

**ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR
DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE
ETAP POWER STATION**

SKRIPSI



**OLEH
ELISA S YAWAN
NIM 0412015**



**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

2014

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES
DEPARTMENT OF HEALTH
MILITARY SERVICE UNIT

UNITED STATES

UNITED STATES
NAVY & MARINE
CORPS

UNITED STATES DEPARTMENT OF HEALTH
AND HUMAN SERVICES
OFFICE OF THE ASSISTANT SECRETARY
FOR PUBLIC HEALTH AND SAFETY

FORM

LEMBAR PENGESAHAN

**ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU
PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION 7.0***

SKRIPSI

Disusun dan diajukan untuk melengkapi dan memenuhi persyaratan guna mencapai
gelar sarjana teknik strata satu (S-1)

Disusun Oleh:

Elisa S Yawan

Nim 0412015

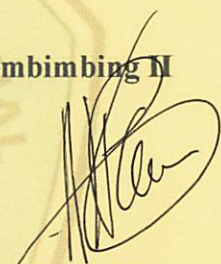
Diperiksa dan Disetujui,

Pembimbing I

Pembimbing II


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

NIP.Y.1018800189


Ir. Widode Pudji Mulyanto, MT

NIP.Y.1028700171



Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1


M Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P.1030100358

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Elisa Sondang Yawan
NIM : 04.12.015
Program Studi : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan dalam penyusunan Skripsi dengan judul, ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* adalah benar-benar hasil karya sendiri. Penulisan skripsi ini bukan hasil plagiat dari karya orang lain, kecuali referensi dalam penulisan ini yang telah dicantumkan kedalam daftar pustaka.

Demikian surat pernyataan ini saya buat, dan apabila dikemudian hari terdapat ketidaksesuaian atas pernyataan dalam surat ini, saya bersedia menerima sanksi.

Malang 20 Agustus 2014
Yang Membuat Pernyataan,



Elisa S Yawan
NIM. 04.12.015

ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION 7.0

Elisa S Yawan

Konsentrasi Teknik Energi Listrik S-1

Fakultas Teknologi Industri - Institut Teknologi Nasional Malang

Jl. Raya Karanglo KM.2 Malang

E-mail : elson_mlan@ymail.com

ABSTRAK

Pengembangan Sistem tenaga listrik modern sangat terkait dengan perkembangan dan majunya sistem rancangan transformator daya. Dengan teknologi yang semakin maju saat ini sudah tersedia berbagai ukuran transformator mulai dari kapasitas yang kecil yang hanya beberapa kVA hingga dengan kapasitas beberapa ratus MVA yang diperlukan sesuai dengan berbagai aplikasinya dalam sistem tenaga listrik. Tergantung dari jenis tegangan dan urgensi transformator pada jaringan, kebijakan maupun pertimbangan-pertimbangan yang ditempuh dalam memilih sistem proteksi transformator daya adalah berbeda-beda. Namun sistem proteksi transformator daya pada prinsipnya dilakukan dengan menghindarkan transformator mengalami panas ataupun gaya-gaya elektrodinamis yang berlebihan berlangsung pada waktu yang cukup lama. Ini berarti, bila gangguan terjadi maka transformator tersebut harus diisolasi dengan sesegera mungkin [2]. Relay proteksi merupakan bagian penting dalam sebuah sistem tenaga elektrik, tidak memiliki manfaat pada saat sistem berada dalam kondisi normal, namun sangat dibutuhkan bilamana sistem tengah mengalami gangguan dan kondisi tidak normal. Relay Proteksi dibutuhkan untuk menginisiasi pemutusan dan mengisolasi daerah yang mengalami gangguan dan menjaga agar daerah yang tidak mengalami gangguan tetap dapat menjalankan fungsinya. Relay diferensial adalah pengaman yang digunakan sebagai pengaman utama terhadap gangguan yang terjadi di internal trafo. Relay ini memiliki area kerja yang dibatasi oleh trafo arus disisi kumparan primer dan disisi kumparan sekunder transformator daya, dan memiliki karakteristik kerja berdasarkan keseimbangan sirkulasi arus pada sisi primer dan sekundernya. Simulasi yang dikerjakan dalam studi ini dengan menggunakan ETAP dapat memberi gambaran mengenai selektivitas relay diferensial sebagai pengaman utama transformator daya di PLTU Paiton Unit 9.

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji dan syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, yang oleh karena pertolongan dan campur tangan-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan skripsi ini dengan baik. Dalam penyelesaian skripsi ini, penulis menyadari akan keterbatasan pengetahuan, dan biaya sehingga tanpa bantuan dan bimbingan dari semua pihak tidaklah dapat berhasil dengan baik. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menghaturkan banyak terimakasih kepada yang terhormat.

1. Rektor ITN Malang, Bapak Ir. Soeparno Djiwo, MT.
2. Bapak Ir.Yusuf Ismail Nakhoda, MT selaku dosen pembimbing.I memberikan waktu, arahan, dan bimbingan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.
3. Bapak Ir.Widodo Pudji Mulyanto, MT sebagai pembimbing.II yang senantiasa banyak memberi petunjuk dan bimbingan dalam proses pengerjaan skripsi ini.
4. Kepada dosen wali Bapak Ir.Teguh Herbasuki, MT
5. Kepada Orang Tua, yang mana selalu mendukung dalam doa saat penyusunan tugas akhir.
6. Dosen pengajar dan Karyawan dilingkungan Elektro S-1 terima kasih atas dukungan dan motivasinya.
7. Dan pihak-pihak yang senantiasa memberi motivasi dan masukan selama proses studi hingga penyelesaian tugas akhir ini.

Penulis sangat mengharapkan saran dan kritik dari pembaca demi pengembangan dan kesempurnaan skripsi ini. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi semua pihak khususnya jurusan teknik elektro ITN Malang.

Malang, 14 Agustus 2014

Penyusun

DAFTAR ISI

Halaman

ABSTRAK	i
KATA PENGANTAR	ii
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	1
1.3. Tujuan dan Manfaat.....	1
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Sistematika Penulisan.....	3

BAB II LANDASAN TEORI

2.1 KOMPONEN PROTEKSI.....	4
2.2 PROTEKSI DIFERENSIAL.....	5
2.2.1 Proteksi Arus Diferensial Numerik.....	6
2.2.2 Prinsip Diferensial.....	8
2.3 RELAY DIFERENSIAL.....	12
2.3.1 Gangguan Diluar Zona Perlindungan.....	13
2.3.2 Gangguan Didalam Zona Perlindungan.....	14
2.3.3 Karakteristik Relay Diferensial.....	14
2.3.4 Syarat Pengaman Relay Diferensial.....	16
2.3.5 Pertimbangan Relay Diferensial.....	17
2.4 KONVENSI ARAH.....	19
2.5 SISTEM ARUS SIRKULASI.....	20

2.6	SISTEM TEGANGAN SEIMBANG.....	23
2.7	PENGAMAN CADANGAN ARUS LEBIH.....	26
2..7.1	Relay Arus Lebih.....	26
2.8	TRAFO ARUS.....	27
2.8.1	Trafo Arus Pengukuran.....	28
2.8.2	Trafo Arus Proteksi.....	28
2.9	TAB AUXILIARY.....	28
2.10	ZONA PROTEKSI.....	29
2.11	FAKTOR KEANDALAN.....	30
2.11.1	Perancangan.....	31
2.11.2	Setting Relay.....	31
2.11.3	Instalasi Sistem.....	32
2.11.4	Pengetesan.....	32
2.11.5	Kinerja Proteksi.....	33
2.12	SELEKTIVITAS.....	34
2.12.1	Waktu Bertingkat.....	34
2.12.2	SistemUnit Proteksi.....	34
2.13	STABILITAS.....	35
2.14	KECEPATAN.....	35
2.15	SENSITIVITAS.....	37
2.16	PROTEKSI UTAMA DAN CADANGAN.....	37
2.17	KELUARAN PERANGKAT RELAY.....	40
2.17.1	Sistem Kontak.....	40
2.17.2	Indikator-Indikator Kerja.....	42
2.18	TRIPPING SIRKUIT.....	43
2.18.1	Perlindungan Seri.....	45
2.18.2	Penguatan Paralel.....	46
2.18.3	Penguatan Paralel Dengan Perlindungan.....	46
2.19	PEMANTAUAN RANGKAIAN TRIP.....	47
2.20	FAKTO-FAKTOR YANG MEMPENGARUHI SISTEM PROTEKSI.....	49

2.20.1	Ekonomi.....	49
2.20.2	Faktor Personalitas.....	50
2.20.3	Lokasi Pemutus dan Peralatan Masukan.....	50
2.20.4	Indikasi Gangguan.....	50
2.20.5	Analisis Gangguan.....	51
2.20.6	Beban Maksimum dan Batas Ayunan Sistem.....	51
2.20.7	Lokasi CT dan PT, Rasio dan Hubungannya.....	51
2.21	HARGA PER UNIT DAN PERSEN.....	51
2.22	DEFINISI PER UNIT DAN PERSEN.....	54
2.22.1	Keuntungan Besaran Per Unit dan Persen.....	55
2.22.2	Relasi Umum Besaran Sistem Tenaga Listrik.....	57
2.22.3	Besaran Dasar.....	59
2.22.4	Hubungan Per Unit Impedansi dengan Persen Impedansi.....	59
2.22.5	Impedansi Trafo Dalam Per Unit dan Persen.....	61
2.23	KOMPONEN SIMETRIS.....	64
2.24	PROTEKSI TRAFODAYA.....	65
2.25	GANGGUAN KUMPARAN.....	66
2.26	SERBUAN MAGNETISASI.....	72
2.27	PANAS LEBIH.....	74
2.28	TINJAUAN PROTEKSI TRAFODAYA.....	74
2.29	HUKUM KIRCHHOFF.....	76
2.30	SINYALING DAN INTERTRIPPING.....	79
2.31	SKEMA UNIT PROTEKSI.....	79
2.32	INTERTRIPPING.....	80
2.33	KINERJA SISTEM TELEPROTEKSI.....	81

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1	LOKASI DAN WAKTU SURVEI.....	83
3.2	SUBYEK PENELITIAN.....	83
3.3	ANALISIS DATA.....	83

3.4	METODE ANALISIS.....	83
3.4.1	Perangkat Pendukung.....	83
3.5	DATA SPESIFIKASI DAN PARAMETER PERALATAN.....	86
3.5.1	Spesifikasi Generator.....	86
3.5.2	Data Transformator Utama.....	87
3.5.3	Spesifikasi Terminal Koneksi.....	88
3.5.4	Bus Trafo Arus.....	89
3.5.5	Data Parameter Trafo Arus.....	89
3.5.6	Data Setting Relay Trafo Utama.....	90
3.6	DATA PERHITUNGAN TEKNIS.....	91
3.6.1	Setting Waktu.....	91
3.6.2	Kontrol Tegangan dan Arus Lebih Pada Sisi LV.....	92
3.6.3	Direksional Proteksi Arus Lebih Urutan Nol Sisi HV.....	92
3.6.4	Rangkaian Proteksi Arus Lebih Urutan Nol Sisi Hv.....	93

BAB IV ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

4.1	SETTING AWAL.....	94
4.2	MENENTUKAN SETTING BARU.....	97
4.3	SIMULASI SETTING BARU.....	98
4.3.1	Gangguan Hubung Singkat Internal.....	99
4.3.2	Gangguan Hubung Singkat Eksternal.....	102

BAB V PENUTUP

5.1	Kesimpulan.....	105
-----	-----------------	-----

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

2.1	Ilustrasi skema diferensial arus untuk memproteksi sebuah zona.....	10
2.2	Relay Diferensial Persentase dengan kumparan restrain.....	11
2.3	Tipikal Karakteristik beberapa tipe relay diferensial.....	11
2.4	Sirkulasi arus saat kondisi normal.....	13
2.5	Skema relay membandingkan arus ketika terjadi gangguan internal.....	14
2.6	Prinsip pengoperasian relay diferensial.....	15
2.7	Karakteristik relay diferensial.....	16
2.8	Polaritas trafo arus.....	17
2.9	Sistem arus sirkulasi.....	19
2.10	Sistem tegangan seimbang.....	19
2.11	Konvensi arah arus.....	20
2.12	Rangkaian ekuivalen skema arus sirkulasi.....	22
2.13	Rangkaian ekuivalen sistem tegangan seimbang.....	25
2.14	Skema koneksi Trafo daya, Auxiliary CT dan relay diferensial.....	29
2.15	Skema zona proteksi dalam sistem tenaga.....	30
2.16	Relasi limit daya stabil dengan waktu trip.....	37
2.17	Jenis-jenis kontak.....	41
2.18	Kontak Dalam Kondisi <i>Deenergized – Energized</i>	41
2.19	Rangkaian Tripping Tipikal.....	44
2.20	Supervisi Rangkaian Tripping.....	49
2.21	Skema Sistem Tenaga Listrik PLTU Paiton Unit 9.....	52
2.22	Diagram Satu Garis Proteksi Generator, Transformator Dan Metering Single Line PLTU Paiton Unit 9.....	53
2.23	Hubung Impedansi Pada sistem tiga fasa.....	57
2.24	Impedansi Satu Fasa Dari Sistem Tiga Fasa.....	62
2.25	Statistik gangguan trafo.....	66
2.26	Magnetisasi Inrush Suatu Trafo.....	73

2.27	Arus pada titik cabang.....	76
2.28	Sirkulasi arus dalam rangkaian parallel Kirchhoff pertama.....	77
2.29	Rangkaian arus dengan dua sumber tegangan.....	78
2.30	Aplikasi sinyaling proteksi dan berbagai layanan lain sistem komunikasi pada sistem tenaga listrik.....	81
3.1	Flow Chart.....	84
3.2	Single line diagram sistem unit proteksi dan sistem metering untuk Generator dan Transformator daya PLTU Paiton Unit 9.....	85
4.1	Kurva Karakteristik Relay Diferensial Setting Awal.....	94
4.2	Setting waktu standar relay diferensial.....	95
4.3	Setting awal yang disimulasikan pada percobaan pertama di internal transformator daya.....	96
4.4	Setting baru waktu operasi relay diferensial.....	99
4.5	Respon kerja relay saat simulasi hubung singkat di internal transformator berdasarkan settingan waktu yang ditentukan sendiri.....	100
4.6	Kurva karakteristik relay diferensial setting baru.....	101
4.7	Urutan operasi relay diferensial.....	102
4.8	Simulasi gangguan hubung singkat eksternal.....	103
4.9	Urutan Operasi relay saat gangguan eksternal.....	103

DAFTAR TABEL

2.1	Level Ketahanan Gangguan.....	71
2.2	Gangguan pada trafo.....	75
3.1	Spesifikasi Generator PLTU Paiton Unit 9.....	86
3.2	Spesifikasi trafo utama.....	87
3.3	Tegangan pada posisi Tap.....	87
3.4	Rating arus dan tegangan pada trafo.....	88
3.5	Terminal koneksi.....	88
3.6	Bus trafo Arus.....	89
3.7	Rasio trafo arus.....	89
3.8	Setting Relay Diferensial.....	90
3.9	Setting relay pengaman cadangan trafo utama.....	90
3.10	Pengaturan waktu pikap relay arus diferensial transformator.....	91
3.11	Sistem kontrol tegangan sisi HV (LV) dan kontrol Proteksi Arus Lebih.....	92
3.12	Direksional proteksi arus lebih Urutan nol sisi HV.....	92
3.13	Direksional proteksi arus lebih Urutan nol sisi LV.....	93
4.1	Data Transformer Unit 9.....	97
4.2	Perhitungan untuk menentukan rasio CT Menggunakan program.....	97
4.3	Kalkulasi impedansi arus hubung singkat internal trafo.....	98

DAFTAR LAMPIRAN

1. BERITA ACARA RAPAT PERSETUJUAN JUDUL/PROPOSAL SKRIPSI
2. SURAT PERMOHONAN SURVEI PENGAMBILAN DATA SKRIPSI
3. SURAT PERSETUJUAN SURVEI
4. BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
5. FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI
6. FORMULIR PENGAJUAN PERMOHONAN BIMBINGAN SKRIPSI
7. PERSETUJUAN PERMOHONAN BIMBINGAN SKRIPSI
8. FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI
9. DAFTAR DIAGRAM SKEMA SISTEM PLTU PAITON UNIT 9
10. PRINT OUT REPORT PENGUJIAN SIMULASI ETAP POWER STATION

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Transformator memiliki peran vital dalam sistem pembangkit, transmisi dan distribusi listrik. Peralatan ini berfungsi mengubah daya listrik dari tegangan tinggi ke menengah dan ke tegangan rendah, begitupun sebaliknya transformator berfungsi sesuai yang dibutuhkan. Sangat pentingnya sehingga diharapkan trafo dalam fungsinya dapat bekerja tanpa ada gangguan yang bisa menyebabkan terganggunya suplai energi pada konsumen listrik. Namun dalam berbagai kasus, telah terjadi gangguan dan berakibat pada kerusakan yang ditimbulkan oleh berbagai sebab. Diantaranya, ketidaktepatan sistem pengaman beroperasi akibat kesalahan setting komponen pengaman utama ketika terjadi gangguan, ataupun relay tidak peka mendeteksi adanya gangguan yang berpotensi merusak transformator tersebut. Komponen utama proteksi transformator dimaksud adalah relay diferensial, relay ini bekerja berdasarkan perbandingan sirkulasi arus di kedua CT primer dan sekunder trafo dan berfungsi sebagai pengaman utama, sehingga dapat di setting lebih cepat atau disesuaikan pengaturannya dengan kondisi sistem dan peralatan yang akan diproteksi.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah ditentukan:

1. Bagaimana menentukan setting relay diferensial transformator daya di PLTU Paiton Unit 9 dengan tepat supaya dihasilkan performa perlindungan yang sensitif namun masih dalam batas-batas keandalan.

1.3 Tujuan dan Manfaat

Tujuan dan manfaat dari penelitian ini ialah:

1. Mengkaji tentang karakteristik relay diferensial sebagai pengaman utama transformator daya.
2. Melakukan analisis unjuk kerja relay diferensial dalam memproteksi transformator daya di PLTU Paiton Unit 9 berdasarkan nilai setting yang ditetapkan oleh pihak *EPC Contractor* dan disetujui oleh pihak PLN Pusenlis.

Untuk menyederhanakan proses analisis digunakan perangkat lunak *ETAP Power station* yang tervalidasi akurasi oleh lembaga internasional *IEC* maupun *ANSI*.

3. Manfaat dari studi ini diharapkan dapat menjadi pengetahuan yang bermanfaat untuk penyusun, dan umumnya sebagai informasi bagi ahli kelistrikan lainnya dalam memahami setting relay diferensial dan karakteristiknya sebagai pengamanan utama transformator daya.

1.4 Batasan Masalah

Dalam menganalisis kerja relay diferensial transformator daya PLTU Paiton Unit 9, permasalahan di batasi pada hal-hal sbb :

1. Analisis unjuk kerja relay diferensial transformator daya terhadap gangguan internal.
2. Selain melakukan simulasi gangguan hubung singkat internal, dilakukan pula simulasi gangguan di luar zona perlindungan (eksternal) relay sebagai cara untuk meyakinkan bahwa relay tidak akan merespon terhadap gangguan yang terjadi di luar zona perlindungannya.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi ini terbagi dalam beberapa bab, yaitu:

BAB I : PENDAHULUAN

Berisi penguraian mengenai, Latar Belakang, Rumusan Masalah, Tujuan Dan Manfaat, Batasan Masalah dan Sistematika Penulisan.

BAB II : LANDASAN TEORI

Bab ini menguraikan tentang teori pendukung dan pembahasan mengenai sistem proteksi yang handal dan karakteristik relay diferensial, penyebab relay bekerja serta gambaran pendukung yang menjelaskan tentang relay diferensial sebagai pengamanan utama transformator.

BAB III : METODOLOGI PENELITIAN

Dalam bab ini, dijelaskan metode yang digunakan dalam melakukan peninjauan dan analisis data yang diperoleh dari hasil survei serta proses atau langkah-langkah analisis setting relay yang dilakukan menggunakan perangkat lunak ETAP.

BAB IV : ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

Dalam bab empat ini, dilakukan simulasi untuk memperoleh gambaran hasil kajian, “Analisis Setting Relay Diferensial Transformator Daya Di PLTU Paiton Unit 9 Menggunakan *Software ETAP Power Station*” serta memberi penjelasan perbedaan berdasarkan hasil simulasi menggunakan setting standar dan setting baru ketika dilakukan simulasi gangguan hubung singkat di internal dan eksternal transformator menggunakan perangkat lunak ETAP.

BAB V : KESIMPULAN

Di bab akhir ini, proses simulasi yang telah dilakukan, di analisis dan di simpulkan berdasarkan unjuk kerja relay diferensial yang disimulasikan, kemudian membuat pernyataan apakah dari hasil analisis menggunakan perangkat lunak ETAP diperoleh perbedaan kerja relay sebelum dan sesudah disetting ulang dalam memproteksi transformator daya di PLTU Paiton Unit 9.

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 KOMPONEN PROTEKSI

Terdapat beberapa cara yang dapat dan sering digunakan dalam mendefinisikan perangkat proteksi sistem tenaga listrik yang secara umum adalah sebagai berikut:

- 1) Sistem proteksi adalah susunan perangkat proteksi yang terdiri dari perangkat utama dan perangkat-perangkat lain yang dibutuhkan untuk melakukan fungsi tertentu berdasarkan prinsip-prinsip proteksi sesuai dengan definisi yang terdapat pada standar *IEC* ataupun *ANSI*.
- 2) Perangkat proteksi adalah kumpulan atau koleksi perangkat proteksi seperti, sekering relay dan lainnya, diluar perangkat trafo arus, perangkat pemutus tenaga yang biasa disebut PMT, kontaktor, dan lain sebagainya.
- 3) Skema proteksi adalah kumpulan dari perangkat proteksi yang berfungsi untuk melakukan proteksi di mana semua perangkat yang termasuk dalam sistem proteksi terlibat di dalamnya seperti relay, trafo arus, trafo tegangan PMT, baterai dan lain sebagainya.

Pada dasarnya prinsip kerja sebuah relay proteksi dapat dibuat berdasarkan satu besaran tunggal, misalnya seperti relay arus lebih yang prinsip kerjanya hanya berdasarkan arus gangguan semata. Namun dalam rangka memenuhi keperluan proteksi efektif yang memenuhi kriteria cepat, selektif dan stabil yang dapat di setting sesuai konfigurasi jaringan, kondisi operasi yang berbeda-beda, maka suatu relay proteksi sebenarnya dapat di buat berespons terhadap berbagai perubahan besaran listrik. Sebagai contoh, meskipun sebuah relay arus lebih dapat digunakan untuk memproteksi jaringan distribusi radial hanya berdasarkan level arus gangguan, namun pada jaringan tenaga listrik yang kompleks sistem proteksi tidak lagi bisa hanya mengandalkan pengukuran besaran tunggal. Untuk dapat melakukan proteksi secara efektif maka perangkat proteksi perlu mampu merespons besaran-besaran listrik lain seperti besar daya, sudut fasa, frekuensi, tegangan ataupun impedansi jaringan yang berguna untuk menentukan arah dan jarak gangguan. Sebagaimana diketahui, pada dasarnya besaran listrik terdiri dari

bilangan-bilangan kompleks yang perlu di ukur oleh elemen-elemen pengukur suatu relay proteksi. Secara analitik besaran kompleks tersebut biasanya disajikan dalam bentuk matematik dan grafik.

Sesuai dengan perkembangan teknologi, hingga saat ini relay proteksi yang digunakan pada sistem tenaga listrik pada umumnya dapat diklasifikasikan menjadi empat jenis, yaitu sebagai berikut:

1. Relay elektromekanis.
2. Relay statis.
3. Relay digital.
4. Relay numerik.

Prinsip kerja relay-relay tersebut pada dasarnya adalah sama namun sesuai dengan teknologi yang digunakan, kemampuannya dan ketelitian masing-masing sistem relay berbeda-beda. Sebagaimana sudah disebut di atas, dalam prakteknya tidak mungkin membuat sebuah relay yang dapat berfungsi untuk mengamankan semua jenis gangguan hanya dengan menggunakan satu besaran tunggal. Tetapi suatu sistem proteksi yang lengkap perlu didesain dapat bekerja atas kombinasi beberapa besaran listrik. Para teknisi sistem proteksi bisa merancang sistem proteksi mereka sesuai bentuk dan jenis jaringan, kondisi operasi, jenis gangguan, sistem pentanahan dan lainnya. Yang perlu di pelajari terlebih dahulu sehingga diperoleh sistem proteksi yang paling tepat. Untuk simbol-simbol standar yang digunakan untuk menggambarkan berbagai fungsi relay dalam diagram sistem proteksi digunakan sesuai dengan standar IEC, dan ANSI.^[2]

2.2 PROTEKSI DIFERENSIAL

Teknik proteksi terbaik saat ini dan untuk lebih dari lima puluh tahun lalu yang dikenal adalah proteksi diferensial. Pada proteksi diferensial besaran elektrik yang masuk dan keluar dari daerah proteksi atau areal proteksi dibandingkan melalui transformator arus (CT). Apabila selisih antara kedua besaran pada semua sirkuit sama dengan nol, artinya tidak ada gangguan atau diasumsikan tidak terjadi masalah. Bila, selisihnya tidak nol, artinya terdapat masalah dan perbedaan arus dapat mengoperasikan relay-relay yang

bersangkutan. Secara umum, gangguan internal dapat menghasilkan arus operasi yang berarti, meskipun gangguan yang terjadi adalah gangguan ringan.

Proteksi diferensial dapat dipakai pada hampir semua bagian sistem tenaga, seperti : Generator, motor-motor, bus, transformator, line, kapasitor, reaktor dan kadang kala kombinasi dari komponen tersebut. Apabila ingin memasang peralatan proteksi pada salah satu komponen tersebut, maka relay diferensial menjadi pertimbangan pertama, dan dipilih sebagai proteksi primer.^[7]

2.2.1 Proteksi Arus Diferensial Numerik

Tidak seperti pada relay proteksi diferensial konvensional di mana parameter yang diukur semata-mata hanya perbedaan arus ataupun dengan keseimbangan tegangan, relay-relay numerik sudah mampu melakukan pengukuran terhadap perbedaan fasa antar arus. Proteksi diferensial dengan perbandingan fasa dikenal sebagai *phase-segregated current differential protection*. Dalam metode ini perbandingan sudut fasa arus pada masing-masing relay dilakukan fasa demi fasa. Ide dimungkinkannya pengukuran beda fasa antara arus-arus yang saling berjauhan ditunjang dengan semakin canggihnya sistem komunikasi yang digunakan pada sistem tenaga listrik, seperti tersedianya komunikasi digital yang dapat digunakan untuk mengkomunikasikan perangkat pengaman melalui saluran optik atau media lain yang tersedia.

Untuk mempertahankan stabilitas terhadap berbagai arus gangguan maupun terhadap arus-arus luber lain yang bisa timbul karena tidaksimetrian trafo arus, sehingga saat ini proteksi diferensial masih tetap menggunakan teknik bias. Seperti pada sistem konvensional, untuk mempertahankan stabilitas pada arus yang kecil dan arus gangguan eksternal yang besar dilakukan menggunakan teknik bias dengan *dual slope* seperti dapat dilihat pada buku manual relay yang digunakan. Dengan menggunakan kriteria umum tertentu relay diferensial dapat digunakan untuk mentripkankan kedua PMT pada ujung-ujung transmisi.

Bila relay pada salah satu ujung saluran sudah sampai pada kondisi trip, maka sinyal intertrip dikirimkan ke relay lain pada ujung saluran. Relay-relay yang sudah

bersangkutan secara umum gangguan tersebut dapat menghasilkan arus operasi yang berarti, meskipun gangguan yang terjadi adalah gangguan ringan.

Proteksi diferensial dapat dipukul pada hampir semua bagian sistem tenaga seperti : Generator, motor-motor bus, transformator, line, kapasitor, reaktor dan kabel yang jika kombinasi dari komponen tersebut apabila ingin memasang proteksi pada salah satu komponen tersebut maka relay diferensial menjadi pertimbangan pertama dan dipilih sebagai proteksi primer.

2.2.1 Proteksi Arus Diferensial Numerik

Tidak seperti pada relay proteksi diferensial konvensional di mana parameter yang diukur semata-mata hanya perbedaan arus maupun dengan kesetimbangan tegangan, relay-relay numerik sudah mampu melakukan pengukuran terhadap perbedaan fase antar bus. Proteksi diferensial dengan perbandingan fase dikenal sebagai *Phase-sequence current differential protection*. Dalam metode ini perbandingan antara fase arus pada masing-masing relay dilakukan fase demi fase. Ide dimengalkannya perbandingan beda fase antara bus-bus yang saling berjarak dengan senakin kecilnya gangguan komunikasi yang digunakan pada sistem tenaga listrik seperti terdapatnya komunikasi digital yang dapat digunakan untuk mengkomunikasikan program maupun menerima salinan objek atau media lain yang tersedia.

Untuk memperoleh stabilitas terhadap perbedaan arus gangguan maupun terhadap arus-arus hubung lain yang bisa timbul karena tidaksempurnaan trafo arus sehingga saat ini proteksi diferensial masih tetap menggunakan teknik bus. Seperti pada sistem konvensional, untuk meniadakan stabilitas pada arus yang kecil dan arus gangguan eksternal yang besar dilakukan menggunakan teknik bus dengan *low set* seperti dapat dilihat pada buku manual relay yang digunakan. Dengan menggunakan kriteria umum terapan relay diferensial dapat digunakan untuk menipiskan kedua PVI pada rintang-rintang transmisi.

Bila relay pada satu rintang saluran sudah sampai pada kondisi trip, maka sinyal perintah diberikan ke relay lain pada rintang saluran. Relay-relay yang sudah

dilengkapi dengan fasilitas pengukuran arus pada semua ujung saluran mungkin tidak memerlukan fasilitas intertripping lagi. Sebaliknya, setiap relay numerik modern sudah dilengkapi dengan fasilitas intertrip yang bisa digunakan untuk melakukan intertripping pada setiap gangguan yang terdeteksi dan harus segera ditanggulangi oleh sistem relay proteksi, khususnya bila ada kelainan dalam sistem pengukuran diferensial. Disamping itu relay numerik sudah dilengkapi dengan fasilitas kompensasi rasio terhadap arus yang diukur sehingga pemilihan trafo arus yang diperlukan dapat dilakukan secara lebih leluasa. Trafo interposing yang biasa digunakan untuk menyesuaikan berbagai perbedaan koneksi jaringan tidak diperlukan lagi pada sistem numerik sebab trafo-trafo arus sudah menjadi satu kesatuan dengan unit proteksi tanpa memerlukan CT interposing tambahan. Tetapi mengingat tingkat fleksibilitas relay numerik yang sudah demikian tinggi, trafo-trafo arus tersebut dapat juga dipandang sebagai bagian yang terpisah tanpa ada masalah yang berarti dan mudah disesuaikan. Interposing relay dapat diwujudkan menggunakan perangkat lunak yang secara fisik tidak ada.

Kesalahan operasi karena fenomena inrush dapat dihindari dengan mengaktifkan fasilitas detektor harmonis tertentu yang dapat digunakan untuk memblok relay sehingga tidak akan salah kerja. Yang perlu diperhatikan adalah pada kasus di mana trafo daya menjadi satu kesatuan dengan jaringan. Dalam hal ini kompensasi terhadap pengaruh kisaran *tap changer* perlu diperhitungkan sebab pada saat itu rasio arus tidak lagi sama dengan rasio trafo daya pada posisi *tap* nominal. Tergantung dari kepekaan relay, kesalahan rasio pada posisi *tap changer* tertentu bisa mengakibatkan relay salah operasi. Untuk mengatasi pengaruh perubahan posisi *tap* adalah dengan mengatur setelan kemiringan (*slope*) karakteristik bias (awal) sesuai dengan kondisi dan lebar kisaran *tap changer* trafo.

Untuk meningkatkan stabilitas, khususnya terhadap arus serbu kapasitif (*inrush capacitive*) terutama pada saat pemberian tegangan, relay numerik sengaja ditala pada arus frekuensi sistem tenaga sehingga tidak perlu beraksi terhadap arus transien. Sementara arus pemuat *steady state* normal dapat dikompensasi dengan menghitung besarnya arus pemuat kapasitif, yaitu dengan membandingkan tegangan yang

dihubungkan ke relay dengan parameter suseptansi (kapasitansi) saluran yang mau diproteksi tersebut. Kesalahan yang bisa timbul pada suatu trafo tenaga yang ditanahkan yang menjadi bagian dari saluran proteksi perlu juga diperhatikan seperti misalnya dengan memperhatikan pengaruh komponen arus gangguan tanah eksternal urutan nol. Tingkat stabilitas terhadap arus eksternal urutan nol ini dapat dilakukan dengan menggunakan filter arus urutan nol sehingga tidak akan dirasakan relay diferensial. Pada relay numerik, pengaruh komponen arus urutan nol karena gangguan eksternal dapat diatasi dengan fasilitas perangkat lunak yang bisa disetting untuk menapis (filter) arus urutan nol berdasarkan program tertentu sehingga pengaruhnya dapat dikendalikan. Persoalan yang masih perlu diperhatikan pada relay diferensial numerik adalah perlu adanya sinkronisasi pengukuran arus pada ujung saluran. Di samping itu pengaruh peletakan trafo arus pada jaringan juga dapat memengaruhi kinerja relay proteksi. Pengaruh perbedaan waktu pengukuran dan konfigurasi peletakan trafo arus pada jaringan terhadap kinerja relay.^[2]

2.2.2 Prinsip Diferensial

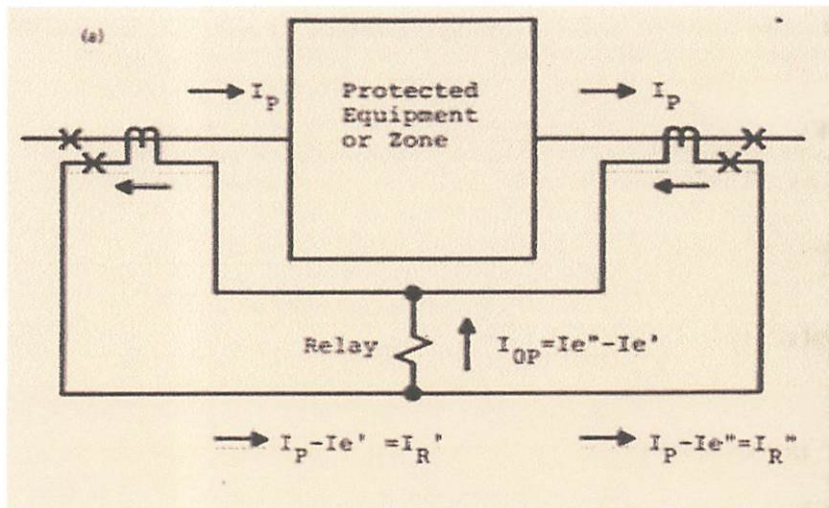
Teknik dasar dari proteksi diferensial diperlihatkan dalam Gambar 2.1, dan guna penyederhanaan hanya dua sirkuit dari daerah proteksi yang diperlihatkan dalam gambar. Sirkuit-sirkuit ganda mungkin saja digunakan, namun prinsip dasarnya adalah sama. Jumlah arus yang menuju daerah proteksi akan sama dengan jumlah arus yang meninggalkan daerah proteksi pada saat operasi normal. Demikian pula halnya bila digunakan sistem diferensial tegangan.

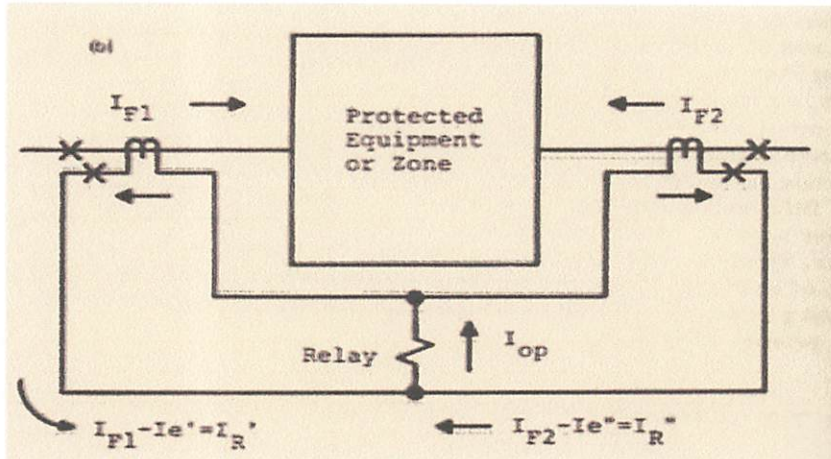
Pada operasi normal dan untuk semua gangguan eksternal, arus-arus sekunder pada Gambar 2.1 (a) dalam relay proteksi adalah perbedaan arus-arus eksitasi dari CT yang terhubung. I_p adalah arus primer yang menuju atau meninggalkan zona proteksi. I_e adalah arus sekunder yang besarnya sama dengan arus primer dibagi dengan rasio CT dikurangi arus eksitasi. Meski digunakan CT dari tipe dan rasio yang sama, arus relay I_{op} akan selalu ada meskipun kecil dan tidak pernah nol. Hal ini karena adanya susut antara zona proteksi dan perbedaan kecil antara CTs. Dengan asumsi bahwa tidak ada CT yang mengalami kejenuhan berarti bila dilalui arus-arus AC simetris maksimum. Dengan CT dan rasio yang berbeda, perbedaan yang cukup besar akan muncul dan harus

diminimalisasi dan atau pengaturan arus *pick-up* (angkat) relay tidak akan beroperasi pada setiap kondisi.

Selama gangguan eksternal unjuk kerja transien dari beberapa CT akibat kenaikan arus yang tiba-tiba dan komponen DC offset dapat menghasilkan arus-arus operasi transien yang besar. Oleh karena itu sukar dan tidak praktis digunakan relay instantaneuous. Relay-relay *time-delay* dapat digunakan dengan kehati-hatian yang tinggi.

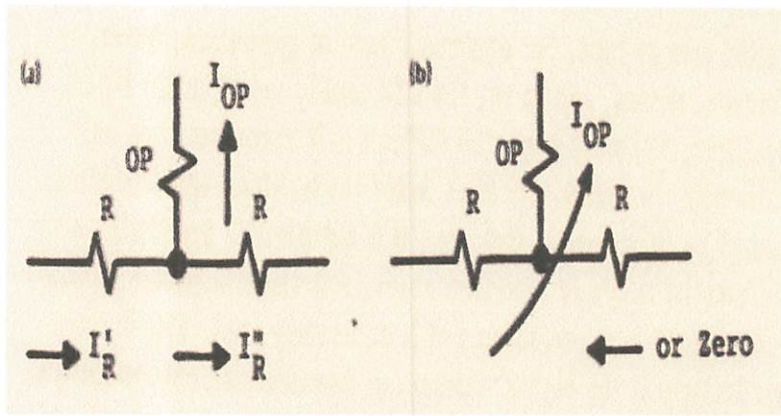
Untuk gangguan internal, Gambar 2.1 (b) memperlihatkan bahwa arus operasi relay diferensial esensinya adalah jumlah arus-arus masukan yang menuju gangguan. Besaran ini merupakan arus gangguan total dengan basis arus sekunder. Kecuali untuk gangguan internal yang sangat kecil, pemindaian yang baik dapat digunakan untuk mendeteksi masalah dalam zona diferensial. Untuk memicu agar relay diferensial dapat beroperasi tidak memerlukan sumbangan arus gangguan dari semua sirkuit, terutama untuk sirkuit-sirkuit yang tidak mengalami gangguan.





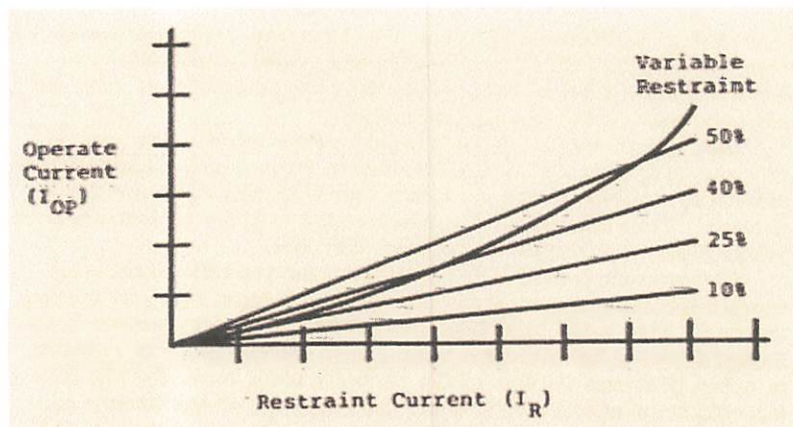
Gambar 2.1 Ilustrasi skema diferensial arus untuk memproteksi sebuah zona dengan dua sirkuit: (a). Kondisi normal; (b). Gangguan internal

Untuk memperoleh sensitivitas yang tinggi terhadap adanya gangguan internal ringan dengan sekuritas yang tinggi terhadap gangguan-gangguan eksternal, maka kebanyakan digunakan relay diferensial tipe persentase. Gambar 2.1 memperlihatkan skema sederhana dari relay jenis ini. Sebagaimana diperlihatkan dalam Gambar 2.1. Rangkaian sekunder dari CT dihubungkan dengan belitan penahan dari relay. Arus-arus yang merintang operasi relay tersebut. Selain itu, yang berhubungan dengan kumparan penahan adalah kumparan kerja. Arus pada kumparan ini yang akan mengoperasikan relay diferensial. Relay diferensial dapat berupa relay diferensial tetap atau variabel presentase. Tipikal karakteristik beberapa tipe relay jenis ini diperlihatkan pada Gambar 2.2. Absis dari kurva karakteristik tersebut adalah arus penahan, yang dapat berupa arus *smaller* I_R^2 atau arus *larger* I_R^1 tergantung desain. Ordinat dari kurva karakteristik adalah arus operasi I_{OP} yang dibutuhkan untuk mengoperasikan /menggerakkan relay. Relay diferensial persentase tipe tetap yang ada, yaitu antara 10 dan 50% dan memiliki Tap untuk merubah persentase. [7]



Gambar 2.2 Relay Diferensial Persentase dengan kumparan restrain: (a). Gangguan Eksternal; (b). Gangguan internal

Untuk relay diferensial persentase 50%, arus gangguan eksternal 10A membutuhkan selisih atau arus operasi sebesar 5A atau lebih agar relay dapat beroperasi. Untuk tipe 10%, diperlukan selisih atau arus operasi sebesar 1A. Relay tipe persentase variabel tidak memiliki Tap persentase. Pada arus yang rendah, persentase rendah pada tingkatan ini unjuk kerja CT berada pada tingkat terbaik. Pada arus-arus gangguan yang besar, dimana unjuk kerja relay tidak sebaik pada saat arus rendah, dibutuhkan persentase yang tinggi. Hal ini dapat meningkatkan sensitivitas dan sekuritas relay.



Gambar 2.3 Tipikal Karakteristik beberapa tipe relay diferensial

Perlu untuk dikenali bahwa karakteristik seperti yang diperlihatkan dalam Gambar 2.3 digunakan hanya untuk gangguan eksternal atau aliran arus langsung. Relay diferensial sangat sensitif terhadap gangguan internal dimana arus-arus pada kumparan penahan dalam arah berlawanan atau salah satu arus Nol, seperti dalam Gambar 2.2.

Relay-relay ini dikalibrasi dengan arus langsung satu kumparan penahan dan kumparan operasi sedangkan kumparan lain tidak dialiri arus. Tipikal arus-arus angkat untuk relay-relay diferensial dalam orde 0.14A sampai 3.0A, tergantung dari tipe, Tap, dan aplikasi.

Seperti dapat dilihat, prinsip diferensial membandingkan keluaran-keluaran dari CTs pada semua sirkuit yang menuju atau meninggalkan daerah proteksi. Untuk peralatan seperti generator, bus, transformator, motor dan sebagainya, CT yang digunakan berada pada areal yang sama, sehingga tidak sulit untuk melakukan interkoneksi antara sisi sekunder CT dengan relay. Untuk line (jaringan), dimana terminal dan CTs terpisah oleh jarak tertentu, tidaklah praktis menggunakan relay diferensial seperti yang dikemukakan diatas. Namun relay diferensial masih mungkin digunakan secara luas terutama pada tegangan tinggi. Penggunaan chanel komunikasi seperti pilot wire, power line carrier, audio tone over wire, atau gelombang mikro dimungkinkan untuk membandingkan semua informasi diterminal-terminal tersebut. [7]

2.3 RELAY DIFERENSIAL

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa relay diferensial digunakan sebagai pengaman utama transformator terhadap gangguan hubung singkat yang terjadi didalam daerah pengamanan transformator. Relay ini juga merupakan salahsatu pengaman utama peralatan sistem tenaga listrik yang bekerja seketika tanpa koordinasi relay disekitarnya sehingga waktu kerja dapat dibuat secepat mungkin.

Daerah pengamanannya dibatasi oleh pasangan trafo arus dimana relay diferensial dipasang sehingga relay diferensial tidak dapat dijadikan sebagai pengaman cadangan untuk daerah berikutnya. Proteksi relay diferensial bekerja dengan prinsip keseimbangan arus (*current balance*). Prinsip ini berdasarkan hukum Kirchhoff yaitu membandingkan jumlah arus masuk ke primer (I_p) sama dengan jumlah arus yang keluar dari sekunder (I_s). (Kadarisman, No Year: 8-20). [8]

$$I_{\text{Diferensial}} = I_d = | \vec{I}_p | + | \vec{I}_s | \dots\dots\dots 2.1$$

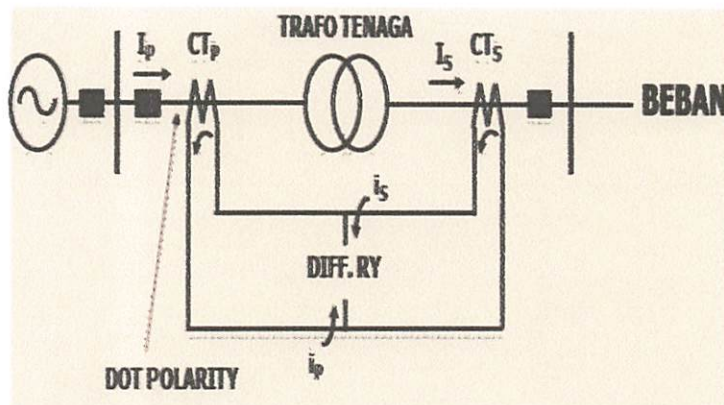
Dimana:

I_d = Arus Diferensial (A)

I_p = Arus Sisi Masuk (A)

I_s = Arus Sisi Keluar (A)

Gambar 2.4 menunjukkan relay diferensial dalam keadaan arus normal, dimana I_p dan I_s sama besar dan berlawanan arah.



Gambar 2.4 Sirkulasi arus saat kondisi normal

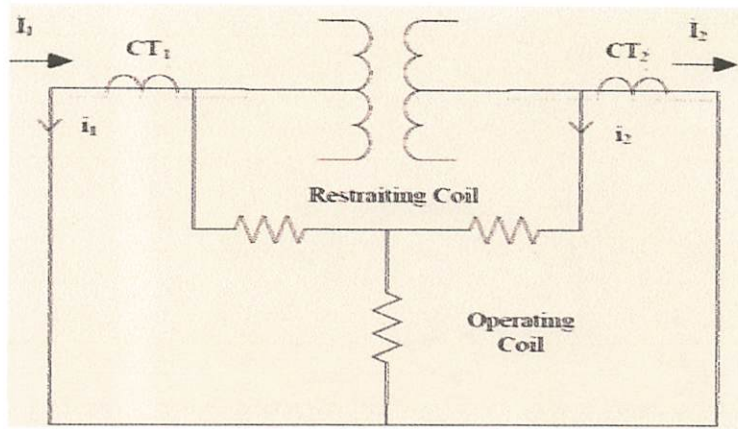
$I_d = I_p + I_s = 0$ Ampere

$I_{dif} = I_p + I_s = 0$ Ampere

Maka tidak ada tegangan yang melintasi *coil* relay dan tidak ada arus yang mengalir pada relay tersebut, sehingga relay diferensial tidak bekerja. (J Lewis, Blackburn, 2004: 10).

2.3.1 Gangguan Diluar Zona Perlindungan

Pada gangguan diluar (eksternal) daerah proteksi relay diferensial (diluar kedua trafo arus), relay diferensial tidak akan bekerja, karena I_p dan I_s sama besar dan berlawanan arah ($I_d = I_p + I_s = 0$ Ampere, $I_{dif} = I_p + I_s = 0$ Ampere). Relay diferensial dalam operasinya bahwa dalam keadaan normal atau terjadi gangguan diluar daerah pengamanannya arus pada relay adalah sama dengan nol. Arus yang mengalir akan bertambah besar, akan tetapi sirkulasinya akan tetap sama dengan pada kondisi normal, sehingga relay pengaman tidak akan bekerja untuk gangguan yang terjadi diluar dari zona perlindungannya. (J Lewis, 2003:10).



Gambar 2.6 Prinsip Pengoperasian Relay Diferensial

Perubahan tap tegangan (perubahan posisi *tap changer*) pada transformator tenaga oleh *On Load Tap Changer* (OLTC) yang menyebabkan CT *mismatch* juga ikut berubah. Kesalahan akurasi CT, Perbedaan kesalahan CT di daerah jenuh (Saturasi CT), dan *Inrush current* pada saat transformator *energize* menimbulkan *unbalances current* (I_{μ}) yang bersifat transient. Untuk mengatasi masalah *unbalance current* (I_{μ}) pada relay diferensial caranya dengan menambahkan kumparan yang menahan bekerjanya relay di daerah I_{μ} . Kumparan ini di sebut *Restraining Coil*, sedangkan kumparan yang mengerjakan relay tersebut di sebut *Operating Coil*.

Arus diferensial didapat dari menjumlahkan komponen arus sekunder perfasa di belitan 1 $|\vec{I}_1|$ dan belitan 2 $|\vec{I}_2|$ secara vektor perfasa. Jika arus berlawanan dalam arti yang satu menuju relay dan yang yang lainnya meninggalkan relay, maka akan saling mengurangi dan sebaliknya jika arus searah berarti yang kedua-duanya menuju atau meninggalkan relay, maka akan saling menjumlahkan.

Arus penahan (*restrain*) didapat dari arus maksimal komponen arus sekunder perfasa di belitan 1 $|\vec{I}_1|$ dan belitan 2 $|\vec{I}_2|$.

$$\begin{aligned}
 I_{restrain} &= I_r \\
 &= \max (|\vec{I}_1| , |\vec{I}_2|) \dots\dots\dots 2.2
 \end{aligned}$$

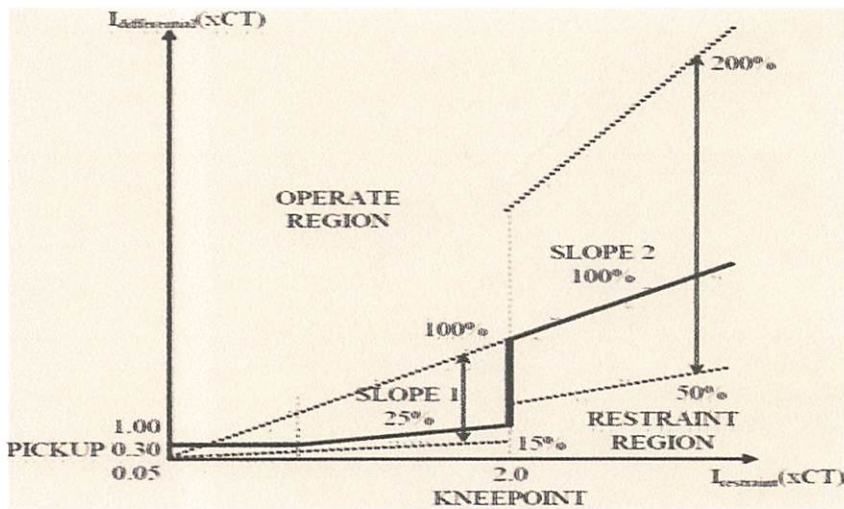
Slope didapat dengan membagi antara komponen arus diferensial dengan arus penahan. Slope 1 akan menentukan arus diferensial dan arus penahan pada saat kondisi

normal dan memastikan sensitivitas relay pada saat gangguan internal dengan arus gangguan yang kecil.

Sedangkan Slope 2 berguna supaya relay tidak kerja oleh gangguan eksternal yang berarus sangat besar sehingga salah satu CT mengalami saturasi (disetting dengan slope lebih dari 50%). [8]

$$\% \text{ Slope } \frac{I_d}{I_r} \times 100 \% \dots\dots\dots 2.3$$

Pada Gambar 2.7 halaman berikut merupakan karakteristik relay diferensial. Daerah diatas kurva adalah daerah kerja relay diferensial, sedangkan pada daerah dibawah kurva, relay tidak akan bekerja. (Anderson Anvenue, 2001: 214-300)



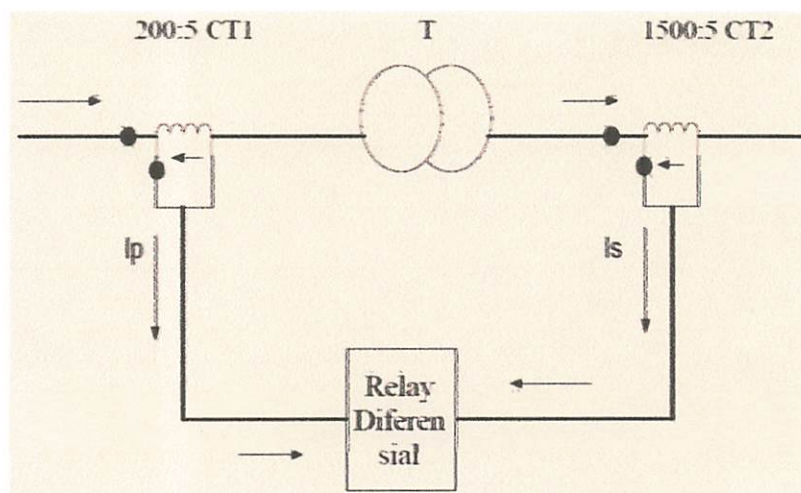
Gambar 2.7 Karakteristik Relay Diferensial

2.3.4 Syarat Pengaman Relay Diferensial

- 1) Trafo arus yang digunakan oleh relay diferensial ini harus memiliki rasio perbandingan CT1 dan CT2 sama, contohnya 200:5 dan 1500:5, sehingga $I_p = I_s$, serta sambungan dan polaritas CT1 dan CT2 sama. Polaritas trafo arus memperlihatkan arah arus yang masuk dan keluar dari trafo arus. Jika tidak, akan terjadi kesalahan dalam melihat arus yang masuk dan keluar melalui transformator

tenaga. Hal ini, menyebabkan kesalahan dalam menentukan adanya gangguan di transformator tenaga. [8]

- 2) Dan adanya arus magnetisasi dari trafo tenaga di sisi primer menyebabkan pergeseran fasa, Oleh karena itu diperlukan suatu CT tambahan (*auxiliary CT – ACT*) yang terhubung Y, karena proteksi diferensial harus membandingkan arus pada dua sisi tanpa perbedaan fasa. Berbeda 180° . Hubungan CT di primer berbeda dengan CT di sekunder yaitu satu sisi terhubung Y, lainnya Δ . Yang terhubung Δ menghasilkan [8]
- 3) Karakteristik kejenuhan CT1 dan CT2 harus sama. [8]



Gambar 2.8 Polaritas Trafo Arus

2.3.5 Pertimbangan Relay Diferensial

Dalam penerapan prinsip pengaman diferensial suatu trafo daya, terdapat beberapa pertimbangan yang perlu diperhatikan, yaitu sebagai berikut:

1. Koreksi terhadap kemungkinan terjadinya pergeseran sudut fasa kumparan trafo
2. Pengaruh jenis sistem pentanahan dan arrangement kumparan
3. Koreksi terhadap kemungkinan ketidakseimbangan arus dari trafo arus (*koreksi rasio*)
4. Pengaruh inrush magnetisasi pada waktu awal pemberian tegangan
5. Kemungkinan terjadinya magnetisasi berlebihan (*over fluxing*)

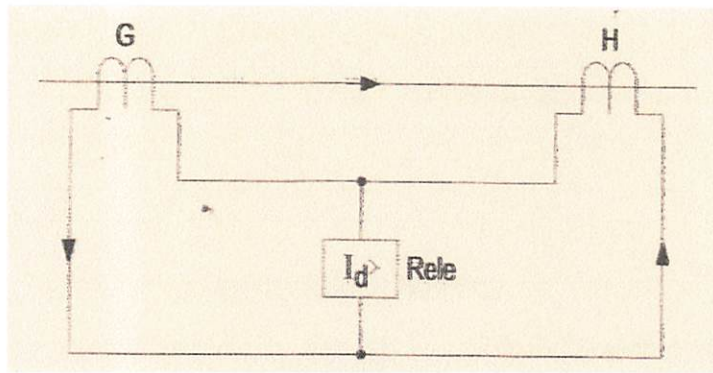
Pada tradisi skema diferensial trafo terdahulu, kebutuhan koreksi fasa dan koreksi rasio dapat diatasi menggunakan trafo arus interposing (ICT), karena kumparan sekunder merupakan replika dari kumparan primer atau dengan menghubungkan trafo arus dengan hubungan delta untuk melakukan koreksi fasa

Pada relay numerik, koreksi fasa dan rasio dilakukan menggunakan perangkat lunak yang sudah tersedia bersama perangkat keras relay, sehingga pengaturannya lebih fleksibel dalam berbagai kombinasi penerapan, terlepas dari bagaimana hubungan kumparan primer.

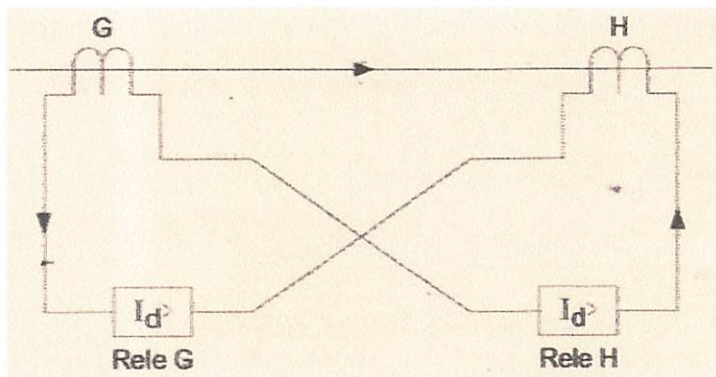
Fasilitas kompensasi yang terdapat pada perangkat lunak ini dapat menghemat ruang pemakaian panel karena tak perlu membeli barang perangkat interposing trafo arus sebagaimana pada sistem konvensional. Pemilihan rating kawat primer trafo arus dipilih sesuai dengan rating arus kumparan trafo daya paling tidak sama atau lebih tinggi. Rating arus primer biasanya diambil pada harga yang paling dekat dengan rating trafo arus yang tersedia sesuai dengan standar trafo arus yang tersedia di pasaran.

Proteksi diferensial dengan menggunakan prinsip arus diferensial antara lain adalah unit proteksi yang dilengkapi dengan kabel pilot yang menghubungkan trafo-trafo arus yang terpasang pada kedua ujung saluran seperti terlihat pada gambar 2.9. Dalam keadaan normal arus sekunder kedua trafo arus akan mengelilingi rangkaian sepanjang kawat kabel pilot tanpa ada arus yang mengalir melalui relay.

Bila terjadi gangguan di antara kedua CT maka kedua arus sekunder menjadi tidak simetris sehingga terdapat beda kedua arus yang akan mengalir melalui relay yang *selanjutnya bisa digunakan untuk melaksanakan perintah trip pada kedua PMT untuk mengisolasi daerah yang terganggu*. Cara lain sistem proteksi diferensial ditunjukkan pada gambar 2.10. Di sini kumparan sekunder kedua trafo arus dihubungkan saling berlawanan sedemikian rupa dimana kedua arus saling menghilangkan sehingga dalam keadaan normal tidak ada perbedaan arus yang mengalir pada kedua relay G maupun relay H yang terhubung seri. Cara yang pertama diatas disebut sistem arus sirkulasi (*Circulating Current*), sedang yang terakhir disebut dengan metode sistem tegangan seimbang (*Balanced voltage system*). [2]



Gambar 2.9 Sistem arus sirkulasi



Gambar 2.10 Sistem tegangan seimbang

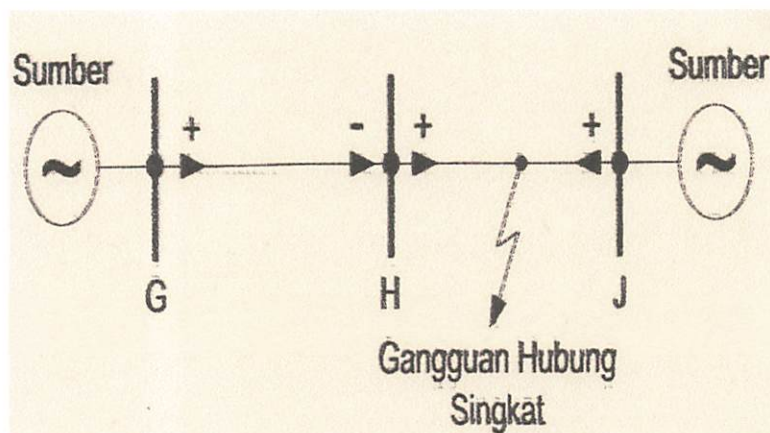
Pada umumnya prinsip kerja relay diferensial yang banyak digunakan dalam mengamankan saluran yang panjang didasarkan pada perbedaan arah dan besar kedua arus yang mengalir pada kedua ujung saluran. Oleh karena itu agar sistem proteksi diferensial dapat bekerja dengan baik perlu dicari cara-cara yang dapat digunakan sehingga kedua besaran pada ujung-ujung saluran yang mau diproteksi dapat saling diperbandingkan [2].

2.4 KONVENSI ARAH

Untuk menghindarkan kerancuan pada waktu menentukan arah arus terutama dalam menganalisis gangguan perlu dilakukan konvensi arah arus yang mengalir pada jaringan. Sesuai konvensi, arus yang mengalir dari busbar ke arah saluran di tandai dengan tanda positif, sedang arah arus yang mengalir menuju busbar ditandai dengan

tanda negatif seperti terlihat pada gambar 2.11 dimana pada bagian seksi GH, tanda arah arus pada titik G adalah positif dan pada titik H negatif, sementara pada bagian seksi HJ arus yang mengalir pada titik gangguan pada H dan J sama-sama positif. Kelalaian akan tanda-tanda ini pada waktu setting relay bisa mengakibatkan terjadinya kesalahan operasi sistem proteksi terutama pada sistem lebih kompleks. Itulah sebabnya, agar dalam praktiknya diusahakan supaya komponen unit proteksi dibuat dari tipe dan jenis yang identik, khususnya pada daerah proteksi yang sama [2].

Disamping itu, hal lain yang perlu diperhatikan dalam penerapan sistem proteksi diferensial pada saluran transmisi adalah konfigurasi dan perkembangan jaringan dan kemungkinan perubahan fungsi jaringan dikemudian hari. Misal, suatu saluran yang dalam beberapa tahun ke depan perlu diubah menjadi saluran phi yang diperlukan untuk memasok gardu induk baru di antara dua gardu lama. Dalam hal ini pemilihan awal relay diferensial bisa disesuaikan dengan konfigurasi jaringan yang akan datang sehingga pada waktu perubahan jaringan relay-relay tersebut masih bisa dipertahankan [2].



Gambar 2.11 Konvensi arah arus

2.5 SISTEM ARUS SIRKULASI

Proteksi diferensial dengan sistem arus sirkulasi seperti telah dijelaskan banyak digunakan untuk mengamankan saluran yang relatif pendek. Secara teoritis perbandingan arus primer dengan arus sekunder trafo arus adalah sama dengan perbandingan jumlah

kumparan primer dengan kumparan sekunder. Namun dalam praktiknya trafo-trafo arus tidak terlepas dari kesalahan, baik karena adanya rugi-rugi tembaga maupun rugi-rugi bocor magnetis sehingga sebenarnya perbandingan di atas tidak selalu sama. Meskipun dalam keadaan normal sekalipun, ketidak sempurnaan trafo-trafo ini akan tetap menyebabkan adanya arus luber yang mengalir melalui relay.

Hal inilah yang membatasi tingkat kepekaan relay tersebut. Namun untungnya arus-arus luber tersebut dapat dikompensasi menggunakan kumparan restraining yang dapat digunakan untuk mengkompensasi pengaruh arus luber sehingga relay tidak akan kerja akibat arus luber tersebut. Gambar 2.12 (a) mengilustrasikan rangkaian ekuivalen dari skema arus sirkulasi. Sedang gambar 2.12 (b) memperlihatkan diagram distribusi tegangan sepanjang rangkaian pilot pada arus yang mengalir pada daerah saluran yang diproteksi.

Di sini trafo arus dianggap ideal di mana keduanya mempunyai burden yang sama sehingga tidak ada arus luber yang mengalir melalui relay. Dengan demikian diagram tersebut memperlihatkan keadaan di mana relay terlihat seperti dalam keadaan terputus dari rangkaian atau mempunyai impedansi yang sangat tinggi. Dalam keadaan ini tegangan nol terjadi pada titik J, yaitu titik tengah elektris (diukur dari besarnya tahanan) saluran G dan H.

Bila relay tersebut tidak ditempatkan pada titik tengah saluran J, tetapi bergerak ke arah titik G, misal di titik F, maka tegangan pada terminal relay tersebut akan timbul sebesar FF' . Tegangan ini akan membangkitkan arus luber yang mengalir melalui relay meskipun arus I_{Pg} dan I_{Ph} adalah identik. Sebaliknya bila relay yang digunakan mempunyai impedansi rendah maka tegangan FF' akan turun menjadi sangat kecil dan karena letak titik F yang tidak simetris maka arus eksitasi (*burden*) kedua trafo arus akan menjadi tidak sama sehingga akan ada arus yang mengalir pada relay sebesar I_R . Untuk lebih jelas, perhatikan persamaan berikut:

komponen primer dengan kemampuan sekunder. Namun dalam praktikanya foto-tato arus tidak terpasang dari kesalahan baik karena adanya rugi-rugi tembaga maupun rugi-rugi bocor magnetis sehingga sebenarnya perbandingan di atas tidak selalu sama. Akibatnya dalam keadaan normal sekalian tidak kemampuan foto-tato ini akan tetap menyebabkan adanya arus lubei yang mengalir melalui relay.

Hal inilah yang membatasi tingkat kepekaan relay tersebut. Namun umumnya arus-arus lubei tersebut dapat dikompensasi menggunakan kemampuan restorasi yang dapat digunakan untuk mengkompensasi pengaruh arus lubei sehingga relay tidak akan kerja akibat arus lubei tersebut (gambar 2.13 (a)) menjadi variasi rangkaian ekuitas dan skema arus sirkulasi sebagai gambar 2.13 (b) diperlihatkan diagram disipasi tegangan sepanjang rangkaian pilot pada arus yang mengalir pada daerah saluran yang diproteksi.

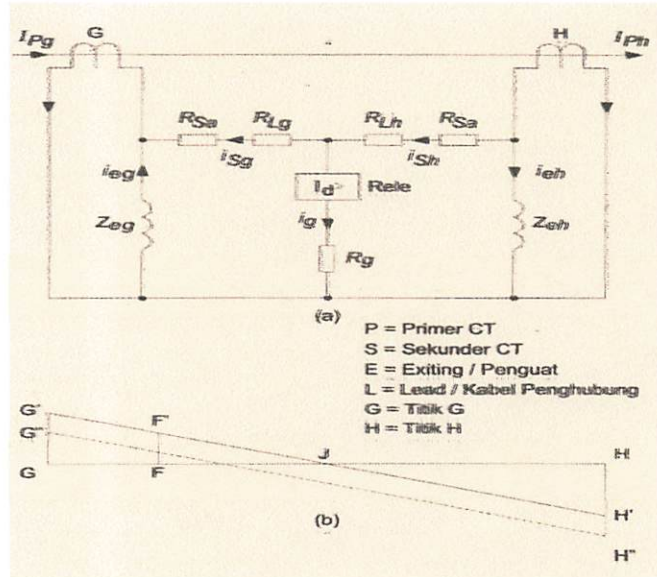
Di sini foto arus dianggap ideal di mana keduanya mempunyai burden yang sama sehingga tidak ada arus lubei yang mengalir melalui relay. Dengan demikian diagram tersebut memperlihatkan keadaan di mana relay terlihat seperti dalam keadaan terpasang dari rangkaian atau mempunyai impedansi yang sangat tinggi. Dalam keadaan ini tegangan nol terjadi pada titik A yaitu titik tengah elektro-elektro (dan besarnya taburan) saluran G dan H.

Bila relay tersebut tidak ditempatkan pada titik tengah saluran A tetapi bergeser ke arah titik G misal di titik F, maka tegangan pada terminal relay tersebut akan timbul sebesar IF . Tegangan ini akan menimbulkan arus lubei yang mengalir melalui relay meskipun arus I_p dan I_s adalah identik. Sebaliknya bila relay yang digunakan mempunyai impedansi rendah maka maka tegangan IF akan turun menjadi sangat kecil dan karena letak titik F yang tidak simetris maka arus eksitasi (Awa) kedua foto arus akan menjadi tidak sama sehingga akan ada arus yang mengalir pada relay sebesar I_r .

Untuk lebih jelas perhatikan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}
 i_R &= i_{Sg} - i_{Sh} \\
 &= (I_{Pg} - i_{eg}) - (i_{Ph} - i_{eh}) \text{ atau karena } I_{Pg} = I_{Ph} \text{ maka,} \\
 &= i_{eh} - i_{eg} \dots\dots\dots 2.4
 \end{aligned}$$

Dengan demikian jelas bahwa arus luber akan tetap mengalir melalui kumparan relay baik pada relay impedansi tinggi maupun impedansi rendah. [2]



Gambar 2.12 (a) dan (b) Rangkaian ekuivalen skema arus sirkulasi

Perlu diperhatikan bahwa meskipun mempunyai rasio yang sama namun bila kedua trafo arus tidak mempunyai impedansi shunt yang sama, maka diagram tersebut akan berubah, misalnya tegangan GG' akan lebih besar dari tegangan HH' atau sebaliknya seperti garis terputus-putus. Dari uraian-uraian diatas jelas terlihat bahwa keadaan ideal dimana tidak ada arus yang mengalir pada kumparan relay adalah hal yang tidak mungkin terjadi. Untuk mengatasi hal tersebut, kumparan relay dihubungkan seri dengan sebuah tahanan R_g yang dapat digunakan sebagai tahanan penyeimbang tegangan untuk mengurangi pengaruh arus luber. Nilai tahanan tersebut dipilih sedemikian rupa sehingga dapat digunakan sebagai kompensasi terhadap posisi relay yang tidak berada tepat ditengah-tengah jaringan. Pada jarak saluran transmisi yang panjang, penggunaan relay pilot menggunakan arus sirkulasi ini sudah tidak praktis sehingga jarang digunakan.

Sebagaimana dibahas sebelumnya bila transien dikenakan terhadap trafo arus maka fluks yang timbul akibat induksi arus tersebut akan lebih besar dari fluks yang dihasilkan arus dalam keadaan normal. Arus transien ini dapat menyebabkan trafo arus bekerja dalam keadaan jenuh sehingga impedansi rangkaian penguat akan menurun seolah-olah terhubung singkat yang mengakibatkan arus penguat naik menjadi sangat besar.

Bila penyeimbang trafo unit proteksi mempunyai karakteristik eksitasi yang berbeda atau mempunyai burden yang berbeda, maka fluks transien yang terbentuk akan menjadi berbeda sehingga dapat menaikkan arus luber. Seperti keadaan dimana relay tidak ditempatkan pada titik tengah saluran, dalam keadaan transien ini, sistem proteksi dapat mengalami risiko dimana relay proteksi bisa salah kerja pada kondisi sistem normal yang sebenarnya tidak mengalami gangguan. Untuk mengatasi ketidakstabilan ini dapat ditempuh dengan cara yang sama seperti di atas, yaitu dengan memasang tahanan stabilisasi secara seri dengan relay. Besarnya tahanan stabilisasi dapat dihitung dengan rumus yang terdapat pada buku manual relay yang mau dipasang. Pada dasarnya dapat dihitung sesuai dengan besar tegangan pada terminal trafo arus, yaitu V_K dikurangi tegangan kerja relay V_R (Burden relay dibagi settingan arus) dibagi settingan arus relay tersebut.

Dengan menggunakan tahanan stabilisasi, settingan arus relay dapat dikurangi pada setiap nilai praktis sehingga relay dapat dilihat sebagai perangkat pengukur tegangan. Yang perlu diingat adalah bahwa ada batas arus minimum yang diperlukan, di mana di bawah nilai tersebut elemen relay tidak lagi mempunyai tingkat kepekaan untuk bisa *pick-up* secara benar. Dalam praktiknya relay-relay demikian biasanya dikalibrasi dengan melakukan injeksi tegangan [2].

2.6 SISTEM TEGANGAN SEIMBANG

Sistem tegangan seimbang diperoleh dengan menggunakan prinsip dua tegangan yang saling berlawanan yang saling terhubung sedemikian rupa sehingga tidak ada arus yang mengalir pada kawat pilot. Secara teoritis arus yang mengalir melalui pilot kabel

hanya terjadi pada waktu ada gangguan internal. Sistem tegangan seimbang sebenarnya terdiri dari dua sistem sirkulasi arus seperti pada gambar 2.13.

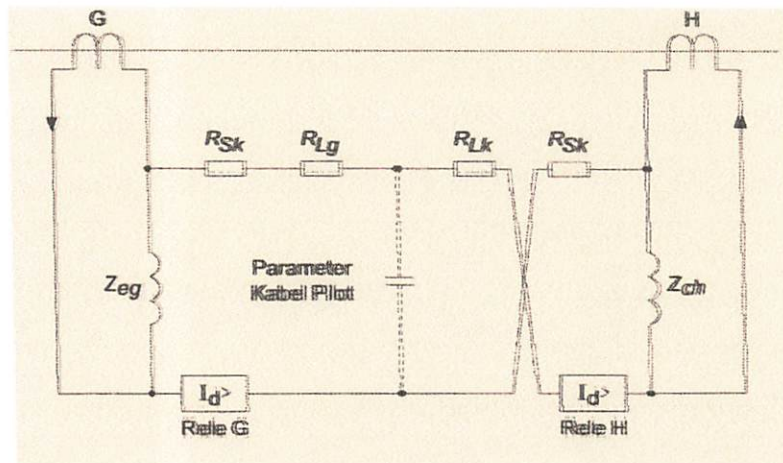
Pada komposisi sambungan relay proteksi tersebut akan terlihat bahwa arus yang mengalir pada saluran kabel pilot cenderung akan mengoperasikan relay, sedang tegangan induksi emf yang timbul pada kedua kumparan sekunder trafo arus yang tersambung pada ujung-ujung kabel pilot berada pada posisi saling berlawanan sehingga cenderung melawan pengaruh arus dengan hasil bahwa tidak akan ada arus yang mengalir pada rangkaian kedua relay yang tersambung secara seri tersebut. Bila terjadi gangguan pada daerah yang diapit oleh kedua trafo arus, maka kedua tegangan menjadi tidak seimbang sehingga akan ada arus sirkulasi yang mengalir sepanjang kabel pilot yang bisa menyebabkan relay bekerja. Untuk lebih jelasnya, dalam keadaan normal, termasuk pada kondisi arus gangguan eksternal, kedua kumparan sisi sekunder seolah-olah berada dalam keadaan terbuka (*open circuit*), sebab meskipun arus primer mengalir, tetapi karena tegangan kedua rangkaian sekunder trafo arus saling berlawanan maka tidak ada arus yang mengalir pada rangkaian sekunder. Hal tersebut akan terus berlangsung sepanjang kedua trafo arus sama-sama identik dan tidak mengalami kejenuhan.

Untuk menghindarkan kejenuhan inti secara berlebihan dan juga untuk menghindarkan distorsi gelombang yang mana bisa mengakibatkan arus mengalir sepanjang kabel pilot, maka inti besi dilengkapi dengan sela non-magnetik yang cukup untuk menyerap semua m.m.f rangkaian primer pada level arus maksimum sehingga kerapatan fluks masih tetap dapat dibuat berada pada karakteristik linier. Dengan demikian maka rangkaian sekunder dapat membangun emf sedemikian sehingga rangkaian sekunder trafo arus dapat dipandang sebagai sumber tegangan. Reaktansi shunt trafo arus secara relatif mempunyai harga yang kecil sehingga trafo arus dapat dipandang sebagai trafo yang dibebani reaktansi shunt. Trafo arus yang dibebani reaktansi shunt pada kondisi tersebut sering disebut sebagai *transactor*, yang disingkat kombinasi antara dua komponen, yaitu trafo dan reactor. Rangkaian ekuivalen sistem ini dapat dilihat pada gambar 2.13 dibawah. [2]

terjadi pada waktu ada gangguan tenaga. Sistem tenaga selanjutnya terdistribusi dan sistem sirkulasi arus seperti pada gambar 2.13.

Pada komposisi sambungan relay proteksi tersebut akan terlihat bahwa arus yang mengalir pada saluran kabel pilot cenderung akan mengoperasikan relay, sedangkan gangguan induksi dari yang timbul pada kedua kumpulan sekunder trafo arus yang tersambung pada ujung-ujung kabel pilot berada pada posisi saling berlawanan sehingga cenderung melawan dengan hasil bahwa tidak akan ada arus yang mengalir pada rangkaian kedua relay yang tersambung secara seri tersebut. Jika terjadi gangguan pada daerah yang dipilot oleh kedua trafo arus maka kedua tegangan menjadi tidak seimbang sehingga akan ada arus sirkulasi yang mengalir sepanjang kabel pilot yang bisa menyebabkan relay bekerja. Untuk lebih jelasnya, dalam keadaan normal, termasuk pada kondisi arus gangguan eksternal, kedua kumpulan sisi sekunder acotol-olah berada dalam keadaan terbuka (open circuit) sebab meskipun arus primer mengalir tetapi karena tegangan kedua rangkaian sekunder trafo arus saling berlawanan maka tidak ada arus yang mengalir pada rangkaian sekunder. Hal tersebut akan terus berlangsung sepanjang kedua trafo arus sama-sama identik dan tidak mengalami kejenuhan.

Untuk menghindari kejenuhan inti secara berlebihan dan juga untuk menghindari distorsi gelombang yang mana bisa mengakibatkan arus mengalir sepanjang kabel pilot maka inti besi dilindungi dengan sel non-magnetik yang cukup untuk menyerap semua magnetik pada level arus maksimum sehingga kapasitas flux masih tetap dapat berada pada karakteristik linier. Dengan demikian maka rangkaian sekunder dapat membangun arus edemikian sehingga rangkaian sekunder trafo arus dapat dipandang sebagai sumber tegangan. Kelemasan utama trafo arus secara relatif mempunyai harga yang kecil sehingga trafo arus dapat dipandang sebagai trafo yang dibebani reaktansi shunt. Trafo arus yang dibebani reaktansi shunt pada kondisi tersebut sering disebut sebagai www.vov.com yang disingkat komposisi antara dua komponen yaitu trafo dan reaktor. Rangkaian elemen sistem ini dapat dilihat pada gambar 2.13 dibawah ini.



Gambar 2.13 Rangkaian ekuivalen sistem tegangan seimbang

Mengingat relay yang digunakan pada sistem tegangan seimbang ini terdiri dari relay impedansi relatif tinggi maka dalam praktiknya pengaruh tahanan kumparan sekunder trafo arus dan tahanan kabel-kabel pilot (ukuran kabel pilot tidak perlu besar) tidak begitu memegang peran penting terhadap kinerja relay. Stabilitas sistem proteksi tegangan seimbang ini dapat dianalisis dengan melihat bahwa transaktor bukan sebagai trafo arus biasa. Kesalahan suatu transaktor tidak akan tergantung dari perubahan besarnya arus eksitasi sebab dalam transaktor semua arus primer diperlakukan sebagai arus penguat. Dengan demikian pengukuran tegangan emf rangkaian sekunder dapat dipandang juga sebagai cara pengukuran besarnya arus primer pada skala linier.

Dengan demikian maka transaktor dapat dipandang sebagai trafo arus dengan kurva magnetik yang linier hingga batas arus gangguan maksimum. Sifatnya hanya dibatasi oleh akurasi secara inheren melekat pada trafo arus dan besarnya nilai kapasitansi antar inti kabel pilot. Namun tegangan yang timbul pada terminal kabel akibat arus gangguan eksternal yang mungkin sangat besar dapat mendorong mengalirnya arus pemuat kapasitansi kabel pilot yang akan mengalir melalui kumparan relay sehingga bisa menyebabkan kesalahan operasi. Arus banjir pilot kabel yang mengalir akibat gangguan eksternal yang mengalir melalui kumparan relay akan muncul sebagai sumber kesalahan atau error yang harus dapat diatasi.

Arus gangguan eksternal yang rendah pengaruhnya dapat diabaikan, tetapi arus gangguan yang sangat besar pengaruhnya bisa menyebabkan kesalahan kerja relay terhadap arus yang seharusnya tidak bekerja. Salah satu cara sederhana untuk mengatasi kondisi tersebut adalah dengan setelan arus tertentu yang dirancang melebihi arus banjir maksimum yang mungkin terjadi. Namun hal ini akan mengakibatkan sensitivitas relay turun pada nilai yang buruk. Cara terbaik adalah dengan melakukan setting arus diferensial mendekati harga sesuai dengan besarnya arus gangguan. Hal ini bisa dilaksanakan dengan menyediakan provisi gaya restraining (bias) yang dihasilkan oleh tegangan pada kedua terminal kabel pilot, yaitu tegangan yang timbul baik karena arus gangguan total atau arus gangguan yang mengalir pada masing-masing terminal tergantung dari skema relay yang digunakan. [2]

2.7 PENGAMAN CADANGAN ARUS LEBIH

Pengaman trafo terhadap arus lebih dapat dilakukan dengan dua cara yaitu dengan pengaman lebur atau sekring dan dengan relay arus lebih. Sistem pengamanan dengan menggunakan pengaman lebur cocok digunakan untuk memproteksi trafo-trafo kecil. Karakteristik lebur dipilih sedemikian rupa sehingga bila trafo dilalui arus melebihi kemampuan hantarnya maka sekring akan melebur sehingga trafo tersebut dengan sendirinya akan terisolasi dari sumber listriknya. Tetapi untuk trafo-trafo ukuran besar penggunaan sekring sebagai pengaman dirasa sudah tidak mencukupi khususnya karena ketidak mampuannya untuk memutuskan arus gangguan hubung singkat sebagaimana pemutus tenaga. Oleh karena itu proteksi trafo daya terhadap arus hubung singkat biasanya dilakukan dengan menggunakan gabungan relay dengan alat pemutus tenaga (PMT). [7]

2.7.1 Relay Arus Lebih

Dengan adanya pemakaian sel-sel distribusi yang sering disebut Ring Main Unit (RMU) yang menggunakan alat PMT yang dilengkapi dengan pemisah (*Disconnecting Switch*), proteksi trafo distribusi saat ini dapat di amankan dengan relay arus lebih yang terpasang pada sisi tegangan rendah maupun pada tegangan tinggi trafo tersebut.

Relay arus lebih yang dipasang bersama-sama dengan alat pemutus daya (PMT) sering juga digunakan sebagai proteksi pendukung dari pengaman utama (relay diferensial) untuk pengamanan trafo-trafo ukuran besar. Pada umumnya perbaikan sistem pengaman dapat ditempuh dengan dua cara; yaitu satu dengan cara menghindari kelambatan (delay) waktu lebur sekering HRC yang terlalu lama sekalipun terhadap arus-arus gangguan kecil. Yang kedua adalah dengan cara memperbaiki dan menyempurnakan keterbatasan relay arus lebih seperti misalnya dapat dilakukan dengan menambahkan relay-relay gangguan tanah. Kelambatan waktu kerja relay dapat dihindarkan dengan pemilihan tripping karakteristik yang tepat pada sisi sekunder trafo.

Cara-cara lainnya adalah dengan menggunakan setelan tinggi (*higt set*) elemen relay instantaneous yang biasanya sudah tersedia pada fasilitas setelan relay modern di mana setelan arus dapat dipilih untuk menghindari sistem bekerja terhadap gangguan hubung singkat di sisi sekunder atau pada gangguan eksternal. Namun bila gangguan bersifat internal maka relay ini akan bekerja dengan sangat cepat sehingga bisa terhindar dari kerusakan yang parah. Elemen relay setelan tinggi juga digunakan untuk menghindari terjadinya tripping terhadap arus magnetisasi inrush yang terjadi pada waktu awal pemberian tegangan pada trafo. [2]

2.8 TRAF0 ARUS

Transformator arus atau *Current Transformer* (CT) adalah transformator yang memiliki fungsi sebagai berikut :

1. Mengkonversi besaran arus pada sistem tenaga listrik dari besaran primer menjadi besaran sekunder untuk keperluan pengukuran sistem metering dan proteksi
2. Mengisolasi rangkaian sekunder terhadap rangkaian primer, sebagai pengamanan terhadap manusia atau operator yang melakukan pengukuran.
3. Standarisasi besaran sekunder, untuk arus nominal 1 Amp dan 5 Amp

Secara fungsi trafo arus dibedakan menjadi dua yaitu:

2.8.1 Trafo Arus Pengukuran

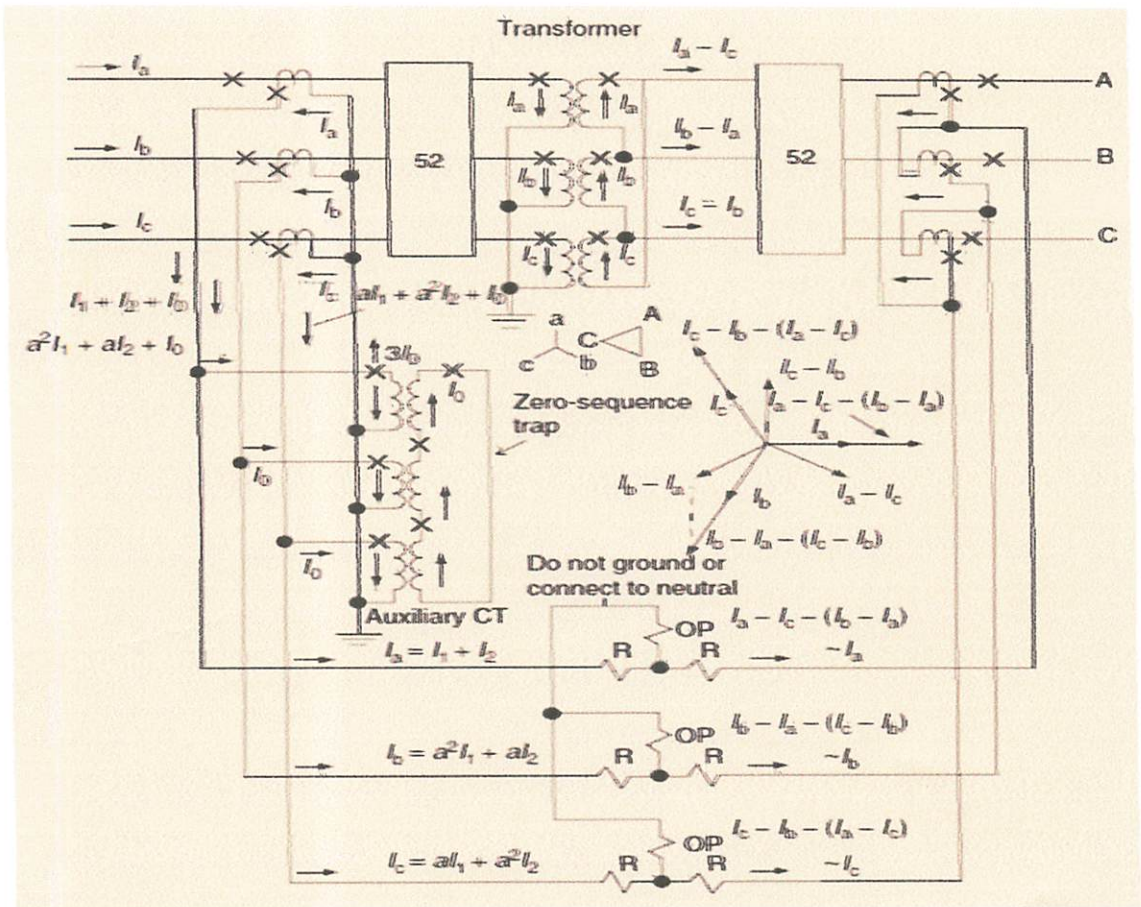
- 1) Trafo arus pengukuran untuk metering memiliki ketelitian tinggi pada daerah kerja (daerah pengenalnya) 5% – 120% arus nominalnya tergantung dari kelasnya dan tingkat kejenuhan yang relatif rendah dibandingkan trafo arus untuk proteksi.
- 2) Penggunaan trafo arus pengukuran untuk Ampere-meter, Watt-meter, VARh-meter, dan $\cos \phi$ meter.

2.8.2 Trafo Arus Proteksi

- 1) Trafo arus untuk proteksi, memiliki ketelitian tinggi pada saat terjadi gangguan dimana arus yang mengalir beberapa kali dari arus pengenalnya dan tingkat kejenuhan cukup tinggi.
- 2) Penggunaan trafo arus proteksi untuk relay arus lebih (OCR dan GFR), relay beban lebih, relay diferensial, relay daya dan relay jarak.
- 3) Perbedaan mendasar trafo arus pengukuran dan proteksi adalah pada titik saturasinya.

2.9 TAB AUXILIARY

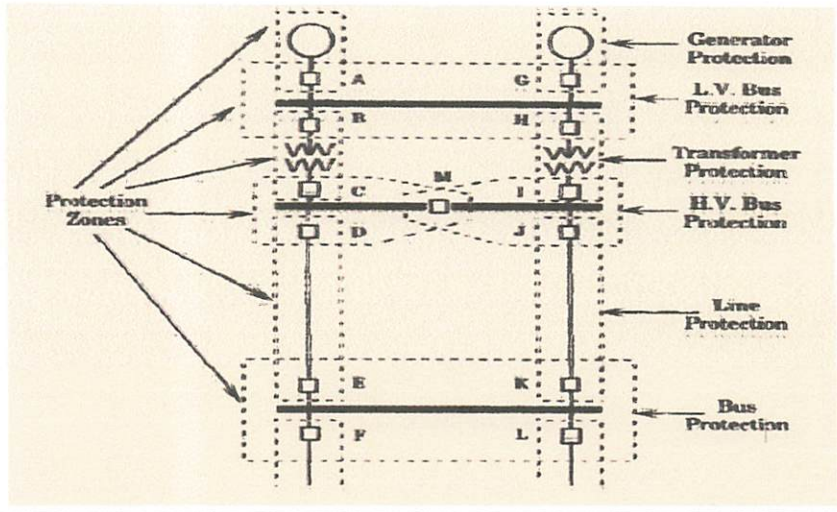
Auxillary CT adalah CT bantu yang berguna untuk menyesuaikan besar arus yang masuk ke relay diferensial akibat proses pergeseran fasa oleh transformator daya dan beda tegangan primer dan sekunder transformator. Adanya pergeseran fasa akibat hubungan trafo tenaga yang terhubung delta (Δ) - (Y) maka untuk mengembalikan sudut fasa arus yang tergeser tersebut, hubungan trafo arus di buat berbeda dan sudut pada CT di sisi primer dan CT di sisi sekunder trafo berbeda 180° . Hubungan CT di primer berbeda dengan CT di sekunder yaitu satu sisi terhubung Y, lainnya Δ . Yang terhubung Δ menghasilkan dan adanya arus magnetisasi dari trafo tenaga di sisi primer menyebabkan pergeseran fasa, Oleh karena itu diperlukan suatu CT tambahan (*auxiliary CT – ACT*) yang terhubung Y, karena proteksi diferensial harus membandingkan arus pada dua sisi tanpa perbedaan fasa. ^[7]



Gambar 2.14 Skema koneksi Trafo daya, Auxiliary CT dan relay diferensial

2.10 ZONA PROTEKSI

Untuk membatasi luasnya daerah sistem tenaga yang harus diisolasi bila terjadi gangguan maka sistem proteksi tenaga listrik dibuat secara selektif berdasarkan daerah atau zona proteksi. Prinsip dasarnya dapat dilihat pada gambar 2.15.



Gambar 2.15 Skema zona proteksi dalam sistem tenaga.

Dari gambar konfigurasi di atas titik proteksi pada sistem tenaga adalah lokasi penempatan relay proteksi yang biasanya menentukan zona proteksi dan itu berarti sangat erat kaitannya dengan penempatan lokasi trafo arus. Jenis unit proteksi biasanya akan menghasilkan tapal batas (*Boundary*) yang di tentukan secara lingkaran tertutup. ^[2]

2.11 FAKTOR KEANDALAN

Seperti telah disinggung sebelumnya kebutuhan perangkat sistem proteksi dengan tingkat kehandalan yang tinggi merupakan salah satu faktor pertimbangan yang sangat penting dalam perencanaan jaringan sistem tenaga listrik. Dari berbagai pengalaman lapangan terdapat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi kehandalan sistem proteksi jaringan tenaga listrik, yaitu sebagai berikut:

- 1) Perancangan
- 2) Settingan Relay
- 3) Salah Instalasi
- 4) Faktor kinerja

2.11.1 Perancangan

Desain atau perancangan sistem proteksi adalah tahapan atau proses yang sangat penting yang dapat menentukan baik tidaknya suatu sistem proteksi. Pada waktu perancangan, sistem proteksi harus sudah bisa di pertanggung jawabkan bahwa sistem proteksi yang di rancang tersebut pasti dapat bekerja sesuai parameter operasi dan konfigurasi jaringan yang telah ditetapkan sebelumnya. Sistem proteksi tersebut harus senantiasa berada pada posisi siaga (*Standby*) pada waktu kondisi normal tidak ada gangguan yang harus di tanggulangi. Di sini suatu relay tidak boleh bekerja terhadap arus beban normal maupun arus gangguan yang terjadi di luar area proteksinya. Insinyur perencana sistem proteksi dituntut untuk mampu membuat pertimbangan dan analisis yang tepat terhadap semua perangkat instrumentasi sesuai dengan sifat gangguan yang mungkin terjadi, termasuk faktor frekuensi dan lamanya gangguan pada sistem tenaga yang mau di proteksi. Secara umum faktor-faktor yang perlu di perhatikan pada waktu perencanaan sistem adalah semua parameter sistem tenaga, karakteristik sumber daya, sistem pentanahan, jenis-jenis gangguan, metode operasi dan jenis perangkat proteksi yang akan digunakan. [2]

2.11.2 Setting Relay

Settingan arus dan waktu relay merupakan salah satu faktor yang sangat penting dalam aplikasi proteksi sistem tenaga listrik. Seorang teknisi tenaga listrik, khususnya ahli sistem proteksi, harus mampu menentukan setelan yang tepat terhadap setiap relay proteksi sesuai lokasinya pada sistem tenaga dan memperhitungkan semua parameter sistem tenaga, seperti level arus gangguan, beban normal dan berbagai parameter lain yang di butuhkan sistem kinerja dinamis. Perlu juga dipertimbangkan bahwa jaringan sistem tenaga bisa berubah seiring dengan perubahan waktu mengikuti perubahan beban, jenis dan meningkatnya jumlah pembangkit baru yang terhubung dengan jaringan, perkembangan perkotaan, dan lain sebagainya sebagai faktor yang perlu pula diperhatikan pada waktu penyetelan relay. Oleh karena itu secara periodik setelan relay proteksi harus di tinjau secara berkala dan kalau perlu ditala ulang mengikuti perkembangan sistem sehingga alat proteksi tersebut senantiasa siap kerja sesuai kebutuhan realnya. Secara umum untuk menghindari kegagalan operasi sistem proteksi

maka para pengelola sistem tenaga listrik harus selalu melakukan pemeliharaan dan pemantauan terhadap alat-alat proteksi yang terpasang dan juga perkembangan sistem. [2]

2.11.3 Instalasi Sistem

Instalasi sistem proteksi juga merupakan faktor yang sangat penting dan harus dilakukan secara benar dan rapi mengikuti prosedur instalasi sesuai standar instalasi yang berlaku. Mengingat beragamnya diagram sistem interkoneksi dan hubungannya dengan fungsi masing-masing *wiring* maka sistem instalasi harus dibuat dengan menggunakan gambar dan diagram yang menunjukkan setiap fungsi *wiring* sehingga pada waktu pengetesan (*Commissioning*) dan pemeliharaan maka operator tidak akan mengalami kesulitan. Oleh karena itu pengetesan instalasi di lapangan merupakan hal penting yang harus dilakukan dari wiring demi wiring dan dari satu titik ke titik lain sehingga sistem dapat bekerja dengan benar tanpa perlu menirukan semua jenis gangguan. Pada prinsipnya pengetesan instalasi ini ditunjukkan untuk memastikan bahwa semua instalasi sudah terlaksana dengan benar dan baik. Pengetesan harus dibatasi sesederhana mungkin dan langsung dapat digunakan untuk membuktikan kebenaran dari koneksi wiring, setting relay, dan memastikan bahwa semua peralatan bebas dari kerusakan. Pengetesan dan komisioning di lapangan tidak perlu dilakukan seperti pada pengetesan jenis di pabrik. [2]

2.11.4 Pengetesan

Pengetesan relay proteksi merupakan suatu tahapan yang juga sangat penting dan harus dilakukan secara lengkap, mencakup semua aspek skema proteksi, khususnya sebelum jaringan sistem tenaga dioperasikan. Pengetesan harus dilakukan sedapat mungkin sesuai dengan kondisi yang mirip dan mendekati keadaan riil jaringan yang mau diproteksi. Meskipun pengetesan jenis relay proteksi sesuai dengan standar yang berlaku sudah dilakukan di pabrik pembuat namun sebelum instalasi sistem proteksi dioperasikan maka sistem proteksi tersebut harus terlebih dahulu dikomisioning untuk menguji kebenaran semua instalasi pengawatan, setelan-setelan dan semua fungsi lain sesuai kebutuhan. Pengetesan komisioning ini harus dilakukan secara lengkap mulai dari relay, trafo arus, trafo daya dan semua perangkat penunjang lain. Yang menjadi komponen proteksi sistem tenaga listrik tersebut. Sebelum pengetesan dilakukan, terlebih dahulu

dilakukan pemeriksaan kesesuaian wiring instalasi dengan gambar-gambar yang tersedia.
[2]

2.11.5 Kinerja Proteksi

Kinerja sistem proteksi perlu dinilai secara statistik dan dilakukan secara periodik. Untuk keperluan ini masing-masing sistem gangguan diklasifikasikan sebagai kejadian dan idealnya hanya kejadian ini yang dialokasikan dengan mentripping *circuit breaker* (CB) secara tepat sesuai klasifikasi dan kriteria yang telah ditentukan sebelumnya. Dengan klasifikasi dan kriteria ini diharapkan kinerja proteksi dapat dinilai secara tepat dan benar.

Prinsip penilaian (assessment) ini menghasilkan evaluasi yang teliti terhadap kinerja sistem proteksi secara keseluruhan, yang pada akhirnya dapat digunakan untuk menilai kinerja relay proteksi. Semua relay diharapkan dapat bekerja pada masing-masing sistem gangguan dan harus tetap berperilaku secara benar untuk setiap kerja yang benar dan konsisten.

~~Kehandalan lengkap tidak mungkin tercapai hanya dengan melakukan perbaikan konstruksi relay proteksi. Bila level kehandalan suatu perangkat tunggal dianggap tidak mencukupi maka peningkatan keandalan dapat dilakukan dengan sistem berlapis, yaitu dengan menduplikasikan perangkat proteksi tersebut. Idealnya sistem proteksi utama dibuat secara independen dan dirancang dapat bekerja mandiri untuk melakukan fungsi tertentu sesuai kebutuhan. Penduplikasian dimaksudkan untuk meningkatkan kehandalan dengan pengertian bila probabilitas gagal masing-masing perangkat adalah x per unit, maka jumlah probabilitas kegagalan dari dua peralatan secara bersamaan adalah X^2 . Dengan nilai X yang kecil maka X^2 kemungkinan bisa diabaikan yang secara teoritis dapat dikatakan tidak akan mengalami gagal.~~

Sebagai contoh, sistem proteksi busbar sering dibuat berlapis (*redundan*) yang dimaksudkan untuk menghindarkan terjadinya kegagalan proteksi. Dalam contoh-contoh lainnya, komponen dan saluran penting lainnya dapat juga dilengkapi dengan sistem proteksi utama secara redundan baik dengan konfigurasi tripping secara sendiri-sendiri atau dengan tripping bersamaan (*Parallel*). Untuk sistem yang kritis, sistem proteksi

dilakukan pemerkaman kesalahan wiring instalasi dengan gambar-gambar yang tersedia.

3.1.2 Kinerja Proteksi

Kinerja sistem proteksi perlu dinilai secara statistik dan dilakukan secara periodik. Untuk keperluan ini monitoring sistem gangguan diklasifikasikan sebagai kejadian dan idealnya hanya kejadian ini yang dilokasikan dengan monitoring circuit breaker (CB) secara tepat sesuai klasifikasi dan kriteria yang telah ditentukan sebelumnya. Dengan klasifikasi dan kriteria ini diharapkan kinerja proteksi dapat dinilai secara tepat dan benar.

Prinsip pemastian (certification) ini mengasahkan seluruh yang telah terdapat kinerja sistem proteksi secara keseluruhan yang pada akhirnya dapat digunakan untuk menilai kinerja relay proteksi. Semua relay diharapkan dapat bekerja pada masing-masing sistem gangguan dan harus tetap beroperasi secara benar untuk setiap kerja yang benar dan konsisten.

Kebijakan tingkat tidak terdapat hanya dengan melakukan pemastian konstruksi relay proteksi. Kita level kebijakan suatu perangkat tunggal dianggap tidak mencakupi aspek pemastian kebijakan dapat dilakukan dengan sistem pemastian yang dengan mendublikasikan perangkat proteksi tersebut. Idealnya sistem proteksi utama dibuat secara independen dan dimonitoring dapat bekerja mandiri untuk melakukan fungsi tertentu sesuai kebutuhan. Fungsionalitas dimaksimalkan untuk meminimalkan keterbatasan dengan pengujian bila probabilitas gagal masing-masing perangkat adalah α per unit. Maka jumlah probabilitas kegagalan dari dua perangkat secara bersamaan adalah α^2 . Dengan nilai α yang kecil maka α^2 kemungkinan bisa diabaikan yang secara teoritis dapat dikatakan tidak akan mengalami gagal.

Sebagai contoh, sistem proteksi busbar sedang dibuat banyak (overlooked) yang dimaksudkan untuk meminimalkan terjadinya kegagalan proteksi. Sistem control-control lainnya, komponen dan sistem penting lainnya dapat juga dilengkapi dengan sistem proteksi utama secara terdistribusi baik dengan konfigurasi triping secara sendiri-sendiri atau dengan triping bersamaan (A/B/W). Untuk sistem yang kritis sistem proteksi

dapat dilengkapi *digital fault simulator* yang dapat digunakan untuk memodelkan bagian sistem tenaga yang terganggu termasuk pengecekan kinerja relay yang digunakan. [2]

2.12 SELEKTIVITAS

Selektivitas suatu sistem proteksi jaringan tenaga adalah kemampuan relay proteksi untuk melakukan tripping secara tepat sesuai rencananya yang telah ditentukan pada waktu mendesain sistem proteksi tersebut. Dalam pengertian lain, suatu sistem proteksi sistem tenaga harus bisa bekerja secara selektif sesuai klasifikasi dan jenis gangguan yang harus diamankan. Selektivitas sistem proteksi terkait juga dengan kemampuan diskriminasi yang dalam prakteknya dapat dilakukan dengan dua cara yang dijelaskan dibawah ini. [2]

2.12.1 Waktu Bertingkat

Sistem proteksi yang ditempatkan berurutan sepanjang jalur distribusi atau jalur transmisi diatur sedemikian sehingga mereka akan bekerja pada waktu bertingkat atau *time grading* sesuai lokasi relay proteksi terhadap gangguan. Relay yang terdekat dengan gangguan akan bekerja lebih cepat ketimbang relay yang lebih jauh. Sementara itu bila relay tersebut tidak bekerja maka relay belakangnya akan bekerja dengan waktu yang lebih lama. Meskipun semua relay merasakan adanya gangguan namun hanya relay yang paling dekat dengan gangguan yang akan mengisolasi gangguan tersebut. Relay-relay lain meskipun sama-sama sudah siap trip namun akhirnya akan reset ke posisi semula sebab gangguan sudah di isolasi oleh saluran di depannya. Disini kecepatan tanggap masing-masing relay selalu tergantung pada level dan letak gangguan dan pada umumnya lebih lambat dibanding relay proteksi dengan sistem unit. [2]

2.12.2 Sistem Unit Proteksi

Unit proteksi adalah sistem proteksi yang dirancang untuk mengamankan satu segmen jaringan berdasarkan daerah proteksinya. Sistem proteksi berespons hanya terhadap gangguan yang berada pada daerah pengamanan yang sudah ditetapkan. Jenis-jenis proteksi yang dapat diterapkan sebagai unit proteksi antara lain adalah *restricted earth fault* (REF) dan *differential protection* termasuk relay gangguan tanah kumparan delta yang banyak digunakan untuk untuk memproteksi trafo daya. Unit proteksi dapat

gapan dibagikan (WVW) atau swakawar yang dapat digunakan untuk membolehkan bagian sistem tenaga yang terganggu termasuk kembali relay yang digunakan.^[1]

2.1.1 SELEKTIVITAS

Selektivitas suatu sistem proteksi jalinan tenaga adalah kemampuan relay proteksi untuk melakukan tripping secara tepat sesuai rencana yang telah ditentukan pada waktu terjadinya sistem proteksi tersebut. Tujuan pengujian ialah suatu sistem proteksi sistem tenaga harus bisa bekerja secara selektif sesuai klasifikasi dan jenis gangguan yang harus dihindarkan. Selektivitas sistem proteksi terkait juga dengan kemampuan diskriminasi yang dalam paksa juga dapat dilakukan dengan cara yang dijelaskan dibawah ini.^[1]

2.1.1.1 Waktu Bertindak

Sistem proteksi yang ditempatkan bertujuan secepatnya jalin disubstitusi atau jalin transmisi linier sedemikian sehingga mereka akan bekerja pada waktu terjadinya masalah yang menyebabkan suatu lokasi proteksi terhadap gangguan. Relay yang terdampak dengan gangguan akan bekerja lebih cepat ketimbang relay yang lebih jauh. Sementara itu bila relay tersebut tidak bekerja maka relay berikutnya akan bekerja dengan waktu yang lebih lama. Meskipun semua relay merasakan adanya gangguan namun hanya relay yang paling dekat dengan gangguan yang akan menyelesaikan gangguan tersebut. Relay-relay lain meskipun sama-sama sudah siap trip namun akhirnya akan reset ke posisi semula sebab gangguan sudah di isolasi oleh saluran di depannya. Inilah kemampuan tripping masing-masing relay selama terjadinya pada level dan jarak gangguan dan pada akhirnya lebih lanjut dibandingkan relay proteksi dengan sistem unit.^[1]

2.1.2.2 Sistem Unit Proteksi

Unit proteksi adalah sistem proteksi yang dirancang untuk menggunakan satu segmen jalinan berdasarkan daerah proteksinya. Sistem proteksi beroperasi hanya terhadap gangguan yang berada pada daerah pengaman yang sudah ditetapkan. Jenis-jenis proteksi yang dapat diterapkan sebagai unit proteksi antara lain adalah swakawar (WVW) dan WVE (WVW) termasuk termasuk relay gangguan tanah busbar (dela yang banyak digunakan untuk monoproteksi busbar). Unit proteksi dapat

juga diterapkan sepanjang saluran sistem tenaga dengan tingkat kecepatan proteksi yang lebih tinggi dari sistem proteksi waktu bertingkat. Relay unit proteksi tidak tergantung jenis dan level gangguan.

Unit proteksi pada umumnya menggunakan prinsip perbandingan besaran listrik pada batas-batas daerah yang telah ditetapkan sesuai dengan lokasi titik-titik hubung trafo arus. Perbandingan bisa dilakukan langsung dengan menggunakan kawat penghubung termasuk kabel pilot atau melalui sistem komunikasi. Namun perlu juga dicatat bahwa faktor selektivitas relay bukanlah satu-satunya faktor yang paling menentukan. Tetapi perlu juga diperhatikan faktor-faktor kordinasi relay yang harus dibuat secara benar dan tepat seperti misalnya pemilihan setelan arus yang tepat, variasi perubahan arus gangguan, arus beban maksimum, impedansi sistem dan faktor lain terkait yang dapat mempengaruhi kordinasi relay proteksi. [2]

2.13 STABILITAS

Stabilitas sistem proteksi biasanya terkait dengan skema unit proteksi yang dimaksudkan untuk menggambarkan kemampuan sistem proteksi tertentu untuk tetap bertahan pada karakteristik kerjanya dan tidak terpengaruh faktor luar diluar daerah proteksinya, misalnya pada arus beban lebih dan arus gangguan lebih. Dengan kata lain, stabilitas dapat juga didefinisikan sebagai kemampuan untuk tetap konsisten hanya bekerja pada daerah proteksi dimana dia dirancang tanpa terpengaruh oleh berbagai parameter luar yang tidak merupakan besaran yang perlu diperhitungkan. [2]

2.14 KECEPATAN

Kecepatan sistem proteksi adalah untuk mengisolasi gangguan secepat dan sesegera mungkin. Tujuan utamanya adalah mengamankan kontinuitas pasokan daya dengan menghilangkan setiap gangguan sebelum gangguan tersebut berkembang kearah yang membahayakan stabilitas dan hilangnya sinkronisasi sistem yang pada akhirnya dapat meruntuhkan sistem tenaga tersebut.

Bila pembebanan sistem tenaga naik, pergeseran fasa antara dua busbar yang berbeda juga naik dan karena itu bila gangguan terjadi maka kemungkinan besar akan terjadi kehilangan sistem sinkronisasi. Makin singkat waktu yang dibolehkan pada

juga diberikan sejumlah elemen sistem dengan tingkat kekompleksitas yang lebih tinggi dan sistem proteksi waktu bertingkat Relay unit proteksi tidak tergantung jenis dan level gangguan.

Unit proteksi pada umumnya menggunakan prinsip pembandingan besaran listrik pada batas-batas tertentu yang telah ditentukan secara teknis tidak hanya pada arus. Perbandingan bisa dilakukan langsung dengan menggunakan level pembandingan termasuk kabel pilot atau melalui sistem komunikasi. Namun perlu juga dicatat bahwa faktor selektivitas relay bukanlah satu-satunya faktor yang paling menentukan. Tetapi perlu juga diperhatikan faktor-faktor kontak relay yang harus dibuat secara benar dan tepat seperti misalnya pemilihan arus yang tepat untuk variasi perbedaan arus gangguan, arus beban maksimum, impedansi sistem dan faktor lain terkait yang dapat mempengaruhi koordinasi relay proteksi.^[4]

3.13 STABILITAS

Stabilitas sistem proteksi biasanya terkait dengan skema unit proteksi yang dilaksanakan untuk mengantisipasi kemampuan sistem proteksi tertentu untuk tetap bertahan pada karakteristik kerjanya dan tidak terpengaruh faktor lain di luar daerah proteksinya, misalnya pada arus beban lebih dan arus gangguan lebih. Dengan cara lain stabilitas dapat juga didefinisikan sebagai kemampuan untuk tetap konsisten hanya bekerja pada daerah proteksi dimana dia dirancang tanpa terpengaruh oleh berbagai parameter lain yang tidak merupakan besaran yang perlu dipertimbangkan.^[4]

3.14 KEBAYARAN

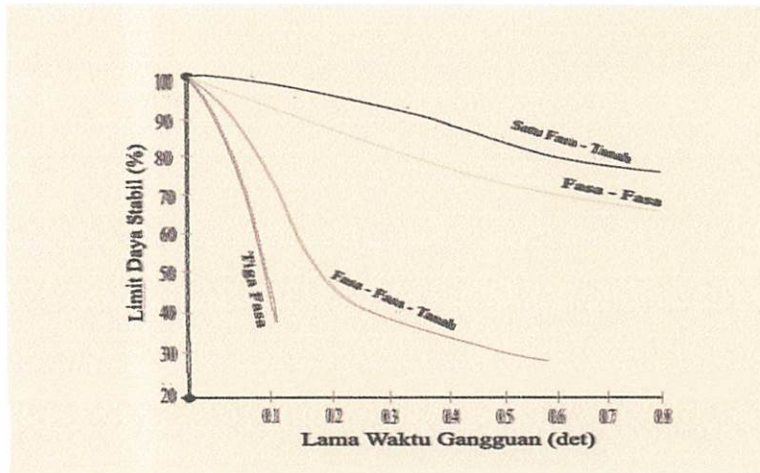
Kebayaran sistem proteksi adalah suatu konsep yang menggambarkan suatu keadaan dimana kemampuan adalah menjadi objek komunikasi pasokan daya dengan menghidupkan suatu gangguan sebelum gangguan tersebut berkembang kearah yang membahayakan stabilitas dan hilangnya sistem. Hal ini yang pada akhirnya dapat memantapkan sistem tenaga tersebut.

Bila pembatasan sistem tenaga tidak persesuai jika antara dua busbar yang berbeda juga naik dan karena itu bila gangguan terjadi maka kemampuan besar akan terjadi lebih lanjut sistem sinkronisasi. Hal ini sangat waktu yang dibutuhkan pada

gangguan pada gangguan maka kontinuitas pelayanan sistem akan semakin baik. Gambar 2.10 memperlihatkan relasi antara sistem pembebanan (stabilitas limit daya) dengan waktu *clearing* gangguan untuk berbagai jenis gangguan.

Dapat dicatat bahwa gangguan fasa mempunyai pengaruh lebih kuat terhadap kestabilan sistem daripada gangguan fasa ke tanah dan karena itu perlu dihilangkan secara lebih cepat. Namun sama dengan faktor pertimbangan lain, faktor stabilitas bukan satu-satunya pertimbangan dalam penerapan relay. Faktor ekonomi juga perlu dipertimbangkan sebab dengan semakin cepatnya kita mengisolasi gangguan maka kemungkinan kerusakan peralatan instalasi tenaga (yang mahal) akan semakin kecil. Hal ini mengingat energi panas yang dipancarkan selama gangguan terhadap peralatan adalah sebanding dengan pangkat dua dari besar arus dikalikan durasi waktu terjadinya gangguan tersebut.

Dengan demikian proteksi harus bekerja secepat mungkin. Namun, di samping pertimbangan keamanan, kecepatan operasi relay lebih banyak ditekankan pada aspek ekonomi. Jaringan distribusi yang biasanya tidak begitu membutuhkan *clearance* gangguan dengan sangat cepat, biasanya hanya perlu dilengkapi dengan proteksi dengan kerja waktu bertingkat. Stasiun pembangkit dan jaringan ekstra tinggi membutuhkan mode proteksi dengan kecepatan tertinggi yang bisa dicapai. Di sini kecepatan kerja relay proteksi hanya dibatasi kemampuan untuk tetap dapat bekerja secara tepat dan teliti. Bila hanya mengandalkan waktu kerja secara bertingkat maka akan ada bagian saluran yang seharusnya perlu diamankan secara cepat namun tidak mendapatkan perlindungan sebagaimana mestinya. Untuk mengatasi kekurangan skema waktu bertingkat maka dalam praktiknya sistem unit proteksi banyak digunakan untuk mengamankan sistem tenaga listrik. [2]



Gambar 2.16 Relasi Limit Daya Stabil Dengan Waktu Trip Pada Berbagai Macam Gangguan

2.15 SENSITIVITAS

Sensitivitas adalah istilah yang biasa dikaitkan dengan harga besaran penggerak minimum, seperti level arus minimum, tegangan, daya dan besaran lain di mana relay atau skema proteksi masih dapat bekerja dengan baik. Suatu relay disebut sensitif bila parameter operasi utamanya rendah. Artinya, semakin rendah besaran parameter penggerak maka perangkat tersebut dikatakan semakin sensitif.

Sensitivitas pada relay elektromekanikal terdahulu biasanya dikaitkan dengan kepekaan dari perangkat Bergeraknya terhadap daya yang diserap dalam bentuk Volt-Ampere di mana relay bekerja. Semakin kecil VA yang dibutuhkan maka relay elektromekanik semakin sensitif. Pada relay-relay numerik sensitivitas tidak dikaitkan lagi pada perangkat kerasnya tetapi lebih pada aplikasi parameter trafo arus (CT – *current transformer*) atau trafo tegangan (VT – *voltage transformer*) yang digunakan. [7]

2.16 PROTEKSI UTAMA DAN CADANGAN

Kehandalan sistem tenaga listrik sudah dibahas sebelumnya, termasuk penggunaan lebih dari satu proteksi utama yang bekerja secara paralel. Dalam keadaan gagal atau proteksi utama hilang maka harus diupayakan cadangan lain untuk dapat mengisolasi gangguan. Proteksi cadangan dapat dipandang sebagai proteksi lokal atau remote. Proteksi cadangan lokal dilakukan dengan proteksi yang mendeteksi gangguan

yang bagi proteksi utama dirasa tidak jelas, di mana relay cadangan lokal yang akan membuka PMT dengan waktu bertingkat.

Proteksi cadangan remote tersedia dengan sistem proteksi yang mendeteksi sistem gangguan yang terlihat jelas bagi proteksi utama pada lokasi remote dan kemudian mengirim perintah trip lokal, yaitu oleh relay jarak pada zona 2 atau zona 3. Dalam kedua kasus, baik proteksi utama maupun cadangan sama-sama mendeteksi gangguan secara bersamaan, proteksi cadangan bekerja dengan waktu tunda untuk memberikan waktu pada proteksi utama dapat bekerja dengan baik sebelum relay cadangan bereaksi. Normalnya sebagai unit proteksi, kerja proteksi utama akan berlangsung dengan cepat dan mengisolasi bagian sistem tenaga dengan waktu yang singkat. Kerja sistem cadangan pada batas tertentu lebih lambat dan biasanya bisa mengakibatkan terjadinya pemadaman lebih luas.

Jenis proteksi cadangan yang diterapkan sejatinya terkait dengan resiko kegagalan dan relatif pentingnya nilai ekonomi sistem yang diamankan. Untuk sistem distribusi dimana waktu *clearing* tidak begitu kritis, relay cadangan remote dipandang sudah cukup. Sedangkan untuk sistem ekstra tegangan tinggi, di mana stabilitas sistem sangat penting, maka dua atau lebih relay sejenis ataupun berbeda jenis (merek) dipasang parallel (relay jarak dan unit proteksi) untuk menjamin tripping yang andal dan cepat. Relay arus lebih sebagai cadangan tetap diperlukan sebagai alternatif terutama pada waktu pemeliharaan sistem proteksi utama.

Idealnya sistem proteksi cadangan terpisah sama sekali dengan sistem proteksi utama. Sebagai contoh, jaringan yang diproteksi dengan relay diferensial boleh juga dilengkapi dengan relay arus lebih dengan waktu bertingkat dan ditambah dengan relay gangguan tanah sebagai kelengkapan untuk membuka PMT dalam hal dimana terjadi kegagalan pada relay unit proteksi utama. Untuk membuat sistem yang aman dan untuk mempertahankan integritas sistem, trafo arus, trafo tegangan relay, kumparan tripping PMT dan catu daya DC seharusnya dibuat rangkap. Namun mengingat masalah ekonomi, ruangan dan sebagainya, keadaan ideal ini jarang di wujudkan.

Berikut ini kompromi alternatif yang dapat dilakukan :

yang tidak proteksi mana dimana tidak jelas di mana relay cadangan lokal yang akan membandingkan PMT dengan waktu pemeliharaan.

Protokol cadangan remote tersedia dengan sistem proteksi yang mendeteksi sistem gangguan yang terlihat oleh protokol utama pada lokasi remote dan kemudian menginitiasi perintah trip lokal yang oleh relay jarak jauh pada zona 3. Dalam kedua kasus, baik proteksi utama maupun cadangan sama-sama mendeteksi gangguan secara bersamaan. Protokol cadangan bekerja dengan waktu untuk mulai memberikan waktu pada proteksi utama dalam bekerja dengan baik sebelum relay cadangan bekerja. Nominasinya sebagai unit proteksi kerja proteksi utama akan bertanggung jawab cepat dan mengisolasi bagian sistem tenaga dengan waktu yang singkat. Kerja sistem cadangan pada basis tertentu lebih lambat dan biasanya bisa mengakibatkan terjadinya pemeliharaan lebih lama.

Jenis proteksi cadangan yang diterapkan sejatinya terkait dengan resiko gangguan dan relatif pentingnya nilai ekonomi sistem yang diamankan. Untuk sistem distribusi dimana waktu ekses yang tidak begitu kritis relay cadangan remote dipandang sudah cukup. Sedangkan untuk sistem ekses tegangan tinggi, dimana stabilitas sistem sangat penting, maka dua atau lebih relay sejenis maupun berbeda jenis (merok) dipasang parallel (relay jarak dan unit proteksi) untuk menjamin triping yang andal dan cepat. Relay arus lebih sebagian cadangan tetap diperlukan sebagai alternatif terutama pada waktu pemeliharaan sistem proteksi utama.

Idealnya sistem proteksi cadangan terpisahkan sama sekali dengan sistem proteksi utama. Sebagai contoh jaringan yang diproteksi dengan relay ditransmisikan bolak-balik juga diproteksi dengan relay arus lebih dengan waktu pemeliharaan dan dimatikan dengan relay gangguan tahanan sebagai ketangkasan untuk membandingkan PMT dalam hal dimana terjadi kegagalan pada relay unit proteksi utama. Untuk membuat sistem yang aman dan untuk memperbaikannya integrasi sistem tenaga perlu untuk tegangan relay, kemampuan triping PMT dan cara daya DC sebaiknya dibuat tunggal. Namun mengingat masalah ekonomi, rancangan dan sebangunnya akan dalam ideal ini jarang diwujudkan.

Berkas ini konversi otomatis yang dapat diabaikan :

1. Disediakan trafo arus dengan beberapa rangkaian sekunder dan sendiri-sendiri. Cara ini dirasa lebih praktis dibandingkan dengan menggunakan satu trafo arus dengan hanya satu kumparan sekunder yang digunakan secara bersama yang perlu dibuat dengan dimensi yang sangat besar karena membutuhkan *burden* VA yang besar pula. Tetapi dengan relay numerik metode ini sudah jarang dilakukan sebab relay numerik yang sekarang memang mempunyai *burden* VA yang sangat kecil.
2. Trafo tegangan tidak perlu diduplikasi mengingat biaya dan juga untuk mengirit ruangan yang dibutuhkan. Masing-masing relay dipasok dengan proteksi sendiri-sendiri menggunakan sekring atau dengan PMT dan dipantau secara terus-menerus untuk memastikan tersedianya keluaran dari trafo tegangan. Sebuah alarm akan dimunculkan pada setiap kehilangan suplai dan bila perlu dikembangkan untuk mencegah terjadinya kegagalan operasi.
3. Pasokan tegangan trip terhadap dua sistem proteksi harus dibuat terproteksi secara terpisah baik dengan sekring ataupun menggunakan MCB. Penyediaan dua baterai tripping dan duplikasi kumparan tripping boleh juga dilakukan. Sirkuit tripping harus terus-menerus dipantau dan disupervisi.
4. Dalam praktiknya baik proteksi utama maupun cadangan dirancang bekerja dengan prinsip yang berbeda. Hal ini dimaksudkan agar kegagalan yang tidak umum yang dapat terjadi pada salah satu relay diharapkan tidak terjadi pada relay lainnya.

Relay digital dan numerik boleh jadi sudah dilengkapi dengan fasilitas yang bisa berfungsi sebagai relay cadangan, misalnya relay jarak numerik yang bisa juga difungsikan sebagai relay arus lebih dengan waktu bertingkat. Meskipun dengan pengurangan perangkat keras bisa dilakukan untuk dua fungsi sekaligus, namun harus di ingat adanya resiko fatal di mana kedua fungsi gagal apabila misalnya modul sistem catu daya relay mengalami gangguan atau mendapat kerusakan. Dapat dipahami bahwa akseptabilitas dari berbagai pilihan tersebut haruslah mendapat pertimbangan secara seksama. [2]

2.17 KELUARAN PERANGKAT RELAY

Dalam rangka mencapai fungsi proteksi yang diharapkan, relay harus dilengkapi dengan beberapa perangkat untuk menyediakan berbagai sinyal keluaran yang dibutuhkan. Berbagai jenis kontak yang biasanya terdapat pada relay proteksi adalah sebagaimana dibahas dalam sub-bab dibawah ini.

2.17.1 Sistem Kontak

Relay bisa dilengkapi dengan berbagai sistem kontak yang akan menghasilkan keluaran tripping dan untuk keperluan indikasi, baik remote maupun untuk keperluan lokal.

Terdapat berbagai jenis kontak yang dapat memenuhi kebutuhan tersebut yaitu sebagai berikut:

1. Reset otomatis (*self reset*)

Pada jenis ini kontak tetap dalam keadaan kerja selama terdapat besaran yang menggerakannya dan kontak kembali pada posisi normal kalau besaran penggerakannya sudah hilang.

2. Reset manual atau secara elektrik

Kontak jenis ini tetap bertahan pada posisi kerja meskipun besaran penggerakannya sudah hilang dan hanya bisa direset secara manual atau dengan menggunakan relay elektromagnetik lain.

Kebanyakan elemen relay proteksi mempunyai kontak jenis *self reset*, yang sebenarnya dapat juga dimodifikasi menjadi kontak jenis *manual reset* menggunakan relay bantu *auxiliary*. Kegunaan relay dengan kontak jenis reset manual adalah untuk tetap mempertahankan sinyal dalam kondisi terkunci sampai dapat direset secara manual.

Jenis kontak selalu diperlihatkan dalam skematik diagram, baik dalam keadaan normal ataupun dalam kondisi tidak bertegangan. Contoh, sebuah relay tegangan kurang, yang dalam keadaan normal selalu dalam keadaan energise.

3.1.7. METODE PENELITIAN PENELITIAN

Dalam rangka mencapai tujuan protoksi yang diharapkan relay harus diidentifikasi dengan beberapa parameter untuk mendapatkan berbagai sinyal keluaran yang dibutuhkan. Berbagai jenis kontak yang biasanya terdapat pada relay protoksi adalah sebagai berikut dalam sub-bab dibawah ini.

3.1.7.1. Sistem Kontak

Relay bisa diidentifikasi dengan berbagai sistem kontak yang akan menghasilkan keluaran yang berbeda-beda. Untuk keperluan ini, kontak-kontak tersebut akan terdapat pada bagian tertentu dari sistem tersebut yang akan menghasilkan keluaran yang berbeda-beda.

Terdapat berbagai jenis kontak yang dapat memengaruhi keluaran tersebut yang sebagai berikut:

1. Resistor otomatis (WV relay)

Pada jenis ini kontak tetap dalam keadaan tertutup selama terdapat besaran yang menggerakkannya dan kontak kembali pada posisi normal ketika besaran penggerakannya sudah hilang.

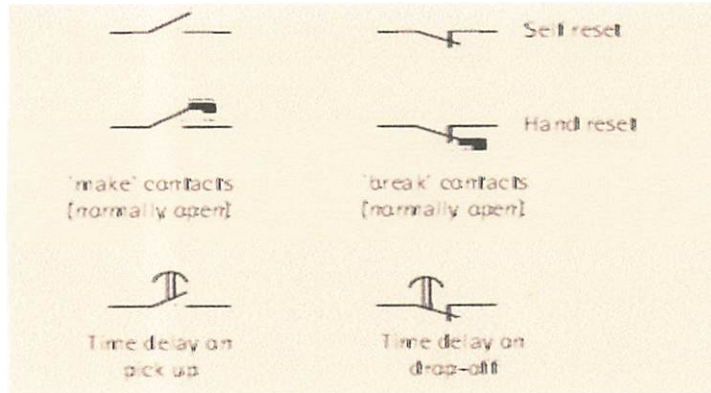
2. Resistor manual atau sensor elektrik

Kontak jenis ini tetap bertahan pada posisi tertutup meskipun besaran penggerakannya sudah hilang dan hanya bisa digeser secara manual atau dengan menggunakan relay elektromagnetik lain.

Kebanyakan elemen relay protoksi mempunyai kontak jenis WV relay yang sebelumnya dapat juga dimodifikasi menjadi kontak jenis wwww relay menggunakan relay bantu wwww. Penggunaan relay dengan kontak jenis wwww manual adalah untuk tetap mempertahankan sinyal dalam kondisi tertentu seperti dapat digeser secara manual.

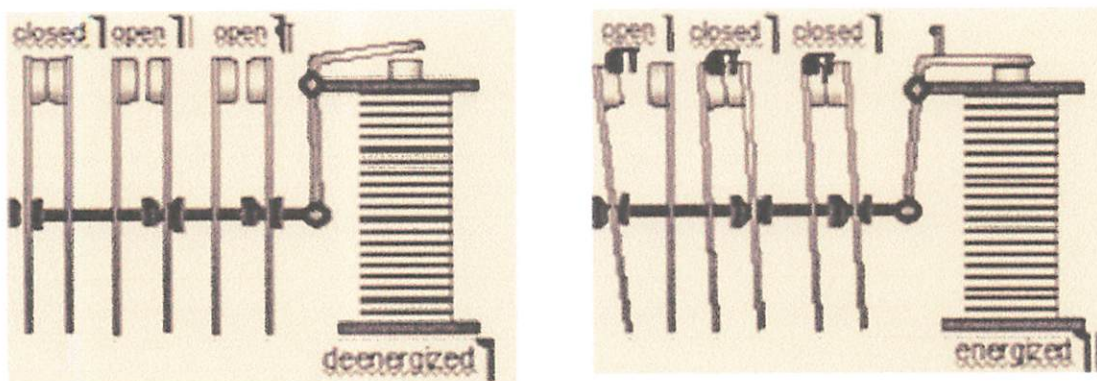
Jenis kontak selalu diperlihatkan dalam skematik dengan baik dalam keadaan normal ataupun dalam kondisi tidak berfungsi. Contoh sebuah relay dengan kontak yang dalam keadaan normal selalu dalam keadaan energic.

Relay proteksi biasanya digunakan untuk membuka PMT/CB (Pemutus Tenaga), dengan mekanisme tripping bisa terdiri dari kumparan solenoid yang dilengkapi dengan pemingkas yang bisa langsung mendorong kunci mekanis untuk mentrip pemutus tenaga. Daya yang dibutuhkan untuk membuka PMT/CB jaringan distribusi sekitar 50 watt, sedangkan untuk pemutus tenaga tegangan ekstra tinggi bisa mencapai 3000 watt.



Gambar 2.17 Jenis-jenis kontak

Sebuah kontak *make* adalah kontak yang akan tertutup pada waktu relay sedang dalam keadaan *pick-up*, sementara itu *break contact* adalah keadaan tertutup bila relay kehilangan catu daya (*de-energise*) dan terbuka bila relay *pick up*. Contoh konvensi ini juga diperlihatkan seperti pada gambar 2.18



Gambar 2.18 Kontak Dalam Kondisi *Deenergized - Energized*

Dalam praktiknya kumparan tripping dapat langsung ditrip melalui satu relay kontak tunggal tergantung dari rating arus kontak relay tersebut. Tetapi karena satu dan hal lain, kumparan tripping dapat juga dilakukan dengan beberapa relay yang dirangkai secara tandem sehingga hanya kontak relay terakhir yang perlu disesuaikan dengan daya kumparan tripping.

Rangkaian dasar trip sebenarnya sederhana, terbuat dari rangkaian trip yang dikontrol secara manual (*hand-trip control switch*) dan atau kontak relay proteksi yang di hubungkan secara paralel untuk menghidupkan kumparan trip dari sumber daya baterai, melalui kontak bantu PMT yang normalnya dalam keadaan terbuka. Kontak bantu tersebut dibutuhkan untuk membuka kumparan trip setelah PMT terbuka, karena kumparan kontak relay proteksi biasanya tidak mampu melakukan pekerjaan pemutusan arus rangkaian tripping yang cukup besar. Kontak bantu dibuat sedemikian rupa tertutup sedini mungkin sehingga siap secara efektif terhadap gangguan yang mungkin terjadi. Bila dibutuhkan banyak kontak atau kontak dengan kemampuan mengalirkan arus lumayan besar maka pada umumnya dibutuhkan komponen interposing atau elemen kontaktor lainnya.

Untuk gardu-gardu besar, daya (baterai) tripping yang dibutuhkan oleh masing-masing PMT cukup lumayan besar. Lagi pula ada keadaan di mana satu relay proteksi harus melakukan tripping pada beberapa PMT secara bersamaan sehingga daya yang dibutuhkan pada saat itu harus memadai. Kadang terdapat kebutuhan untuk remote sinyalling, kebutuhan *interlocking* dengan fungsi-fungsi lain, misal kebutuhan *auto reclosing* dengan fungsi-fungsi kendali lain yang harus dilakukan. Banyaknya pekerjaan yang mau dilakukan membutuhkan penggunaan relay tripping dengan kontak banyak, yang akan di-energise oleh relay proteksi dan sekaligus menyediakan sejumlah kontak keluaran yang diperlukan.^[2]

2.17.2 Indikator-Indikator Kerja

Relay proteksi biasanya dilengkapi dengan indikator yang berguna untuk menunjukkan status kerja relay tersebut. Indikator tersebut disebut *flag*. Namun tidak setiap relay perlu dilengkapi dengan flag. Biasanya flag hanya muncul pada waktu terjadi

Dalam praktiknya komputer triping dapat langsung diuji setelah saat relay kontak terganggu dan relay akan kontak relay tersebut. Tetapi karena saat dan bal lain komputer triping dapat juga dilakukan dengan beberapa relay yang ditunjuk secara tandem sehingga hanya kontak relay terakhir yang perlu disambungkan dengan komputer triping.

Rangkaian dasar trip sebenarnya sederhana, terapan dan rangkaian trip yang dikontrol secara manual (way way manual) dan atau kontak relay proteksi yang di hubungkan secara paralel untuk membedakan komputer trip dari sumber daya baterai. Melalui kontak bantu PTT yang normalnya dalam keadaan terbuka. Kontak bantu tersebut dibutuhkan untuk membandingkan komputer trip setelah PTT terbuka karena komputer kontak relay proteksi biasanya tidak mampu melakukan pekerjaan pemutusan arus rangkaian triping yang cukup besar. Kontak bantu dibuat sedemikian rupa sehingga sedini mungkin sehingga saat terjadi keadaan gangguan yang mungkin terjadi. Bila dibutuhkan banyak kontak atau kontak dengan kemampuan mengalihkan arus lumayan besar maka pada umumnya dibutuhkan komponen interposing atau elemen kontak lainnya.

Tidak hanya saja besar daya (baterai) triping yang dibutuhkan oleh masing-masing PTT cukup lumayan besar. Lagi pula ada keadaan di mana saat relay proteksi harus melakukan triping pada beberapa PTT secara bersamaan sehingga daya yang dibutuhkan pada saat ini harus memadai. Kadang terdapat kebutuhan untuk remote signaling, kebutuhan wewekky dengan fungsi-fungsi lain, misal kebutuhan wewekky dengan fungsi-fungsi kendali lain yang harus dilakukan. Banyaknya pekerjaan yang mau dilakukan membutuhkan penggunaan relay triping dengan kontak bantu yang akan di-energize oleh relay proteksi dan sekaligus menyediakan sejumlah kontak keluaran yang dibutuhkan.

2.1.7. Indikator-Indikator Kerja

Relay proteksi biasanya dilengkapi dengan indikator yang berfungsi untuk menunjukkan status kerja relay tersebut. Indikator tersebut disebut dengan Wdg. Namun tidak setiap relay perlu dilengkapi dengan hal. Biasanya hal hanya muncul pada waktu terjadi

tripping. Indikator, dengan beberapa pengecualian, biasanya terdiri dari *bistable* relay dan bisa digerakkan secara mekanis ataupun secara elektrik. Indikator mekanik terdiri dari penutup kecil yang direlease oleh relay proteksi untuk memunculkan *flag indicator*. Indikator elektrik biasanya terdiri dari sebuah elemen jangkar penarik sederhana, di mana jangkar bekerja untuk merelease *shutter* bagian penutup untuk memperlihatkan indikator di dalamnya atau indikator lampu terutama dalam bentuk *Light Emiting Diode*.

Untuk jenis terakhir ini perbaikan diperoleh dengan menggunakan rangkaian memori yang digunakan untuk mengingat kejadian sehingga suatu lampu LED dapat tetap menyala meskipun gangguan sudah berlalu. Dengan berbagai kemajuan dalam relay digital dan relay numerik, indikator selalu dibuat bekerja secara redundan. Relay selalu dilengkapi dengan indikator yang mengindikasikan kondisi pasokan daya relay, di mana relay dalam keadaan menyala, dan indikator lain untuk menunjukkan relay dalam keadaan normal. Informasi peringatan atau indikator yang tersedia dapat diinterogasi secara lokal melalui *man machine interface* seperti papan ketik dan tampilan *liquid cristal display* atau secara remote menggunakan kanal komunikasi yang tersedia. ^[2]

2.18 TRIPPING SIRKUTT

Rangkaian tripping adalah salah satu komponen yang sangat penting dalam sistem proteksi sebab walaupun sederhana namun kelalaian pada waktu perancangan dapat mengakibatkan kegagalan yang pada akhirnya bisa berakibat fatal atas sistem tenaga listrik. Meskipun relay mutakhir sudah dilengkapi kontak relay proteksi yang dapat tahan hingga beberapa puluh amper, namun karena mahalnya harga relay maka pada umumnya jarak kontak relay proteksi dihubungkan langsung dengan kumparan tripping alat pemutus tenaga PMT. Dalam praktiknya kontak-kontak relay proteksi sering harus dilindungi dari kerusakan akibat salah kerja.

Terdapat tiga jenis rangkaian pelindung yang umumnya digunakan, yaitu perlindungan seri, penguatan parallel, dan penguatan parallel dengan perlindungan seri yang masing-masing dapat digambarkan seperti terlihat pada gambar 2.19.

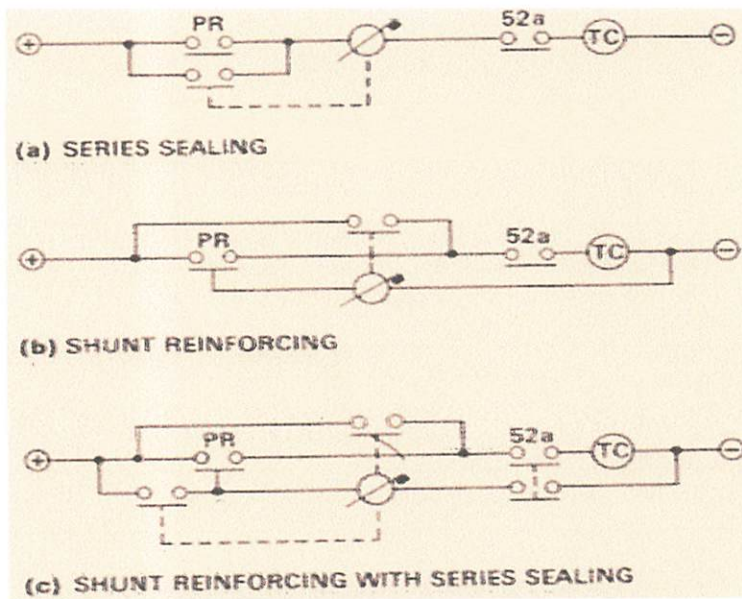
Indikator dengan beberapa parameter terdapat dalam relay dan bisa digambarkan secara matematis sebagai indikator elektronik. Indikator elektronik terdiri dari penutup kecil yang dilubangi oleh relay proteksi untuk memunculkan arus. Indikator elektronik biasanya terdiri dari sebuah elemen jangka panjang sederhana di mana jangka pendek untuk memunculkan penutup untuk memperkirakan indikator di dalam atau indikator jangka panjang dalam bentuk Arus Kawat (AWR).

Tidak jenis terdapat ini berisikan diproses dengan menggunakan rangkaian motor yang digunakan untuk menggerakkan kejadian sehingga akan mampu (H) dapat tetap menjaga meskipun digunakan dalam relay. Dengan berbagai kemampuan dalam relay digital dan relay numerik, indikator adalah dibuat sebagai sumber referensi. Relay adalah ditangani dengan indikator yang mengindikasikan kondisi pasokan daya relay di mana relay dalam keadaan normal dan indikator lain untuk menunjukkan relay dalam keadaan normal. Informasi perincian dan indikator yang tersedia dapat ditelusuri secara lokal melalui www.wawawa.wawawa seperti papan kecil dan tampilan (AWR) www.wawawa untuk menggunakan kanal komunikasi yang tersedia.^[1]

2.18 TRIPPING

Rangkaian tripping adalah salah satu komponen yang sangat penting dalam sistem proteksi. Setelah waktu tertentu namun ketidaksiapan pada waktu pemunculan tripping mengakibatkan kegagalan yang pada akhirnya akan berakibat fatal dan sistem tenaga listrik. Akibatnya relay melindungi adalah ditangani kontak relay proteksi yang akan terdapat hingga beberapa puluh menit namun karena masalahnya bahwa relay tidak akan memunculkan jarak kontak relay proteksi dibubarkan langsung dengan kemampuan tripping dan pemutus tenaga (M). Dalam praktikanya kontak-kontak relay proteksi sering harus dibubarkan dari pemutus ini oleh salah satu.

Terlepas tiga jenis rangkaian pembatas yang umumnya digunakan yaitu perbandingan seri, perbandingan paralel dan perbandingan dengan perbandingan seri yang masing-masing dapat digambarkan seperti terdapat pada gambar 2.19.



Gambar 2.19 Rangkaian Tripping Tipikal

- Trip Coil Dihubung seri
- Diperkuat Secara Paralel
- Trip Coil Yang Diperkuat Secara Paralel Dengan Perlindungan

Di mana: 52a = Kontak Bantu PMT
 TC = Kumparan Tripping
 PR = Kontak Relay Proteksi

Pada relay elektromekanik, indikator yang bekerja secara elektrik dibuat bergerak hanya sesudah penutupan kontak utama terjadi secara sempurna. Hal ini dimaksudkan untuk menghindari gesekan beban tambahan pada elemen pengukur, yang pada jenis relay tertentu sering terkendala. Bila mau menggunakan indikator yang terkait langsung dengan kontak utama maka rancangannya harus dibuat tanpa menimbulkan kesulitan untuk menggerakkan indikator. Dalam hal ini indikator harus bekerja pada waktu kontak utama bekerja, namun indikator tersebut harus tidak boleh mendahului kerja kontak utama. Hal ini dimaksudkan untuk menghindarkan terjadinya indikasi tripping sebelum kerja tripping terlaksana secara lengkap.

Pada relay digital dan relay numerik, fungsi dan cara-cara tripping terdahulu sudah jauh ketinggalan dan tidak digunakan lagi. Kontak bantu miniature sudah tersedia bersama-sama dengan relay sebagai kontak keluaran yang dapat digunakan langsung untuk menggerakkan rangkaian tripping alat pemutus tenaga.

Keterbatasan kontak untuk melewatkan arus dan perlunya untuk menghindarkan kontak memutuskan arus trip coil secara langsung dengan kumparan tripping mengisyaratkan pentingnya pendesainan dan penataan rangkaian tripping sedemikian rupa sehingga sistem dapat bekerja dengan kehandalan yang tinggi. Meskipun hanya berlaku pada relay elektro mekanis namun sebagai bahan acuan historis dan untuk memberikan gambaran yang lebih jelas maka jenis dan cara perlindungan rangkaian tripping di atas perlu diuraikan lebih lanjut sebagaimana pada uraian berikut. [2]

2.18.1 Perlindungan Seri

Pada sistem perlindungan seri seperti terlihat pada gambar 2.19 (a), kumparan pelindung dihubungkan seri dengan rangkaian tripping coil. Kerjanya digerakkan dengan arus trip yang dipicu oleh bekerjanya kontak relay proteksi. Kontak relay pelindung kemudian akan mem-bypass kontak tripping PR (kontak relay proteksi) secara parallel. Dengan demikian relay proteksi dapat terbebas dari tugas lebih jauh untuk mempertahankan arus agar dapat terus mengalir pada rangkaian tripping tanpa memerlukan kontak tripping. Meskipun relay pelindung terhubung seri namun waktu tripping total tidak boleh terpengaruh. Di sini indikator tripping baru bekerja setelah kumparan tripping selesai melakukan tripping dengan sempurna. Kesulitan rancangan perlindungan seri ini adalah tingkat akurasi kerja yang perlu ditala sehingga impedansi relay pelindung dapat dipandang sebagai suatu elemen yang utuh dengan kumparan tripping yang tidak boleh mempengaruhi waktu kerja sistem proteksi.

Di sini impedansi kumparan pelindung harus rendah sedemikian rupa sehingga tegangan jatuh yang terjadi pada relay pelindung ini tidak boleh lebih dari 5% tegangan catu daya. Bila digunakan relay tripping kecepatan tinggi yang sekaligus memutuskan arus yang mengalir pada kumparan mereka sendiri maka elemen pelindung harus mampu mengasup indikator kerja secara cepat sebelum arus yang mengalir di putuskan.

Jika relay digital dan relay analog memiliki biaya dan konsumsi tenaga yang relatif sama, maka penggunaan relay digital akan lebih menguntungkan. Hal ini disebabkan karena relay digital tidak memerlukan daya kontrol yang minimum untuk beroperasi. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak.

Kelebihan relay digital adalah tidak memerlukan arus dan tenaga untuk mengoperasikan relay. Hal ini disebabkan karena relay digital menggunakan tenaga kontrol yang sangat sedikit untuk mengoperasikan beban. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak. Hal ini disebabkan karena relay digital tidak memerlukan daya kontrol yang minimum untuk beroperasi. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak.

2.1.1.1. Keuntungan

Keuntungan relay digital adalah tidak memerlukan arus dan tenaga untuk mengoperasikan relay. Hal ini disebabkan karena relay digital menggunakan tenaga kontrol yang sangat sedikit untuk mengoperasikan beban. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak. Hal ini disebabkan karena relay digital tidak memerlukan daya kontrol yang minimum untuk beroperasi. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak.

Keuntungan relay digital adalah tidak memerlukan arus dan tenaga untuk mengoperasikan relay. Hal ini disebabkan karena relay digital menggunakan tenaga kontrol yang sangat sedikit untuk mengoperasikan beban. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak. Hal ini disebabkan karena relay digital tidak memerlukan daya kontrol yang minimum untuk beroperasi. Selain itu, relay digital juga dapat digunakan untuk mengontrol beban yang lebih banyak.

Persyaratan tersebut akan menjadi faktor pertimbangan yang membatasi hingga sistem perlindungan seri ini jarang digunakan dalam praktik. ^[2]

2.18.2 Penguatan Paralel

Penguatan relay secara parallel dikembangkan untuk mengatasi kesulitan dan perlunya akurasi pada sistem perlindungan seri. Pada penguatan parallel diperlukan dua buah kontak relay proteksi, yaitu satu dihubungkan langsung dengan kumparan tripping alat pemutus tenaga sedang kontak kedua digunakan untuk mengumpukan relay pelindung.

Pada waktu relay kerja, arus akan terhubung langsung dengan kumparan tripping, namun dalam waktu yang sangat cepat kontak tersebut akan di bypass oleh salah satu kontak relay pelindung sedang kontak pelindung yang lain akan digunakan untuk mempertahankan pasokan daya pada kumparan pelindung sampai tripping selesai sempurna. Dari skematik diagram pada gambar 2.19.(b) dapat dilihat bahwa salah satu kontak pelindung akan melindungi kontak relay tripping sedang secara bersamaan akan memperkuat pasokan daya yang diperlukan kumparan trip hingga proses tripping dapat berlangsung dengan sempurna. Masalah yang timbul pada penguatan paralel ini adalah apabila kontak relay proteksi tetap bertahan (lengket) sehingga meskipun PMT sudah trip sempurna namun relay indikator tidak bisa direset keposisi normal. Hal ini bisa di atasi menggunakan kombinasi rangkaian penguat paralel dan perlindungan seri yang dijelaskan pada sub-bab berikut. ^[2]

2.18.3 Penguatan Paralel Dengan Perlindungan

Rangkaian ini merupakan perbaikan rangkaian penguatan paralel dimana kontak lain PR yang menggerakkan relay dilindungi (bypass) dengan kontak bantu relay pelindung seperti pada gambar 2.19. (c). Lagi pula untuk menghindarkan kemungkinan kemacetan reset, relay pelindung tidak dihubungkan langsung dengan polaritas negative baterai tetapi melalui salah satu kontak bantu PMT. Sementara itu untuk memantapkan kerja tripping maka relay pelindung ini dihubungkan dengan salah satu kontak bantu sehingga relay pelindung tersebut akan tetap kerja meskipun terjadi getaran mekanis yang dapat mempengaruhi kerja kontak relay proteksi.

Pergerakan tersebut akan menjadi faktor pertimbangan yang sangat penting dalam sistem perbandingan seri ini yang digambarkan dalam praktik.¹²¹

2.18.3. Penggunaan Paralel

Penggunaan relay secara paralel dilaksanakan untuk mengatasi kesulitan dan bentuk akurasi pada sistem perbandingan seri. Pada penggunaan paralel diperlukan dua buah kontak relay proteksi yaitu satu dihubungkan langsung dengan kumpulan triping alat lainnya tetapi sedang kontak kedua digunakan untuk mengontrol relay perbandingan.

Pada waktu relay triping akan terhubung langsung dengan kumpulan triping lainnya dalam waktu yang sangat cepat kontak tersebut akan di bypass oleh salah satu kontak relay proteksi sedang kontak perbandingan yang lain akan digunakan untuk memperlakukan pasokan daya pada kumpulan perbandingan sampai triping selesai sempurna. Hal semacam ini digambarkan pada gambar 2.19 (c) dapat dilihat bahwa salah satu kontak perbandingan akan melindungi kontak relay triping sedang secara bersamaan akan memperlakukan pasokan daya yang diperlukan kumpulan triping dengan proses triping dapat berlangsung dengan sempurna. Atas alasan yang timbul pada penggunaan paralel ini adalah apabila kontak relay proteksi telah berakhir (terjadi) sehingga membuat PMT sudah triping sempurna namun relay indikator tidak bisa direset keposisi normal. Hal ini bisa diatasi menggunakan kombinasi rangkaian perbandingan paralel dan perbandingan seri yang dijelaskan pada sub-bab berikut.¹²²

2.18.2. Penggunaan Paralel Dengan Perbandingan

Rangkaian ini merupakan perbaikan rangkaian penggunaan paralel dimana kontak lain PR yang menggunakan relay diindikasikan (bypass) dengan kontak batu relay perbandingan seperti pada gambar 2.19 (c). Lagi pula untuk menghindari kemungkinan kesalahan reset relay perbandingan tidak dihubungkan langsung dengan polaritas negative busbar tetapi melalui salah satu kontak busbar PMT. Sementara ini untuk memantapkan kerja triping maka relay perbandingan ini dihubungkan dengan salah satu kontak busbar sehingga relay perbandingan akan tetap bekerja meskipun terjadi gangguan mekanis yang dapat mempengaruhi kerja kontak relay proteksi.

Susunan rangkaian penguatan paralel dengan perlindungan seri ini dapat menghasilkan sebuah rangkaian tripping yang dapat bekerja lebih baik dan terjamin meskipun misalnya ada kemungkinan kontak bergetar baik karena getaran mekanis ataupun karena ketidaksempurnaan yang melekat pada kontak relay proteksi tersebut. Di samping itu kontak relay pelindung ini juga berfungsi untuk mencegah kerusakan kontak relay proteksi dari arus yang berlangsung lama yang mungkin disebabkan karena gejala kontak melekat karena pengaruh histerisis. Namun seperti dijelaskan di atas, hal yang perlu diperhatikan pada sistem seperti ini adalah perlunya menyediakan kontak bantu PMT tambahan yang perlu dihubungkan seri dengan kumparan rangkaian pelindung.^[2]

2.19 PEMANTAUAN RANGKAIAN TRIP

Rangkaian trip sistem-sistem tenaga listrik adalah rangkaian kendali yang sangat penting yang setiap saat kalau diperlukan harus siap untuk melakukan tripping terhadap gangguan yang setiap saat bisa terjadi. Berbeda dengan rangkaian kendali untuk menutup PMT, rangkaian trip pemutus tenaga sistem tenaga listrik adalah rangkaian yang dirancang tidak boleh gagal bila sewaktu-waktu diperlukan untuk melaksanakan perintah trip, khususnya yang disebabkan oleh gangguan. Oleh karena itu untuk menjamin rangkaian tersebut tersedia setiap saat, kondisi dan integritas rangkaian tersebut perlu di pantau sehingga kalau ada gangguan pada rangkaian akan dapat segera diberitahukan kepada operator sehingga dapat langsung diperbaiki seperlunya.

Rangkaian pemantau rangkaian trip (*trip circuit supervision*) terdiri dari susunan kontak relay proteksi, kontak auxilliary circuit breaker, lampu, rangkaian tripping termasuk semua kabel wiring dan terminal blok yang digunakan sebagai intermedia. Berbagai komponen tersebut diinterkoneksi satu sama lain sedemikian rupa sehingga dapat dibuat untuk melakukan pemantauan integritas rangkaian tripping. Susunan rangkaian tersebut disebut sebagai *trip circuit supervision*. Salah satu rangkaian *trip circuit supervision* sederhana terdiri dari lampu tanda rangkaian dalam keadaan sehat, sebagaimana di perlihatkan pada gambar 2.20.(a).

Tahanan yang dihubung seri dengan lampu adalah pembatas yang dipilih sedemikian sehingga *tripping coil* tidak bisa mentrip PMT yang mungkin bisa terjadi

Respon rangkaian potensial pada berbagai perubahan seri ini dapat mengklasifikasi sebuah rangkaian triping yang dapat lebih baik dan efisien meskipun misalnya ada korelasikan kontrol dengan baik karena ketahanan mekanik ataupun karena ketidaksempurnaan yang tidak pada kontak relay proteksi tersebut. Di samping itu kontak relay pe-indrang ini juga berfungsi untuk mencoba koreksikan kontak relay proteksi dan arus yang berlangsung lama yang mungkin disebabkan karena gejala kontak mekanik karena pengaruh historis. Namun seperti dijelaskan di atas ini yang perlu diperhatikan pada sistem seperti ini adalah perlunya menyederhanakan kontak pada PMT tambahan yang perlu dibubungi an seri dengan kemampuan rangkaian pemrograman.

2.19 PEMANTAPAN WAKTUAN TRIP

Rangkaian trip sistem-sistem tenaga listrik adalah rangkaian kendali yang sangat penting yang selain saat kontak diperlukan harus siap untuk melakukan triping terhadap gangguan yang sedang terjadi. Berbeda dengan rangkaian kendali untuk menampung PMT, rangkaian trip pemutus tenaga listrik adalah rangkaian pemutus dimana tidak boleh gagal bila *sewaktu-waktu* diperlukan untuk melaksanakan perintah trip khususnya yang disebabkan oleh gangguan. Oleh karena itu untuk menjamin rangkaian tersebut setiap saat kondisi dan integritas rangkaian tersebut perlu di pantau selangit karena ada gangguan pada rangkaian akan dapat secara diperlihatkan kepada operator sehingga dapat langsung diperbaiki secepatnya.

Rangkaian pemutus rangkaian trip (*trip* *time* *delay*) terdiri dari susunan kontak relay proteksi, kontak auxiliary circuit, pemutus tenaga triping, terminal busbar semua kabel yang digunakan sebagai intermedial. Berbagai komponen tersebut dimonitor/keaktifan satu sama lain sedemikian rupa sehingga dapat dibuat untuk melakukan pemantauan integritas rangkaian triping. Susunan rangkaian tersebut disebut sebagai *trip* *time* *delay* (*trip* *time* *delay* *trip* *time* *delay*) sebagai salah satu rangkaian yang *sewaktu-waktu* diperlukan dalam rangkaian dalam kontak semua sebagai di perlihatkan pada gambar 2.20 (a).

Terdapat yang dibubungi seri dengan lampiran adalah pemutus yang dipilih sedemikian sehingga *trip* *time* *delay* tidak bisa menjadi PMT yang mungkin bisa terjadi

karena ada hubung singkat pada internal rangkaian tripping, seperti misalnya terhubung singkatnya lampu tersebut.

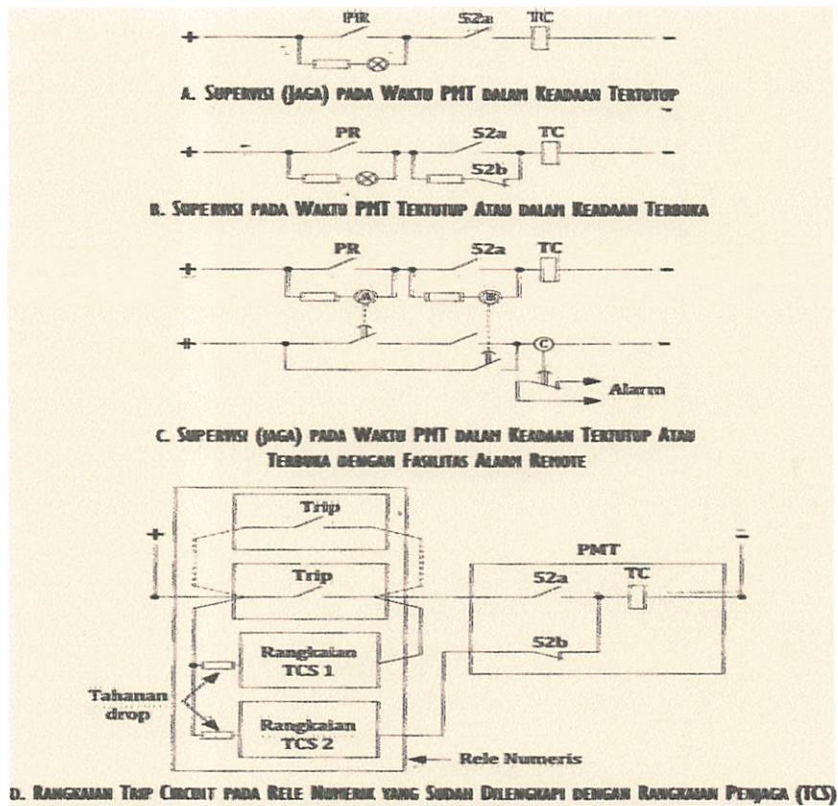
Susunan rangkaian tersebut dapat digunakan untuk melakukan supervisi kontinuitas rangkaian tripping pada waktu PMT dalam keadaan tertutup. Gambar 2.20. (b) memperlihatkan cara lain dengan menggunakan kontak bantu tambahan yang dalam keadaan normal tertutup dan sebuah unit tahanan yang dapat melakukan tugas supervisi baik pada waktu PMT tertutup ataupun dalam keadaan terbuka. Cara lain adalah dengan menambahkan tombol tekan tambahan yang dalam keadaan normal terbuka yang dihubungkan secara seri dengan lampu sehingga indikasi supervisi dapat dilihat hanya bila kita perlukan, yaitu dengan menekan tombol tekan tersebut.

Skema rangkaian dengan menggunakan lampu untuk mengindikasikan kontinuitas sirkuit sebenarnya sudah cukup baik dan memadai bagi suatu instalasi yang di kontrol secara lokal, tetapi bila membutuhkan indikasi yang perlu dikirimkan ke tempat yang jauh maka rangkaian tersebut perlu dikembangkan menggunakan sistem relay seperti terlihat pada gambar 2.20. (c).

Bila sirkuit dalam keadaan sehat maka satu dari relay A atau B atau keduanya bekerja untuk men-energise relay C. Agar dimungkinkan untuk men-drop off relay C maka kedua relar A dan B harus reset. Relay A, B dan C dibuat terdiri dari relay jenis pewaktu (*time delay*), yaitu untuk dapat disusun sedemikian dapat mencegah *spurious alarm* selama operasi tripping ataupun selama proses penutupan PMT.

Tahanan dipasang terpisah dari relay dan harganya dipilih sedemikian rupa sehingga bila salah satu komponen tahanan tersebut terhubung singkat tetap tidak dapat menyebabkan kerusakan. Tegangan catu dc untuk keperluan alarm harus dibuat terpisah dan tidak tergantung pada tegangan catu rangkaian tripping sedemikian rupa sehingga indikasi selalu tersedia meskipun terjadi gangguan supply pada rangkaian tripping. Gambar 2.20. (d) menunjukkan implementasi supervisi skema trip circuit dengan menggunakan fasilitas relay numerik modern. ^[2]

Indikasi remote maupun kontak *auxiliary* tambahan dapat deprogram melalui *programmable logic control* (PLC) yang tersedia pada relay proteksi tersebut. [2]



Gambar 2.20 Supervisi Rangkaian Tripping

2.20 FAKTOR-FAKTOR YANG MEMPENGARUHI SISTEM PROTEKSI

Ada 4 faktor utama yang mempengaruhi suatu sistem proteksi, yaitu:

2.20.1 Ekonomi

Masalah ekonomi merupakan masalah penting. Proteksi tidak menghasilkan sesuatu dan tidak dibutuhkan pada kondisi normal, sayangnya gangguan dan masalah tidak selalu muncul, jadi dapat dengan mudah diputuskan untuk tidak membuang-buang uang untuk proteksi bila tidak ada masalah. Setiap engineer berharap sistem proteksi

tidak dibutuhkan, namun bila muncul gangguan, proteksi menjadi sangat vital dan berarti. [7]

2.20.2 Faktor Personalitas

Apa, bilamana, dan dimana kondisi yang tidak diharapkan akan terjadi pada sistem tenaga hampir tidak mungkin diramalkan, dan kemungkinan terjadi sangat tidak terbatas. Dengan demikian engineer harus mampu mendesain suatu sistem proteksi yang dapat mengatasi semua kemungkinan yang terjadi berdasarkan perhitungan dan pengalaman masa lampau. Hal ini menjadikan proteksi sebagai sebuah *SENI* selain sebagai *SCIENCE*. Meskipun telah banyak teknologi yang dikembangkan, dan sistem proteksi yang disarankan namun belum ada standard yang berlaku untuk itu. Jadi sistem proteksi sangat merepleksikan personalitas dari engineer yang mendesainnya. [7]

2.20.3 Lokasi Pemutus dan Peralatan Masukan

Proteksi hanya dapat diterapkan dimana PMT atau peralatan pemutus lain dan CT beserta PT berada guna mengisolir dan memantau informasi mengenai gangguan dan masalah dalam sistem tenaga.

2.20.4 Indikasi Gangguan

Masalah, gangguan dan kondisi yang tidak dapat ditolerir harus memiliki perbedaan yang signifikan dengan kondisi normal dan mampu ditolerir. Beberapa sinyal atau perubahan besaran harus mampu ditangani dan relay dapat mendeteksi perubahan itu. Besaran-besaran yang harus ditangani antara lain : arus, tegangan, impedansi, reaktansi, daya, faktor daya, arah arus atau daya, frekuensi, temperatur, dan tekanan. Perubahan yang cukup signifikan dari besaran diatas mungkin menjadi indikasi adanya masalah atau kondisi tidak normal dan relay harus dapat beroperasi. Kunci dari selektivitas dan aplikasi proteksi yang pertama adalah menentukan besaran apa yang harus ditangani untuk membedakan keadaan normal dan tidak normal. Dari informasi ini, relay atau sistem relay dapat menentukan apakah harus bereaksi atau tidak. Jika tidak terdapat perbedaan yang cukup signifikan antara kondisi normal dan tidak normal, maka proteksi tidak mungkin bereaksi. Contoh yang sering terjadi pada sistem distribusi. Pada saat terjadi *accident* atau keadaan yang mengakibatkan jaringan terenergize atau terjadi

tidak dibuktikan, namun bisa muncul gangguan. Protokol menjadi sangat vital dan penting.

2.30.3 Faktor Personalitas

Apakah kemampuan dan dinamika kondisi yang tidak diharapkan akan terjadi pada sistem tenaga dapat tidak mungkin dimunculkan dan kemampuan terjadi sangat tidak terbalik. Dengan demikian engineer harus mampu mendesain suatu sistem protokol yang dapat mengatasi semua kemungkinan yang terjadi berdasarkan pertimbangan dan pengalaman masa lampau. Hal ini menjadikan protokol sebagai sebuah SWW selain sebagai SWW. Miskipun telah banyak teknologi yang dikembangkan dan sistem protokol yang dilaksanakan namun belum ada standar yang berlaku untuk itu. Hal ini sistem protokol sangat mempengaruhi personalitas dari engineer yang mendesainnya.

2.30.3 Lokasi Pemutus dan Perlatan Mekanik

Protokol harus dapat dilaksanakan dimana PWT atau pemutus pemutus lain dan CT busbar CT berada guna mengisolir dan meminum informasi mengenai gangguan dan masalah dalam sistem tenaga.

2.30.4 Indikator Gangguan

Masalah gangguan dan kondisi yang tidak dapat ditolerir harus memiliki perbedaan yang signifikan dengan kondisi normal dan mampu ditolerir. Beberapa sinyal atau perubahan besaran harus mampu diabaikan dan relay dapat mendeteksi perubahan itu. Besaran-besaran yang harus diabaikan antara lain : arus tenaga, impedansi, reaktansi, daya faktor daya, arah arus daya, frekuensi, temperatur, dan tekanan. Perubahan yang cukup signifikan dari besaran diatas mungkin menjadi indikator adanya masalah atau kondisi tidak normal dan relay harus dapat beroperasi. Kunci dari selektivitas dan aplikasi protokol yang pertama adalah menentukan besaran apa yang harus diabaikan untuk membedakan keadaan normal dan tidak normal. Dari informasi ini relay atau sistem relay dapat menentukan apakah harus beraksi atau tidak. Jika tidak terdapat perbedaan yang cukup signifikan antara kondisi normal dan tidak normal maka protokol tidak mungkin beraksi. Kondisi yang sering terjadi pada sistem distribusi pada saat terjadi kelebihan atau keadaan yang mengakibatkan jaringan tenagaix atau terjadi

hubung tanah, hal ini tidak boleh terjadi, namun bila gangguan ini sangat kecil atau mendekati nol, sedangkan besaran lain tidak berubah, maka dalam kondisi ini tidak satupun relay yang mampu mendeteksinya. [2]

2.20.5 Analisis Gangguan Sistem

Studi gangguan sangat penting dalam aplikasi sistem proteksi. Untuk proteksi gangguan fasa dibutuhkan studi gangguan tiga fasa, sedangkan untuk proteksi gangguan-tanah diperlukan studi gangguan satu fasa ke tanah. Studi harus mencakup tegangan urutan nol dan tegangan/arus urutan negatif. Hal ini dibutuhkan terutama bila sensor arah gangguan tanah diperlukan. Pada jaringan, informasi mengenai besar gangguan dari sisi ujung jaringan pada saat *breaker* terbuka diperlukan dalam banyak kasus. Arus yang tercatat haruslah arus yang akan melalui relay atau fuse bukan arus gangguan total yang terjadi. Studi harus mencantumkan satuan dan besaran yang ada dan digunakan. [5]

2.20.6 Beban Maksimum dan Batasan Ayunan Sistem

Beban maksimum yang diperbolehkan lewat pada peralatan dalam waktu singkat atau dalam operasi darurat, dimana peralatan proteksi tidak boleh bekerja harus dinyatakan secara khusus. Apabila diketahui, maksimum ayunan sistem dimana sistem tenaga dapat bertahan setelah terjadi gangguan transien tersebut perlu dicantumkan. [7]

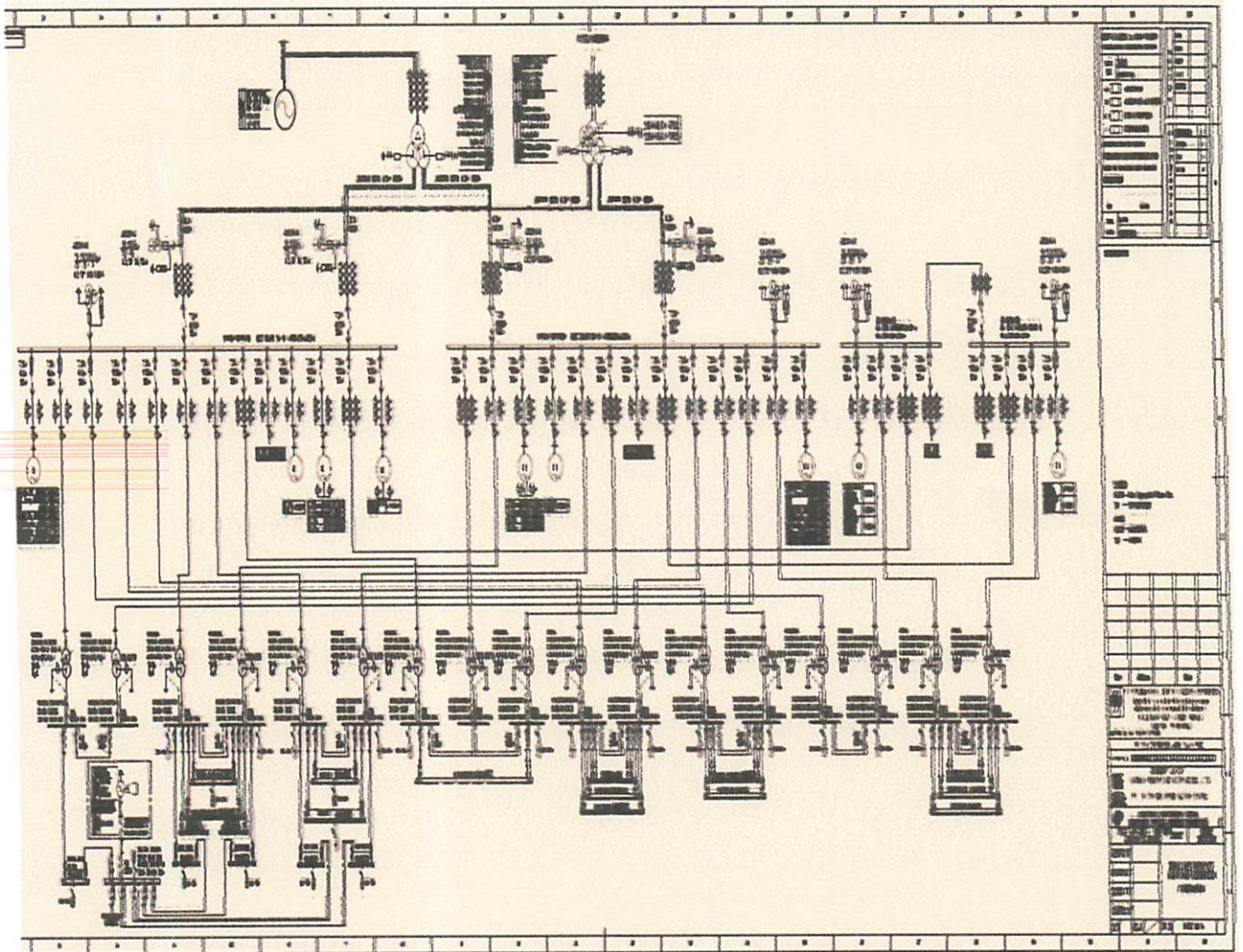
2.20.7 Lokasi CT dan PT, Rasio dan Hubungannya

Data ini biasanya telah diperlihatkan pada diagram satu garis sistem, namun data yang ada biasanya tidak lengkap atau kurang jelas. Apabila terdapat peralatan multi ratio, maka ratio atau tap yang harus digunakan harus pula dinyatakan dengan jelas. Pentanahan dari PT atau peralatan lain yang bertegangan harus dinyatakan dengan jelas pula. [7]

2.21 HARGA PERUNIT DAN PERSEN

Sistem tenaga elektrik beroperