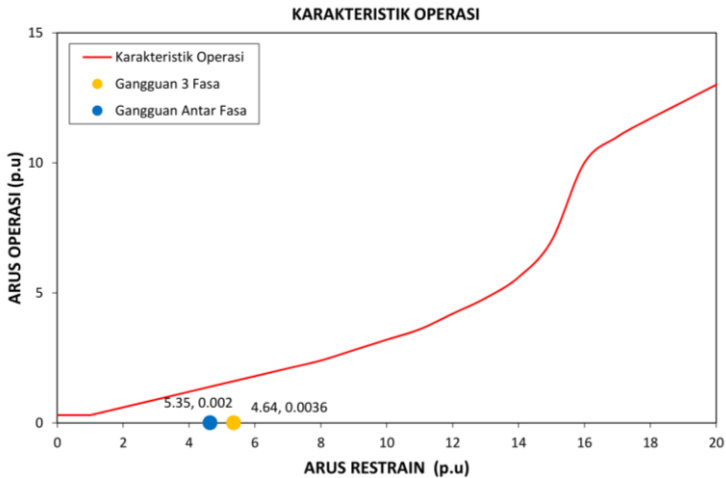
Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan eksternal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= \max|I_1, I_2| \\ &= \max|5,352, 5,354| \\ &= 5,35 \text{ A} \end{aligned}$$

Nilai I_R yang digunakan adalah nilai I_1 dan I_2 tanpa Faktor Kompensasi. Persentase Slope yang terjadi saat gangguan eksternal di Bus A adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{0,002}{5,35} \times 100 \% \\ &= 0,04 \% \end{aligned}$$

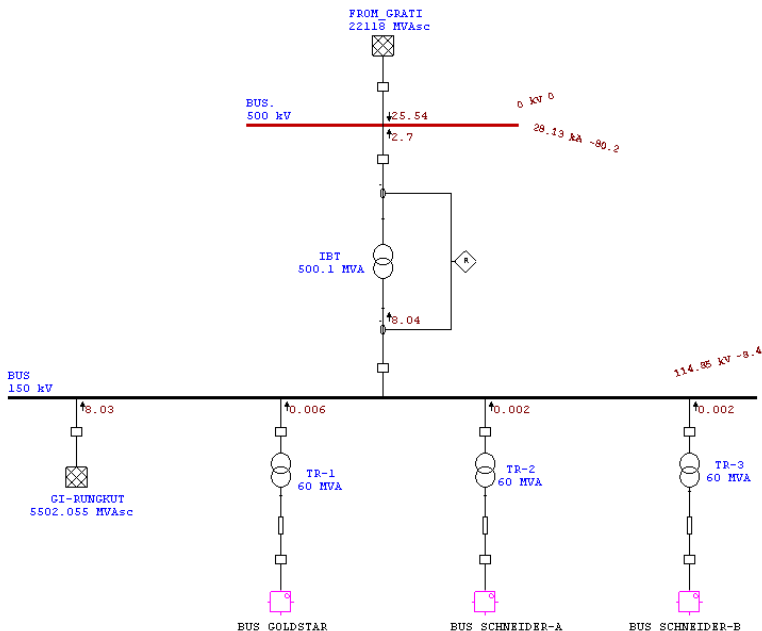
Berdasarkan kalkulasi diatas didapatkan, saat terjadi gangguan hubung singkat eksternal. Rele Diferensial akan mendeteksi nilai arus diferensial dan arus *restrain* masing-masing sebesar $I_D = 0,002 \text{ A}$, $I_R = 5,35 \text{ A}$. dimana nilai Arus Operasi (I_D) akan berada pada Section 2 dibawah kurva karakteristik operasi ($I_D < Slope \cdot I_R$). Sehingga nilai arus diferensial yang timbul saat terjadi gangguan eksternal tidak akan dideteksi oleh Rele sebagai gangguan internal, serta rele tidak akan mengirimkan sinyal *tripping* pada PMT.



Gambar 4.6 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Eksternal 1

4.4.5 Kondisi saat Gangguan Eksternal 2

Saat terjadi gangguan eksternal 3 fasa (Gangguan pada bus 500 kV), maka kedua jaringan sistem akan memberikan arus kontribusi yang akan dideteksi oleh masing-masing CT pada sisi primer dan sekunder IBT. Dengan nilai sebagai berikut :



Gambar 4.7 Simulasi saat Gangguan Eksternal 2.

$$I_p : 2,70 \text{ kA}$$

$$I_s : 8,04 \text{ kA}$$

Maka besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= -I_p \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{HV} \\ &= -2,70 \text{ kA} \times \frac{1}{500} \times 0,866 \\ &= -4,677 \text{ p.u} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_s \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{LV} \\ &= 8,04 \text{ kA} \times \frac{1}{2000} \times 1,164 \\ &= 4,679 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$I_D = |I_1 + I_2|$$

$$= 0,002 \text{ p.u}$$

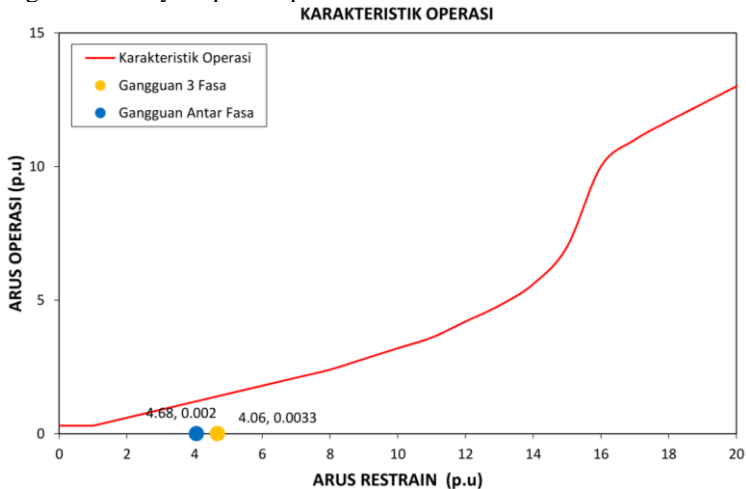
Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan eksternal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= \max|I_1, I_2| \\ &= \max|4,676, 4,679| \\ &= 4,679 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Nilai I_R yang digunakan adalah nilai I_1 dan I_2 tanpa Faktor Kompensasi. Persentase Slope yang terjadi saat gangguan eksternal di Bus A adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{0,002}{4,676} \times 100 \% \\ &= 0,05 \% \end{aligned}$$

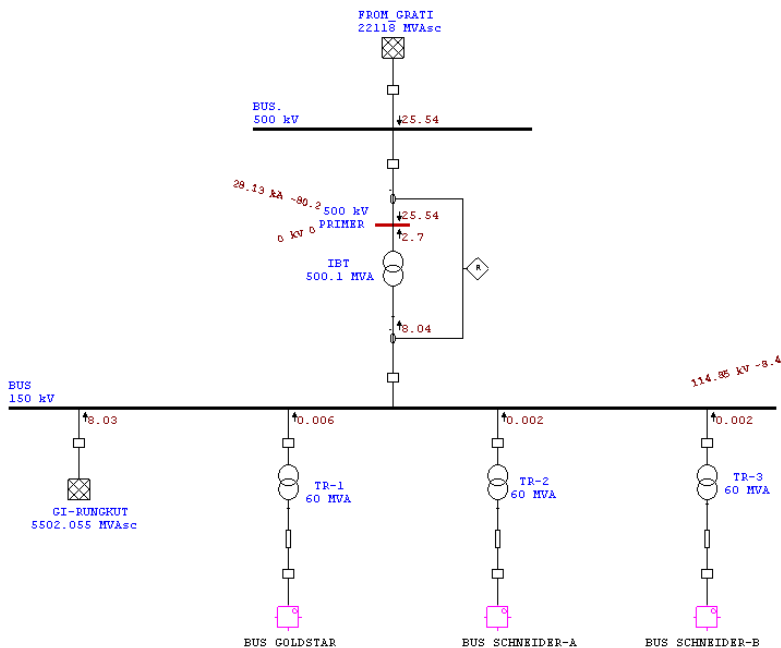
Seperti pada gangguan hubung singkat eksternal di busbar 150 kV. Saat Gangguan Eksternal terjadi di Bus 500 kV, Rele Diferensial akan mendeteksi nilai arus diferensial dan arus *restrain* masing-masing sebesar $I_D = 0,002 \text{ A}$, $I_R = 4,68 \text{ A}$. Nilai Arus Operasi (I_D) akan berada pada Section 2 dibawah kurva karakteristik operasi ($I_D < K. I_R$). Sehingga nilai arus diferensial yang timbul saat terjadi gangguan eksternal tidak akan dideteksi oleh Rele sebagai gangguan internal, serta rele tidak akan mengirimkan sinyal operasi pada PMT.



Gambar 4.8 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Eksternal 2

4.4.6 Kondisi saat Gangguan Internal Primer

Saat terjadi gangguan 3 fasa dibelitan primer Transformer IBT, maka arus kontribusi dari jaringan sistem 150 kV dan jaringan sistem 500 kV akan menuju titik gangguan pada belitan primer yang besarnya akan terdeteksi oleh masing-masing CT pada sisi primer dan sekunder IBT, dengan nilai sebagai berikut :



Gambar 4.9 Simulasi saat terjadi Gangguan Internal Primer

$$I_p : 25,54 \text{ kA}$$

$$I_s : 8,04 \text{ kA}$$

Maka besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT sebesar :

$$I_1 = I_p \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{HV}$$

$$= 25,54 \text{ kA} \times \frac{1}{500} \times 0,866$$

$$= 44,24 \text{ p.u}$$

$$I_2 = I_s \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{LV}$$

$$= 8,05 \text{ kA} \times \frac{1}{2000} \times 1,164$$

$$= 4,685 \text{ p.u}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$\begin{aligned} I_D &= |I_1 + I_2| \\ &= 48,92 \text{ p.u} \end{aligned}$$

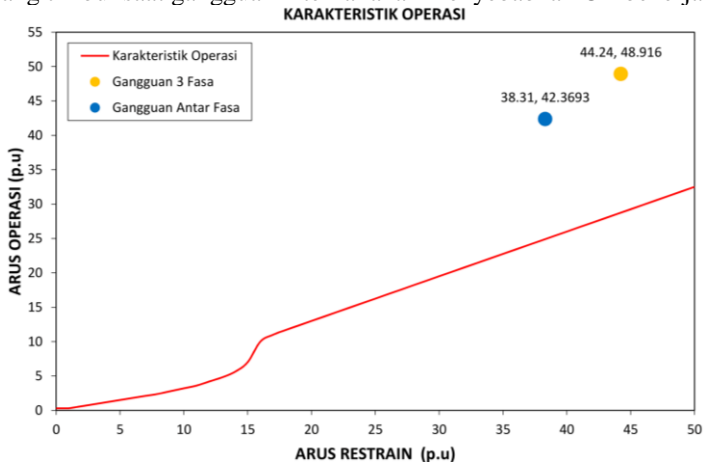
Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= \max|I_1, I_2| \\ &= \max|44,24, 4,025| \\ &= 44,24 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Nilai I_R yang digunakan adalah nilai I_1 dan I_2 tanpa Faktor Kompensasi. Persentase Slope yang terjadi saat gangguan eksternal di Bus A adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{48,92}{44,24} \times 100 \% \\ &= 110,6 \% \end{aligned}$$

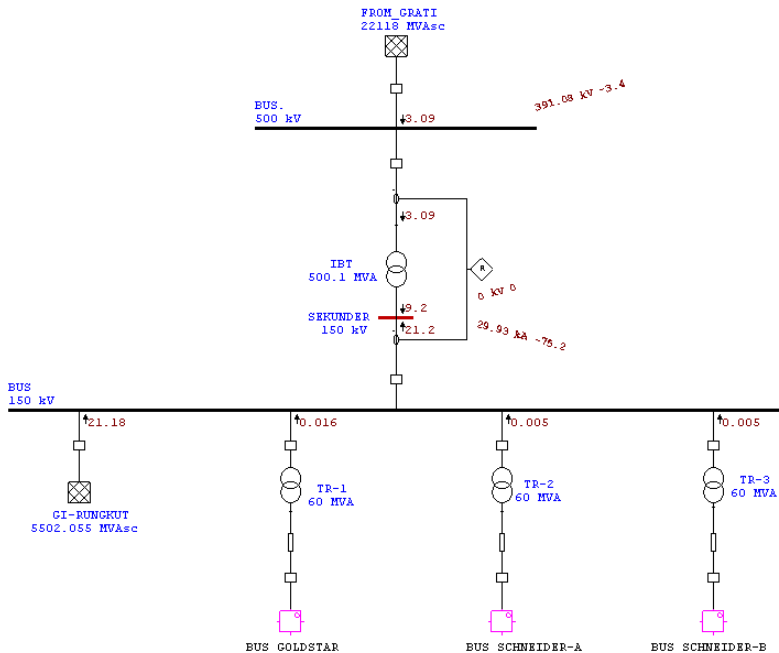
Pada kondisi ini gangguan terjadi akibat adanya hubung singkat 3 fasa atau pun antar fasa sehingga mengakibatkan nilai arus hubung singkat dengan nominal yang besar pada belitan transformator. Nilai gangguan pada belitan primer merupakan kontribusi dari sistem jaringan 150 kV (8,04kA) dan Sistem Jaringan 500 kV (25,54 kA). Sehingga CT di kedua sisi IBT akan mendeteksi nilai arus diferensial dan arus *restrain* masing-masing sebesar $I_D = 48,92$ A, $I_R = 44,24$ A. Dimana nilai Arus Operasi (I_D) akan berada diatas kurva karakteristik operasi. Sehingga nilai I_D yang timbul saat gangguan internal akan menyebabkan CB bekerja.



Gambar 4.10 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Internal Primer

4.4.7 Kondisi saat Gangguan Internal Sekunder

Saat terjadi gangguan 3 fasa dibelitan sekunder Transformer IBT, maka arus kontribusi dari jaringan sistem 150 kV dan jaringan sistem 500 kV akan menuju titik gangguan pada belitan sekunder yang besarnya akan terdeteksi oleh masing-masing CT pada sisi primer dan sekunder IBT, dengan nilai sebagai berikut :



Gambar 4.11 Simulasi saat terjadi Gangguan Internal Sekunder

$$I_p : 3,9 \text{ kA}$$

$$I_s : 21,22 \text{ kA}$$

Maka besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= I_p \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{HV} \\ &= 2,75 \text{ kA} \times \frac{1}{500} \times 0,866 \\ &= 5,35 \text{ p.u} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_s \times n_{CT} \times \text{Kompensasi } CT_{LV} \\ &= 21,22 \text{ kA} \times \frac{1}{2000} \times 1,164 \\ &= 12,35 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$\begin{aligned} I_D &= |I_1 + I_2| \\ &= 17.7 \text{ p.u} \end{aligned}$$

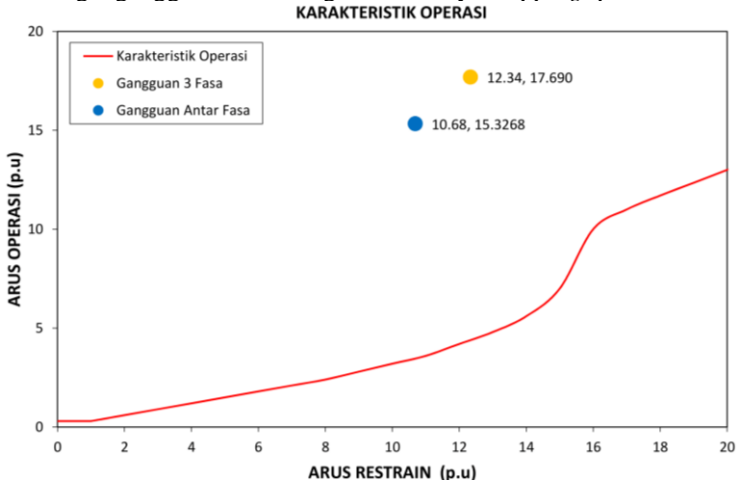
Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= \max|I_1, I_2| \\ &= \max|5.35, 12.35| \\ &= 12,35 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Persentase Slope yang terjadi saat gangguan eksternal di Bus A adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{17.7}{12.35} \times 100 \% \\ &= 143,4 \% \end{aligned}$$

Saat terjadi gangguan internal pada belitan sekunder, Nilai gangguan merupakan kontribusi dari sistem jaringan 150 kV (21.22 kA) dan Sistem Jaringan 500 kV (3.09 kA). Masing-masing CT di kedua sisi IBT akan mengkonversi nilai gangguan tersebut untuk kemudian rele akan melakukan kalkulasi nilai arus diferensial dan arus *restrain* masing-masing sebesar $I_D = 17.7$ A, $I_R = 12.35$ A. Pada kondisi ini nilai Arus Operasi (I_D) akan berada diatas kurva karakteristik operasi. Nilai arus diferensial yang timbul saat terjadi gangguan internal akan dideteksi oleh Rele sebagai gangguan, dan mengirimkan sinyal *tripping* pada PMT.



Gambar 4.12 Kurva Operasi Diferensial pada Gangguan Internal Sekunder

Tabel 4.5 dibawah menunjukkan nilai arus *restrain* (I_R) dan nilai arus diferensial (I_D) yang dirasakan oleh rele diferensial berdasarkan lokasi terjadinya gangguan.

Tabel 4.5 Perbandingan Operasi Rele Diferensial IBT berdasarkan Lokasi Gangguan

Lokasi	Gangguan	IR	ID	K (%)	Keterangan
Internal Primer	3 Fasa	44,24	48,92	110,60	Operasi
	2 Fasa	38,31	42,36	110,59	Operasi
Internal Sekunder	3 Fasa	12,34	17,69	143,38	Operasi
	2 Fasa	10,68	15,32	143,44	Operasi
Eksternal Bus 150 kV	3 Fasa	5,35	0,002	0,04	Tidak Operasi
	2 Fasa	4,64	0,004	0,08	Tidak Operasi
Eksternal Bus 500 kV	3 Fasa	4,66	0,002	0,05	Tidak Operasi
	2 Fasa	4,06	0,003	0,08	Tidak Operasi

4.5 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih

Rele Arus Lebih Fasa (50/51) yang akan digunakan sebagai bahan analisis dalam laporan ini adalah Rele Arus Lebih yang umumnya diterapkan oleh PT. PLN Persero sebagai pengaman cadangan pada IBT dengan kapasitas 500 MVA. Adapun Rele Arus Lebih Fasa yang memenuhi kriteria tersebut adalah :

- Manufaktur : AREVA
- Tipe : MiCOM P122
- Standar : IEC – Standard Invers
- Pick-Up Range* : Invers (0,1 – 25 x CT)
: Instantaneous (0,5 – 40 x CT dtk)

4.5.1 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih Fasa Primer

Time Overcurrent Pick Up

$$I_{n-500kV} = 577.35 \text{ A}$$

Dipilih CT dengan perbandingan rasio CT sebesar 1000/5, Maka :

$$\frac{1,05 \times FLA_{IBT}}{nCT} \leq I_{pick-up} \leq \frac{1,4 \times FLA_{IBT}}{nCT}$$

$$\frac{1,05 \times 577.35}{1000/5} \leq I_{pick-up} \leq \frac{1,4 \times 577.35}{1000/5}$$

$$\frac{606,22}{1000/5} \leq I_{pick-up} \leq \frac{808,3}{1000/5}$$

$$3,0311 \leq I_{pick-up} \leq 4,0415 \text{ (Dipilih } I_{set} : 3,5 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= \frac{I_{\text{sec-CT150kV}}}{I_{\text{nCT}}} \\ &= \frac{3,5}{5} \\ &= 0,7 \end{aligned}$$

Maka dipilih Tap 0,7 dengan Pickup Range (0,1-2.4 x CT sec)

$$I_{p-CT500kV} : \text{Tap} \times I_{\text{nCT}} \times \text{nCT} = 0,7 \times 5 \times 1000/5 = 700 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

$$I_{\text{scmax}} : 25,54 \text{ kA}$$

$$I_{\text{scmin-kontribusi}} : 22,12 \text{ kA}$$

$$\text{Waktu Operasi} : 0,5 \text{ detik}$$

$$td \text{ (s)} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{\text{scmax}}}{I_{\text{pickup}}}\right)^{0,02} - 1} \times \text{TD}$$

$$\begin{aligned} \text{TD} &= \frac{(25,54 \text{ kA} / 700 \text{ A})^{0,02} - 1}{0,14} \times 0,5 \text{ s} \\ &= 0,26 \approx 0,2 \end{aligned}$$

Instantaneous

Dipilih waktu tunda 0,1s, dengan pertimbangan untuk menghindari kerusakan belitan internal pada IBT akibat melebihi batas *Thermal Capability* IBT. Nilai I_{set} harus diatur lebih besar dari nilai saat terjadi *Magnitizing Inrush* agar Rele tidak beroperasi.

$$\begin{aligned} I_{\text{set}} &= 1,6 \times \text{FLA} \leq I_{\text{set}} \leq 0,8 I_{\text{sc min-primer}} \\ &= 1,6 \times 577,35 \text{ A} \leq I_{\text{set}} \leq 0,8 \times 22,12 \text{ kA} \\ &= 923,76 \text{ A} \leq I_{\text{set}} \leq 17696 \text{ A (Dipilih } I_{\text{set}} : 5600 \text{ A)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{sec-CT500kV}} &= \frac{I_{\text{set}}}{\text{nCT}} \\ &= \frac{5600}{1000/5} \\ &= 28 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sec-CT500kV}}}{I_{\text{nCT}}} = \frac{28}{5} = 5,6$$

Maka dipilih Tap 5,6 dengan Pickup Range (0,01-30 xCT sec)

4.5.2 Penentuan Parameter Rele Arus Lebih Fasa Sekunder

Time Overcurrent Pick Up

$$I_{n-150kV} = 1719 \text{ A}$$

Dipilih CT dengan perbandingan rasio CT sebesar 2500/5, Maka :

$$\frac{1.05 \times FLA_{IBT}}{nCT} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times FLA_{IBT}}{nCT}$$

$$\frac{1.05 \times 1719}{2500/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times 1719}{2500/5}$$

$$\frac{1805}{2500/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{2406.6}{2500/5}$$

$$3.61 < I_{pickup} < 4.81 \text{ (Dipilih } I_{pickup} \text{ 3,8)}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{pickup}}{I_{nCT}}$$

$$= \frac{3,8}{5}$$

$$= 0,76$$

Maka dipilih Tap 0,76 dengan Pickup Range (0,1-2.4 x CT sec)

$$I_{p-CT150kV} = \text{Tap} \times I_{nCT} \times nCT = 0,76 \times 5 \times 2500/5 = 1900 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

$$I_{scmax} : 29.9 \text{ kA}$$

$$\text{Waktu Operasi} : 0,2 \text{ detik}$$

$$td \text{ (s)} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{p-CT500kV}}\right)^{0,02} - 1} \times TD$$

$$TD = \frac{(29.46kA/1900A)^{0,02} - 1}{0,14} \times 0,2s$$

$$= 0,08 \approx 0,1$$

Instantaneous

$I_{scmin-kontribusi} = 7.97 \text{ kA}$ pada sekunder transformator dengan waktu tunda 0,3s

$$I_{set} = 1.6 \times FLA \leq I_{set} \leq 0,8 I_{SC-min \text{ primer}}$$

$$= 1.6 \times 1719 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 7.97 \text{ kA}$$

$$= 2750 \leq I_{set} \leq 6376 \text{ A (Dipilih } I_{set} : 5600 \text{ A)}$$

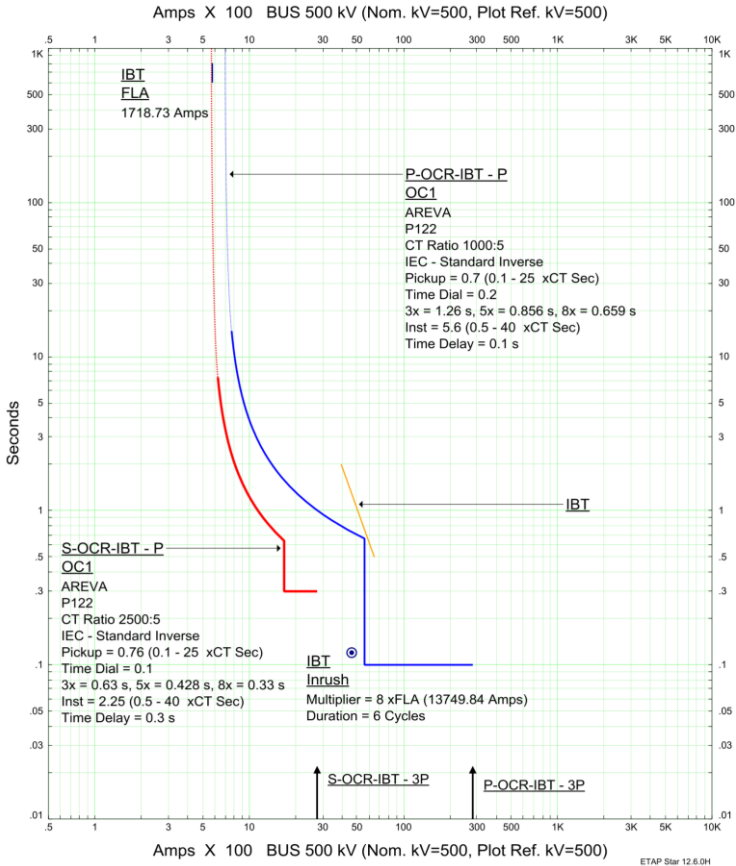
$$I_{sec-CT500kV} = \frac{I_{set}}{nCT}$$

$$= \frac{5600}{2500/5}$$

$$= 11.2 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sec-CT500kV}}}{I_{\text{nCT}}} = \frac{11.2}{5} = 2,24$$

Maka dipilih Tap 2.24 dengan Pickup Range (0,01-30 xCT sec)



Gambar 4.13 Kurva TCC Rele Arus Lebih fasa IBT

Dari hasil analisis perhitungan untuk parameter rele arus lebih transformator IBT, dapat dimodelkan pada suatu kurva TCC (*Time*

Current Curve), dimana pada rele P50/51-IBT waktu tunda diatur pada 0,3s dengan tujuan untuk mencegah kerusakan belitan internal IBT karena terjadinya *Overlap* antara kurva kerusakan Transformmer dengan Kurva Rele Arus Lebih Primer (P51-IBT). Serta besarnya waktu tunda untuk karakteristik waktu seketika diatur lebih besar dari Arus Inrush pada 0,12s untuk mengantisipasi rele bekerja saat proses *Energizing* Transformator. Untuk rele arus lebih fasa sisi sekunder (TS50/51-IBT), waktu tunda diatur sebesar 0,2s agar memenuhi ketentuan *grading time* (Δ 0,2 -0,4 s).

4.6 Pengujian sistem Proteksi IBT

Untuk menguji parameter pengaturan untuk rele diferensial dan arus lebih diatas akan dilakukan pengujian terhadap letak gangguan :

4.6.1 Pengujian Operasi Rele saat Gangguan Internal

Pada saat terjadi gangguan pada internal belitan primer dengan magnitude 22.118 kA, Rele Diferensial akan beroperasi pada waktu 0,02 detik sebagai proteksi utama IBT. Rele Diferensial beroperasi karena letak gangguan berada pada zona proteksi diferensial. Waktu yang dibutuhkan untuk mengisolasi gangguan mulai dari terjadinya gangguan hingga padamnya busur api oleh terbukanya PMT adalah sebesar 0,75 detik. Selanjutnya P-OCR-IBT akan beroperasi sebagai proteksi cadangan pada waktu 0,1 detik, jika PMT atau Rele Diferensial gagal beroperasi. Urutan waktu operasi rele saat terjadi gangguan internal dapat dilihat dari gambar hasil simulasi ETAP dibawah ini :

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: PRIMER					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 23-06-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	87T-IBT		20.0		Phase - 87
60.0	ABB-500		40.0		Tripped by 87T-IBT Phase - 87
75.0	ABB-150		55.0		Tripped by 87T-IBT Phase - 87
100	P-OCR-IBT	22.118	100		Phase - OC1 - 50
140	ABB-500		40.0		Tripped by P-OCR-IBT Phase - OC1 - 50
300	S-OCR-IBT	6.963	300		Phase - OC1 - 50
355	ABB-150		55.0		Tripped by S-OCR-IBT Phase - OC1 - 50
532	51-TL RUN...	6.963	532		Phase - OC1 - 51
592	PMT-SIEME...		60.0		Tripped by 51-TL RUNGKUT Phase - OC1 - 51

Gambar 4.14 Waktu Operasi Rele pada saat Gangguan Internal sisi Primer.

4.6.2 Pengujian Operasi Rele Gangguan Eksternal 1

Pada saat terjadi gangguan pada bus 150 kV rele S-OCR-IBT akan mendeteksi magnitudo gangguan antar fasa sebesar 7.97 kA dan beroperasi pada 0,3 detik. Dikuti oleh rele OCR-TL-Rungkut mendeteksi magnitudo gangguan sebesar 18.34 kA dan beroperasi pada 0,302 detik. Rele diferensial tidak beroperasi karena letak gangguan berada diluar zona proteksi diferensial seperti yang dijelaskan pada sub bab 2.6. Urutan waktu operasi saat terjadi gangguan eksternal dapat dilihat dari gambar hasil simulasi dibawah ini :

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: BUS 150 kV					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 23-06-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
300	S-OCR-IBT	7.969	300		Phase - OC1 - 50
302	51-TL.RUN...	18.34	302		Phase - OC1 - 51
355	ABB-150		55.0		Tripped by S-OCR-IBT Phase - OC1 - 50
362	PMT-SIEME...		60.0		Tripped by 51-TL.RUNGKUT Phase - OC1 - 51
1030	P-OCR-IBT	2.678	1030		Phase - OC1 - 51
1070	ABB-500		40.0		Tripped by P-OCR-IBT Phase - OC1 - 51

Gambar 4.15 Waktu Operasi Rele saat Gangguan Eksternal pada Bus 150 kV.

4.6.3 Pengujian Operasi Rele saat Gangguan Eksternal 2

Pada saat terjadi gangguan pada bus 500 kV rele P-OCR-IBT akan mendeteksi magnitudo gangguan *line to line* sebesar 22.118 kA dan beroperasi pada 0,1 detik. Dikuti oleh rele OCR-TL-Rungkut mendeteksi magnitudo gangguan sebesar 6.96 kA dan beroperasi pada 0,3 detik. Rele diferensial tidak beroperasi karena letak gangguan berada diluar zona proteksi diferensial seperti yang dijelaskan pada sub bab 2.6. Urutan waktu operasi saat terjadi gangguan eksternal dapat dilihat dari gambar hasil simulasi dibawah ini :

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: BUS 500 kV					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 23-06-2019	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
100	P-OCR-IBT	22.118	100		Phase - OC1 - 50
140	ABB-500		40.0		Tripped by P-OCR-IBT Phase - OC1 - 50
300	S-OCR-IBT	6.963	300		Phase - OC1 - 50
355	ABB-150		55.0		Tripped by S-OCR-IBT Phase - OC1 - 50
532	51-TL.RUN...	6.963	532		Phase - OC1 - 51
592	PMT-SIEME...		60.0		Tripped by 51-TL.RUNGKUT Phase - OC1 - 51

Gambar 4.16 Waktu Operasi Rele saat Gangguan Eksternal pada Bus 500 kV

4.7 Studi Koordinasi Rele Arus Lebih

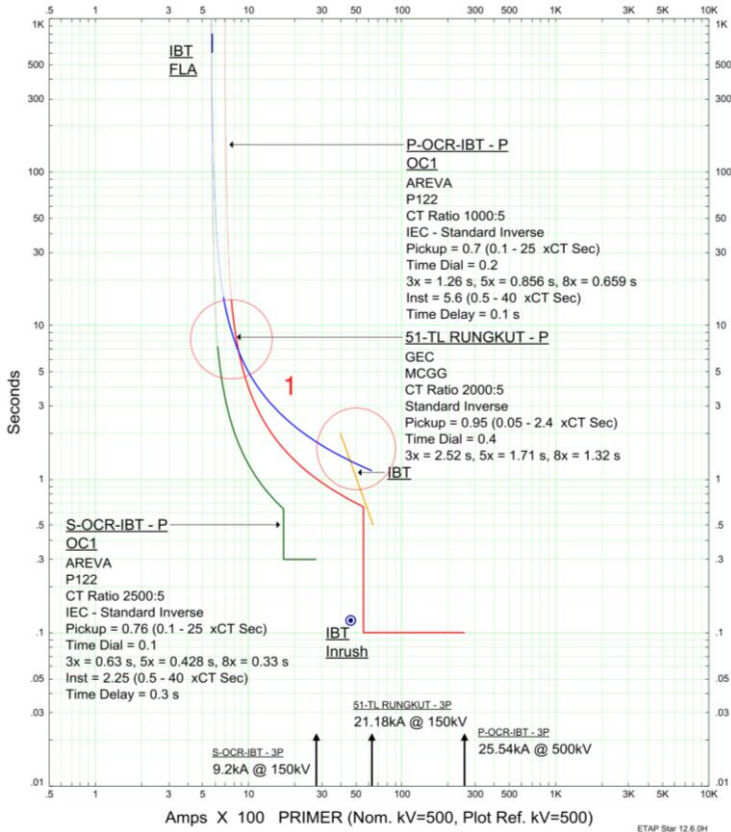
Dengan adanya penambahan Sistem Tegangan 500 kV melalui IBT (*Interbus Transformer*) pada Gardu Induk Surabaya Selatan maka nilai arus hubung singkat pada busbar 150 kV akan meningkat dengan adanya tambahan arus kontribusi dari sistem tegangan 500 kV. Selain itu koordinasi rele arus lebih fasa pada sisi tegangan tinggi 150 kV dan sistem distribusi 20 kV harus terkoordinasi dengan rele arus lebih pada Bay IBT 500 MVA. Sehingga diharapkan seluruh rele arus lebih yang ada pada Gardu Induk Surabaya Selatan akan bekerja secara optimal. Untuk proses koordinasi proteksi dilakukan dengan simulasi *Star Protective Device* urutan:

1. Jaringan 500 kV - Bay IBT 500 MVA - Bus 150 kV – Transmisi Rungkut.
2. Bay Transformator 1 dimulai Bus Goldstar 20 kV – Transformator 1 Telk 60 MVA - Busbar 150 kV
3. Bay Transformator 2 dimulai dari Bus Schneider-1 20 kV – Transformator 2 Pauwels 60 MVA
4. Bay Transformator 3 dimulai dari Bus Schneider-2 20 kV – Transformator 3 ABB 60 MVA

Pada analisis koordinasi rele arus lebih ini penulis akan melakukan peninjauan kembali terhadap nilai parameter pengaturan eksisting pada setiap bay TR-1, TR-2 dan TR-3. Untuk mengetahui apakah sistem proteksi eksisting PT.PLN (Persero) telah memenuhi ketentuan IEEE 242 mengenai *Grading Time* ($\Delta 0,2 - 0,4$ detik) serta IEEE C37.91-2008 tentang penerapan Rele Arus Lebih sebagai pengaman cadangan untuk transformator. Adapun tahapan analisis adalah sebagai berikut :

1. Langkah Pertama, melakukan *plotting* Kurva TCC (*Time Current Curve*).
2. Selanjutnya menganalisis waktu operasi serta waktu tunda antar rele, apabila ditemukan ketidak sesuai dengan ketentuan yang ada akan dilakukan proses pengaturan ulang.
3. Kemudian menghitung parameter pengaturan ulang yang meliputi *Low set*, *Time Dial*, *High Set* serta *Time Delay*.
4. Terakhir mengkoordinasikan waktu kerja keseluruhan rele.

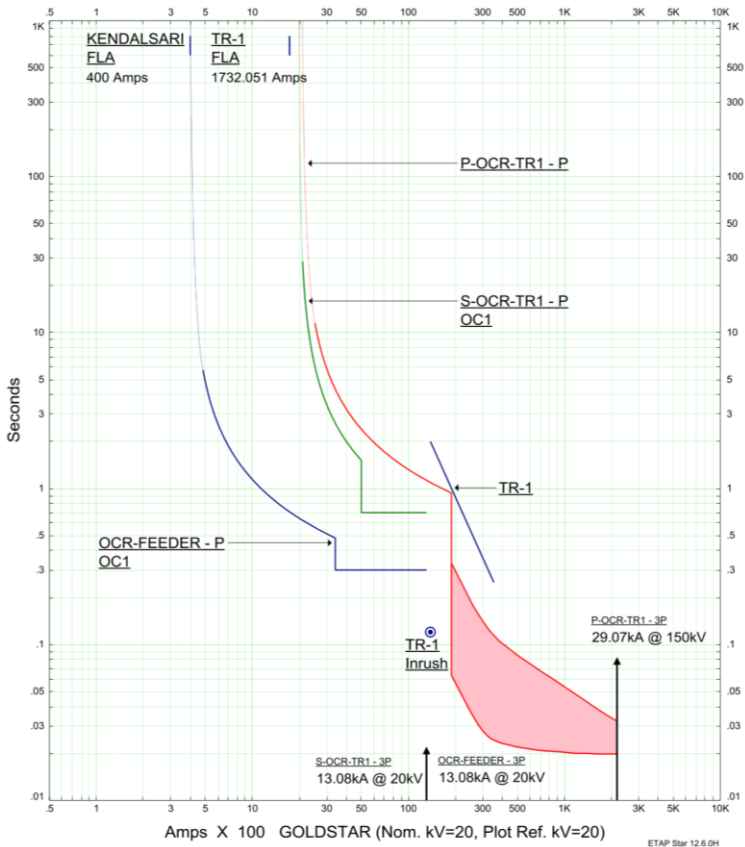
4.7.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 1



Gambar 4.17 Kurva TCC Interbus

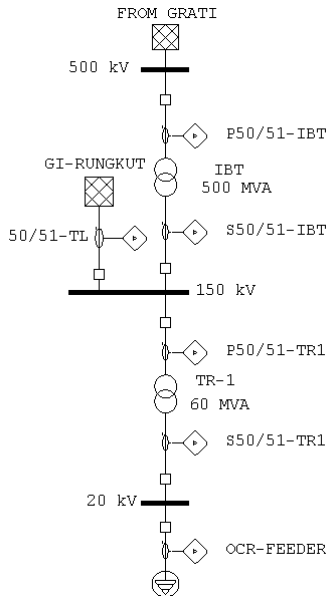
Koordinasi rele arus lebih untuk Interbus dimulai dari Sistem Jaringan 500 kV, Bay IBT 500 MVA SUTT 150 kV dan Busbar 150kV. Dari hasil analisis *plotting* kurva TCC (*Time Current Curve*) untuk sistem tipikal 1, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Koordinasi Proteksi Tipikal 1A pada Rele OCR-TL-Rungkut belum optimal. Dimana saat terjadi gangguan pada busbar 150 kV, Rele beroperasi pada waktu 1,13 detik. Rele bekerja terlalu lama untuk mengisolasi gangguan. Serta kurva rele bersinggungan dengan Kurva *Thermal Capability* IBT.



Gambar 4.18 Kurva TCC Bay Transformator 1

2. Koordinasi Proteksi antar Rele OCR-FEEDER, S-OCR-TR1, dan P-OCR-TR1 telah terkoordinasi dengan baik. Pengujian dilakukan dengan memberi simulasi gangguan 2 fasa maksimum 1,5-4 cycle pada penyulang 20 kV. Dimana setiap rele bekerja dengan waktu tunda berkisar (0,2 – 0,4 detik). Dan waktu yang dibutuhkan CB untuk *Breaking Time* sebesar 0,04 detik untuk PMT-Feeder, PMT-Goldstar serta 0,06 untuk PMT-Siemens.



Gambar 4.19 Pemodelan Interbus dan Bay Transformator 1

Untuk mengoptimalkan koordinasi proteksi pada tipikal 1A maka akan dilakukan pengaturan ulang pada Rele OCR-TL Rungkut. Dengan analisis perhitungan sebagai berikut :

Rele OCR-TL Rungkut

- Manufaktur : GEC Alsthom
- Tipe : MCGG-62
- Karakteristik : IEC *Standard Invers*
- Rasio CT : 2000/5
- Isc-max kontribusi : 21,18 kA (3 Fasa pada 1.5 – 4 Cycle)
- Isc-min kontribusi : 18,34 kA (2 Fasa pada 30 Cycle)
- Kapasitas Saluran : 1620 A
- Jenis Saluran : ACSR Zebra 2 x 429 mm²

Time Overcurrent Pick Up

$$I_{rating} = 1620 \text{ A}$$

$$\frac{1,05 \times I_{rating}}{\frac{nCT}{2000/5}} \leq I_{pickup} \leq \frac{1,4 \times I_{rating}}{\frac{nCT}{2000/5}}$$

$$\frac{1,05 \times 1620}{2000/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{1,4 \times 1620}{2000/5}$$

$$\frac{1701}{2000/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{2268}{2000/5}$$

$$4,25 < I_{pickup} < 5,67 \text{ (Dipilih } I_{set} 5)$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{pickup}}{I_{nCT}}$$

$$= \frac{5}{5}$$

$$= 1$$

Maka dipilih Tap 1 dengan Pickup Range (0,05-2.4 x CT sec)

$$I_{pickup} = \text{Tap} \times I_{nCT} \times nCT = 1 \times 5 \times 2000/5 = 2000 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

I_{sc-max} : 21.18 kA pada, dengan waktu tunda 0,4 detik

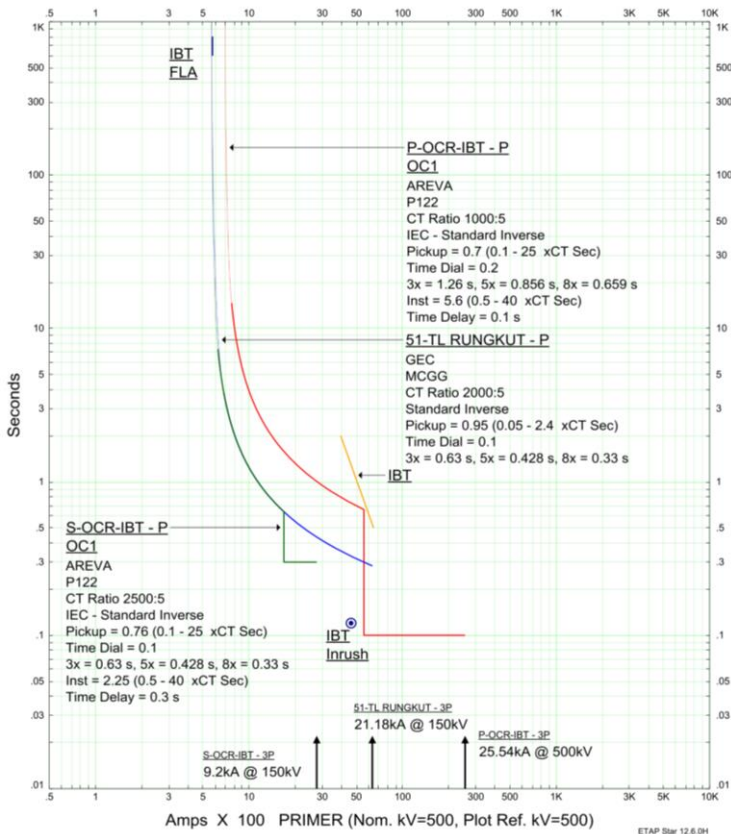
$$td \text{ (s)} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{pickup}}\right)^{0,02} - 1} \times TD$$

$$TD = \frac{(21.18kA/2000)^{0,02} - 1}{0,14} \times 0,4s$$

$$= 0,138 \approx 0,125$$

Tabel 4.6 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-1

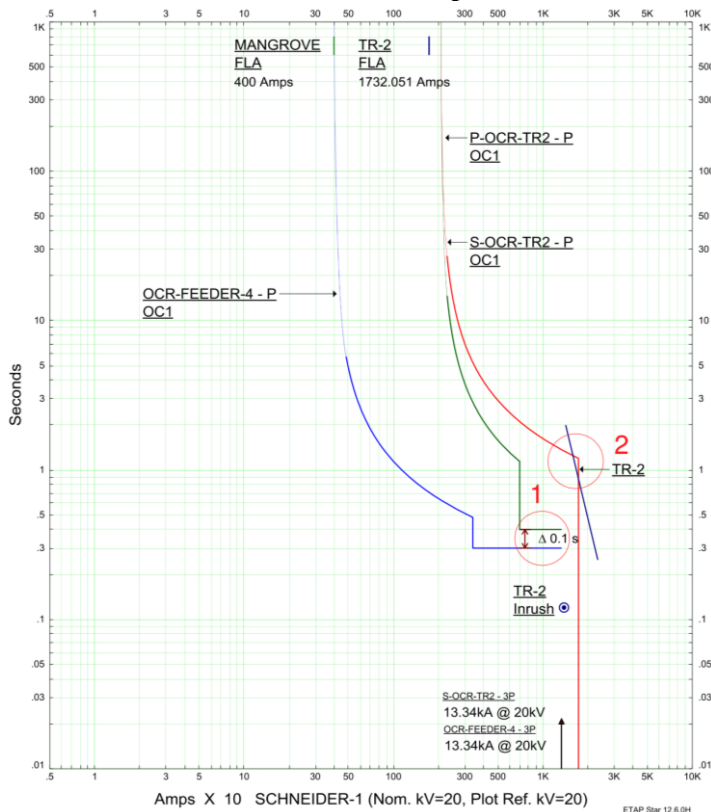
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
298	OCR-FEED...	12.916	298		Phase - OC1 - 51
338	PMT-FEED...		40.0		Tripped by OCR-FEEDER Phase - OC1 - 51
700	S-OCR-TR1	12.916	700		Phase - OC1 - 50
740	PMT-GOLD...		40.0		Tripped by S-OCR-TR1 Phase - OC1 - 50
1131	P-OCR-TR1	1.733	1131		Phase - OC1 - 51
1191	PMT-SIEME...		60.0		Tripped by P-OCR-TR1 Phase - OC1 - 51



Gambar 4.20 Kurva TCC Interbus *Resetting*

Gambar 4.18 menunjukkan hasil *plotting* untuk Kurva TCC Tipikal 1A, dimana pengaturan ulang dilakukan pada rele OCR-TL Rungkut dengan mempercepat waktu operasi menjadi 0,4 detik, sehingga nilai *Time Dial* baru menjadi 0,125. Saat terjadi gangguan hubung singkat di Bus 5-I, jaringan 150 kV akan memberikan arus kontribusi sebesar 21,18 kA. Rele akan bekerja pada waktu 0,377 detik. Hal ini bertujuan untuk memberikan waktu pada rele jarak sebagai proteksi utama untuk beroperasi terlebih dahulu. Sedangkan kedua Rele OCR-IBT berfungsi sebagai proteksi gangguan eksternal (Gangguan pada Busbar 150 kV) pada IBT.

4.7.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 2

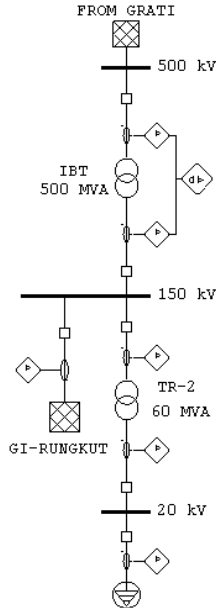


Gambar 4.21 Kurva TCC Tipikal 2 Bay Transformator 2

Koordinasi rele arus lebih untuk Tipikal 2 dimulai dari Penyulang Sistem Distribusi 20 kV hingga Busbar 150 kV (Bay Transformator 2). Untuk Dari hasil *plotting* kurva TCC (*TimeCurrent Curve*) untuk sistem tipikal 2, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. *Grading Time* antara Rele OCR-FEEDER-4 dan S-OCR-TR2 berada pada 0,1 detik, dimana nilai tersebut tidak memenuhi Standar IEEE 242 mengenai ketentuan *Grading Time*. Dalam hal ini Rele S-OCR-TR2 karakteristik waktu instan diatur pada waktu tunda yang terlalu cepat. Sehingga dapat menyebabkan rele OCR-FEEDER dan rele S-OCR-TR2 dapat beroperasi bersamaan.

2. Terdapat bagian dari *Damage Curve* Transformator yang tidak terlindungi oleh kurva rele P-OCR-TR2. Sehingga bila terjadi gangguan hubung singkat eksternal, rele tidak dapat bekerja sebagai pengamanan cadangan.



Gambar 4.22 Pemodelan Sistem untuk Bay Transformator 2

Untuk mengoptimalkan fungsi dan koordinasi proteksi pada tipikal 2, akan dilakukan pengaturan ulang pada rele S-OCR-TR2 dan P-OCR-TR2. Dengan analisis perhitungan sebagai berikut :

Rele P-OCR-TR2

Manufaktur	: NR Electric
Tipe	: PCS9611
Karakteristik	: IEC <i>Standard Invers</i>
Rasio CT	: 300/5
Isc-max Bus 5-I	: 29,51 kA (3 Fasa pada 1,5 – 4 Cycle)
Isc-min Bus 5-I	: 25,52 kA (2 Fasa pada 30 Cycle)
Rating Arus Primer	: 230,9 A

Time Overcurrent Pick Up

$$I_{\text{rating}} = 230,9 \text{ A}$$

$$\frac{1,05 \times I_{\text{rating}}}{n_{\text{CT}}} \leq I_{\text{pickup}} \leq \frac{1,4 \times I_{\text{rating}}}{n_{\text{CT}}}$$

$$\frac{1,05 \times 230,9}{300/5} \leq I_{\text{pickup}} \leq \frac{1,4 \times 230,9}{2000/5}$$

$$\frac{242,45}{300/5} \leq I_{\text{pickup}} \leq \frac{324}{300/5}$$

$$4,04 < I_{\text{pickup}} < 5,38 \text{ (Dipilih } I_{\text{set}} 4,95)$$

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= \frac{I_{\text{pickup}}}{I_{n_{\text{CT}}}} \\ &= \frac{4,95}{5} \\ &= 0,99 \end{aligned}$$

Maka dipilih Tap 0,99 dengan Pickup Range (0,05-2,4 x CT sec)

$$I_{\text{pickup}} = \text{Tap} \times I_{n_{\text{CT}}} \times n_{\text{CT}} = 0,99 \times 5 \times 300/5 = 297$$

Time Dial (TD)

I_{sc-max} : 29.5 kA pada, dengan waktu tunda 0,3 detik

$$td \text{ (s)} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{pickup}}\right)^{0,02} - 1} \times TD$$

$$\begin{aligned} TD &= \frac{(29,5 \text{ kA} / 297)^{0,02} - 1}{0,14} \times 0,3 \text{ s} \\ &= 0,206 \approx 0,23 \end{aligned}$$

Rele S-OCR-TR2

Manufaktur : NR Electric

Tipe : PCS9611

Karakteristik : IEC *Standard Invers*

Rasio CT : 2000/5

Isc-max kontribusi : 13,26 kA (3 Fasa pada 1,5 – 4 Cycle)

Isc-min Bus 5-I : 11,48 kA (2 Fasa pada 30 Cycle)

Rating Arus Primer : 1732 A

Instantaneous

$$I_{\text{set}} = 1,6 \times \text{FLA} \leq I_{\text{set}} \leq 0,8 I_{sc-\text{min primer}}$$

$$= 1,6 \times 1732 \leq I_{\text{set}} \leq 0,8 \times 11.48 \text{ kA}$$

$$= 2771 \leq I_{\text{set}} \leq 9184 \text{ A (Dipilih } I_{\text{set}} : 7000 \text{ A)}$$

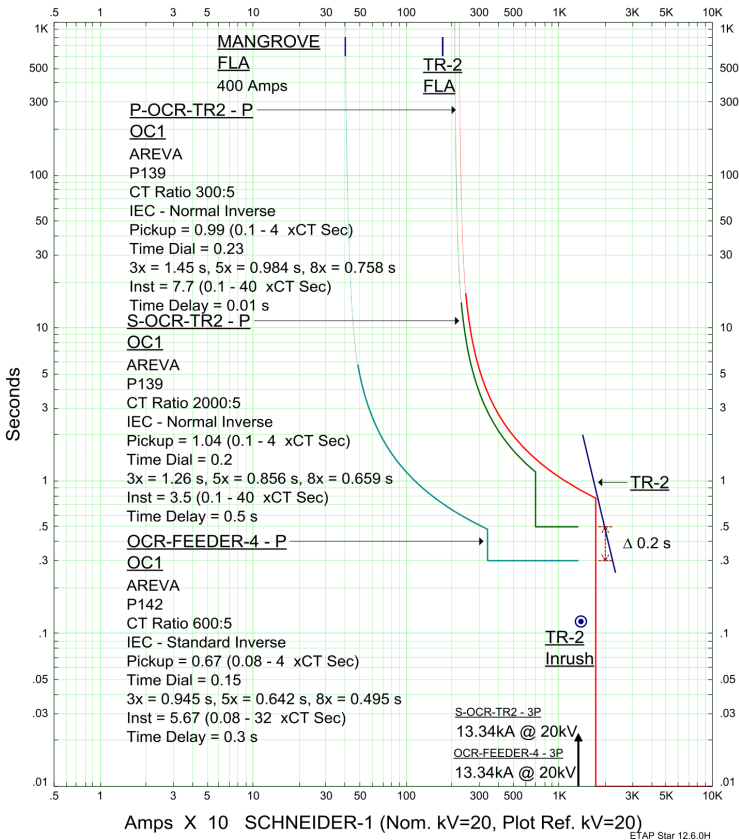
$$I_{\text{sec-CT500kV}} = \frac{I_{\text{set}}}{n \cdot \text{CT}} = \frac{7000}{2000/5} = 17.5 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sec-CT500kV}}}{\text{InCT}} = \frac{17.5}{5} = 3,5$$

Maka dipilih Tap 3,5 dengan Pickup Range (0,1-40 xCT sec) dengan waktu tunda 0,5 detik.

Tabel 4.7 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-2

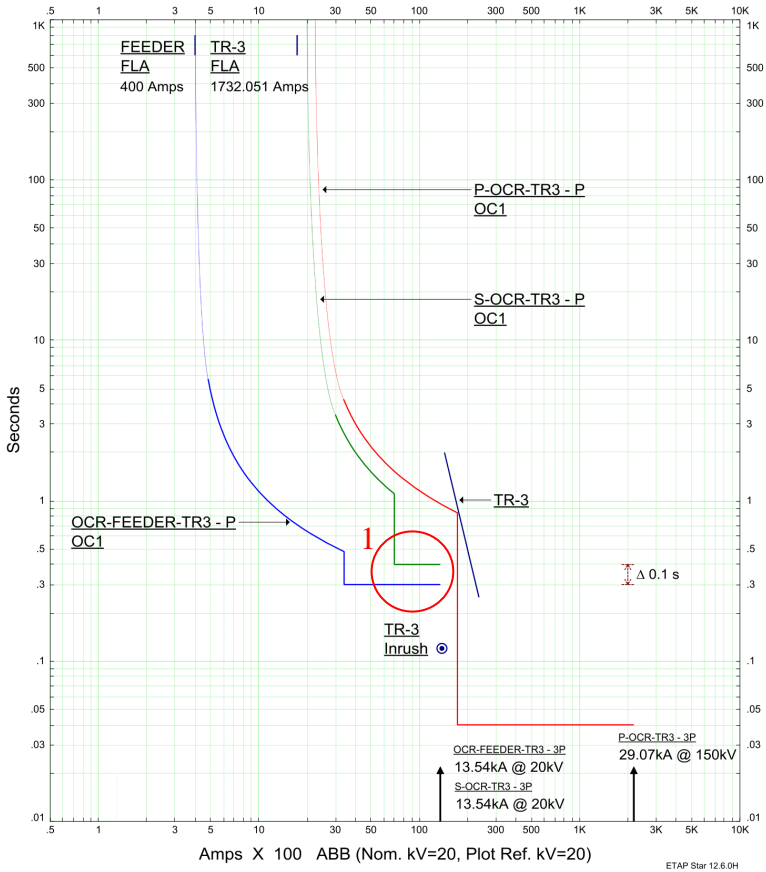
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
298	OCR-FEEDER'	13.252	298		Phase - OC1 - 51
338	PMT-FEEDER'		40.0		Tripped by OCR-FEEDER' Phase - OC1 - 51
500	S-OCR-TR2	13.252	500		Phase - OC1 - 50
540	PMT-SCHNEIDER-1		40.0		Tripped by S-OCR-TR2 Phase - OC1 - 50
887	P-OCR-TR2	1.767	887		Phase - OC1 - 51
947	PMT-ABB-TR-2		60.0		Tripped by P-OCR-TR2 Phase - OC1 - 51



Gambar 4.23 Kurva TCC Bay Transformator 2 *Resetting*

Gambar 4.21 menampilkan hasil *plotting* Kurva TCC untuk pengaturan ulang rele arus lebih pada Tipikal 2. Dimana pengaturan ulang dilakukan pada waktu tunda untuk karakteristik waktu instan rele S-OCR-TR2 dari sebelumnya pada 0,4 detik menjadi 0,5 detik sehingga *grading time* dengan rele OCR-FEEDER-4 memenuhi ketentuan IEEE 242 pada kisaran $\Delta 0,2$ detik. Sementara pada Rele P-OCR-TR2 nilai *pickup* untuk karakteristk invers diperbesar menjadi 297 A dan melakukan perhitungan ulang nilai parameter *Time Dial* hingga didapat nilai 0,23, sehingga rele P-OCR-TR2 dapat melindungi *Thermal Capability* Transformator 2 dari kerusakan akibat gangguan hubung singkat.

4.7.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Fasa Tipikal 3

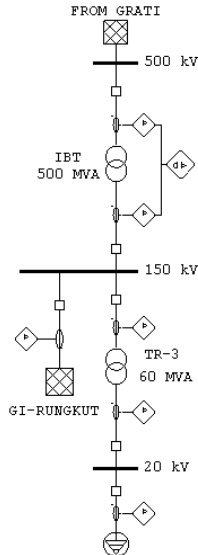


Gambar 4.24 Kurva TCC Bay Transformator 3

Koordinasi rele arus lebih untuk Tipikal 3 dimulai dari Penyulang Sistem Distribusi 20 kV hingga Busbar 150 kV (Bay Transformator 3). Dari hasil *plotting* kurva TCC (*TimeCurrent Curve*) untuk sistem tipikal 3, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. *Grading Time* antara Rele OCR-FEEDER-4 dan S-OCR-TR2 berada pada 0,1 detik, dimana nilai tersebut tidak memenuhi Standar IEEE 242 mengenai ketentuan *Grading Time*. Dalam hal ini Rele S-OCR-TR2 karakteristik waktu instan diatur pada waktu

tunda yang terlalu cepat. Sehingga dapat menyebabkan rele OCR-FEEDER dan rele S-OCR-TR2 dapat beroperasi bersamaan.



Gambar 4.25 Pemodelan Sistem untuk Bay Transformator 3

Untuk mengoptimalkan fungsi dan koordinasi proteksi pada tipikal 3, akan dilakukan pengaturan ulang pada rele S-OCR-TR3. Dengan analisis perhitungan sebagai berikut :

Rele S-OCR-TR3

Manufaktur	: ABB
Tipe	: REF 610
Karakteristik	: IEC <i>Standard Invers</i>
Rasio CT	: 2000/5
Isc-max kontribusi	: 13,42 kA (3 Fasa pada 1,5 – 4 Cycle)
Isc-min kontribusi	: 11,62 kA (2 Fasa pada 30 Cycle)
Rating Arus Primer	: 1732 A

Instantaneous

$$\begin{aligned} I_{set} &= 1,6 \times FLA \leq I_{set} \leq 0,8 I_{sc-\text{min primer}} \\ &= 1,6 \times 1732 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 11.48 \text{ kA} \\ &= 2771 \leq I_{set} \leq 9184 \text{ A (Dipilih } I_{set} : 7000 \text{ A)} \end{aligned}$$

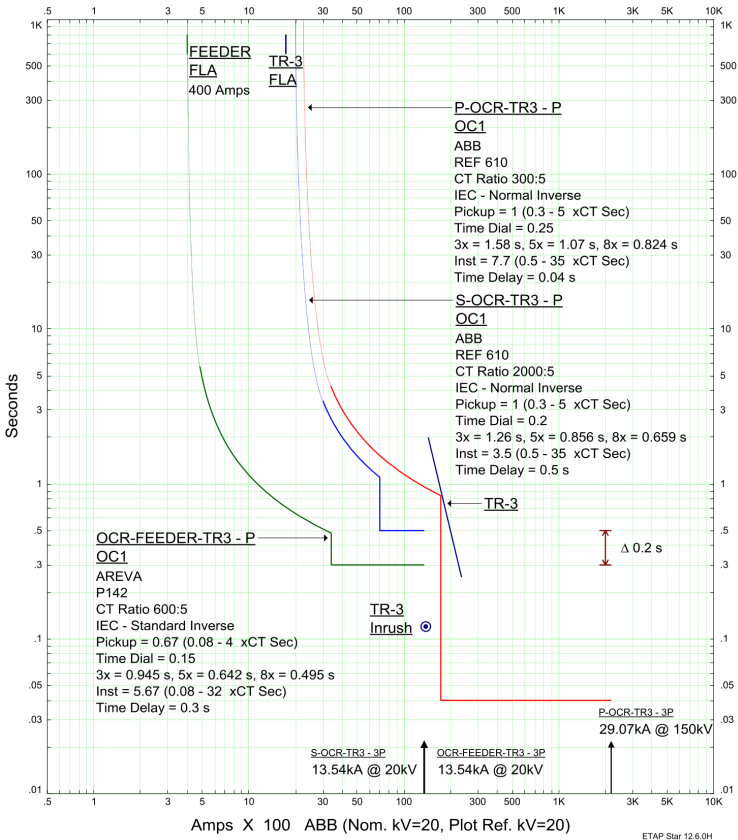
$$\begin{aligned} I_{\text{sec-CT500kV}} &= \frac{I_{set}}{nCT} \\ &= \frac{7000}{2000/5} \\ &= 17.5 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sec-CT500kV}}}{I_{nCT}} = \frac{17,5}{5} = 3,5$$

Maka dipilih Tap 3.5 dengan Pickup Range (0,1-40 xCT sec), dipilih waktu tunda 0,5 detik.

Tabel 4.8 Urutan Waktu Operasi Rele Arus Lebih Bay TR-3

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
298	OCR-FEEDER-TR3	13.415	298		Phase - OC1 - 51
338	CB32		40.0		Tripped by OCR-FEEDER-TR3 Phase - OC1 - 51
500	S-OCR-TR3	13.415	500		Phase - OC1 - 50
540	PMT-SCHNEIDER-2		40.0		Tripped by S-OCR-TR3 Phase - OC1 - 50
963	P-OCR-TR3	1.789	963		Phase - OC1 - 51
1023	PMT-ABB-TR-3		60.0		Tripped by P-OCR-TR3 Phase - OC1 - 51



Gambar 4.26 Kurva TCC Bay Transformator 3 *Reseting*

Gambar 4.26 diatas menampilkan *plotting* Kurva TCC untuk pengaturan ulang rele arus lebih pada Tipikal 3. Dimana pengaturan ulang dilakukan pada waktu tunda untuk karakteristik waktu instan rele S-OCR-TR3 dari sebelumnya pada 0,4 detik menjadi 0,5 detik sehingga *grading time* dengan rele OCR-FEEDER-4 memenuhi ketentuan IEEE 242 pada kisaran $\Delta 0,2$ detik. Sementara pada Rele P-OCR-TR3 nilai *pickup* untuk karakteristk invers diperbesar menjadi 300 A dan melakukan perhitungan ulang nilai parameter *Time Dial* hingga didapat nilai 0,25, sehingga rele P-OCR-TR2 dapat melindungi Transformator 3 dari kerusakan akibat gangguan hubung singkat.

Tabel 4.9 Perbandingan Nilai Pengaturan Rele Arus Lebih Fasa Eksisting dan *Resetting*

LOKASI	ID RELE	PENGATURAN EKSISTING	PENGATURAN RESETTING
SUTT 150 KV	OCR-TL-RUNGKUT	Invers I > 4.75 A, Time Dial 0,4 (SI)	Invers I > 5 A, Time Dial 0,125 (SI)
Bay Transformator 1	P-OCR-TR1	Invers I > 3.5 A, Time Dial 0,3(SI) Instant I >> 31.5 A, TD 0 detik	-
	S-OCR-TR1	Invers I > 5 A, Time Dial 0,2 (SI) Instant I >> 12.5 A, TD 0,7 detik. Instant I >>> 17.5 A, TD 0,4 detik.	-
Bay Transformator 2	P-OCR-TR2	Invers I > 4.62 A, Time Dial 0,37 (SI) Instant I >> 38.5 A, TD 0 detik.	Invers I > 4.95 A, Time Dial 0,23 (SI) Instant I >> 38.5 A, TD 0,01 detik.
	S-OCR-TR2	Invers I > 5.2 A, Time Dial 0,2(SI) Instant I >> 12.75 A, TD 0,7 detik. Instant I >>> 17.5 A, TD 0,4 detik.	Invers I > 5.2 A, Time Dial 0,2(SI) Instant I >> 12.75 A, TD 0,7 detik Instant I >>> 17.5 A, TD 0,5 detik
Bay Transformator 3	P-OCR-TR3	Invers I > 4.6 A, Time Dial 0,38(SI) Instant I >> 38.5 A, TD 0 detik.	Invers I > 5 A, Time Dial 0,25 (SI) Instant I >> 38.5 A, TD 0,01 detik
	S-OCR-TR3	Invers I > 5 A, Time Dial 0,2(SI) Instant I >> 12.75 A, TD 0,7 detik. Instant I >>> 17.5 A, TD 0,4 detik.	Invers I > 5 A, Time Dial 0,2(SI) Instant I >> 12.75 A, TD 0,7 detik Instant I >>> 17.5 A, TD 0,5 detik

Tabel 4.10 (Lanjutan) Perbandingan Nilai Pengaturan Rele Arus Lebih Fasa Eksisting dan *Resetting*

LOKASI	ID RELE	PENGATURAN EKSISTING	PENGATURAN <i>RESETTING</i>
Penyulang 20 KV	OCR-FEEDER	Invers I > 3.35 A, Time Dial 0,15(SI) Instant I >> 28.35 A, TD 0,15 detik	-
Bay IBT	P-OCR-IBT	-	Invers I > 3.5 A, Time Dial 0,2 (SI) Instant I >> 28 A, TD 0,1 detik.
	S-OCR-IBT	-	Invers I > 3.8 A, Time Dial 0,15 (SI) Instant I >> 11.25 A, TD 0,3 detik.

4.8 Analisis Kapasitas *Circuit Breaker*

Tabel 4.11 Nilai Arus Hubung Singkat Sebelum Terhubung Jaringan 500 kV

BUS ID	Sym Peak	Sym.rms
BUS 150	49,9 kA	21,3 kA
GOLDSTAR	38,7 kA	14,4 kA
SCHNEIDER-A	24,4 kA	14,6 kA
SCHNEIDER-B	24,7 kA	14,7 kA

Tabel 4.12 Nilai Arus Hubung Singkat Setelah terhubung Jaringan 500 kV

BUS/PANEL ID	Sym Peak	Sym.rms	Rating CB	Keterangan
BUS 500 kV	65,2 kA	28,36 kA	50 kA 125 kA	Incoming IBT
BUS 150 kV	67,2 kA	29,9 kA	40 kA 100 kA	Outgoing IBT
				Incoming Rungkut
			50 kA 125 kA	Incoming TR-1
				Incoming TR-2
GOLDSTAR	39,8 kA	14,80 kA	25 kA 63 kA	Incoming TR-3
				Outgoing TR-1
				Outgoing TR-2
SCHNEIDER-A	24,8 kA	14,71 kA		Outgoing TR-3
SCHNEIDER-B	25,1 kA	15,1 kA		

Dengan adanya penambahan jaringan 500 kV yang terhubung pada sistem kelistrikan Gardu Induk Surabaya Selatan, nilai arus hubung singkat pada busbar 150 kV menjadi 29,9 kA dan Nilai *Peak* 67,2 kA. Dari sebelum 21,3 kA dan Nilai *Peak* 49,9 kA. Hal yang sama terjadi bus dan panel *Switchgear* 20kV, dimana nilai arus hubung singkat mengalami kenaikan namun tidak dalam nilai yang signifikan. Sehingga dari hasil analisis kapasitas dan spesifikasi CB yang terpasang pada setiap incoming dan outgoing seluruh transformator masih mencukupi untuk melindungi peralatan listrik pada Gardu Induk Surabaya Selatan saat terjadi gangguan hubung singkat. Dimana nilai arus hubung singkat masih berada dibawah rating *Breaking Capacity* dan *Making Peak*. Namun perlu dipertimbangkan adanya kenaikan nilai arus hubung singkat apabila terjadi penambahan / beroperasinya sejumlah pembangkit baru pada sisi 500 kV dari Grati maupun pada sisi 150 kV.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil simulasi ETAP 12.6, dengan adanya penambahan jaringan 500 kV yang dihubungkan melalui IBT 500 MVA. Nilai arus hubung singkat 3 Fasa dan 1 Fasa pada Busbar 150 kV akan mengalami peningkatan arus yang signifikan, masing-masing sebesar 21,3 kA dan 16,7 kA menjadi 29,9 kA dan 25,8 kA. Hal ini dikarenakan adanya arus kontribusi baru dari Jaringan 500 kV sebesar 9,2 kA (3 Fasa) dan 7.96 kA (1 Fasa). Sementara nilai arus hubung singkat pada level tegangan 20 kV tidak mengalami kenaikan nilai arus yang signifikan.
2. Sebagai proteksi utama pada IBT 500 MVA, digunakan rele diferensial jenis Persentase Diferensial dengan karakteristik *Dual Slope Dual Breakpoint*. Parameter pengaturan Arus *Pickup* pada 0,3 p.u, Nominal Slope 1 sebesar 30 % dan Slope 2 65%.
3. Rele Arus Lebih Fasa pada IBT 500 MVA, digunakan sebagai pengaman cadangan jika terdapat gangguan eksternal dan sebagai pengaman arus hubung singkat maupun arus beban lebih diluar zona peroteksi rele diferensial. Parameter untuk P-OCR-IBT diatur pada ($I > 3,75$ Time Dial 0,125 SI) untuk karakteristik *Invers*, ($I \gg 25,5$ A, Time Delay 0,3s) untuk karakteristik waktu instan. Sementara pada S-OCR-IBT diatur pada ($I > 4,25$ A Time Dial 0,05) untuk karakteristik *Invers*, ($I \gg 17,5$ A Time Delay 0,1s) untuk karakteristik waktu instan.
4. Dari hasil studi koordinasi terdapat beberapa kesalahan dalam pengaturan rele arus lebih, diantaranya rele OCR-TL-Rungkut beroperasi terlalu lama, sehingga bila terjadi gangguan pada bus 150 kV. Rele akan trip pada waktu 1.13s. Terdapat pula kesalahan pengaturan pada rele arus lebih primer pada bay transformator 2 dan 3, dimana Kurva Kerusakan Transformator bersinggungan dengan kurva rele arus lebih primer. Hal ini dapat mengakibatkan rele tidak dapat memproteksi transformator bila terjadi gangguan arus lebih.

5.2 Saran

Dari hasil analisis yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, berikut saran yang dapat menjadi pertimbangan bagi PT. PLN Persero UPT Jawa Bagian Timur dan Bali dalam melakukan rencana pengembangan Gardu Induk Surabaya Selatan diantaranya :

1. Penambahan jaringan 500 kV untuk suplai baru pada Gardu Induk Surabaya selatan, perlu mempertimbangkan kemungkinan terjadinya kenaikan level arus hubung singkat. Maka dari itu diperlukan adanya studi lebih lanjut mengenai kemampuan rating pada seluruh peralatan listrik di Gardu Induk Surabaya Selatan.
2. Untuk proteksi pada IBT 500 MVA, dibutuhkan Rele Diferential dengan jenis *Bias Percentage* dengan karakteristik *Dual Slope Dual Breakpoint* dengan pertimbangan untuk mencegah adanya kesalahan operasi akibat rele bekerja selain akibat gangguan internal.
3. Diperlukan adanya pengaturan ulang pada rele arus lebih primer di bay transformator 2 dan 3, guna mengoptimalkan koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan Gardu Induk Surabaya selatan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] **Gönen, Turan. 2014.** *Electrical Power Transmission System Engineering Analysis and Design*. Sacramento : CRC Press, 2014.
- [2] **Corporation, Westinghouse Electric. 1964.** *Westinghouse Transmission and Distribution Reference Book*. East Pittsburgh : PA, 1964.
- [3] **Blackburn, J. Lewis. 2006.** *Protective Relaying Principles and Applications*. New York : CRC Press, 2006. Third Edition.
- [4] **Schneider Electric. 2014.** *Calculation of short-circuit current*. Grenoble France : Schneider Electric, 2014.
- [5] **American National Standards Institute. 2008.** *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers / IEEE C37.91-2008*. New York : The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 2008.
- [6] **GE Multilin. 2015.** *T60 Transformer Protection System Instruction Manual*. Ontario Canada : GE Digital Energy, 2015.
- [7] **Horowitz, Stanley H. 2014.** *Power System Relaying*. Hertfordshire : John Wiley and Son Ltd, 2014.
- [8] **Standard, American National. 2006.** *IEEE Std 551 Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*. New York : Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 2006
- [9] **Shah, Ketan. 2018.** *Low Impedance Differential Protection*, India : International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2018, Vol. 7.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN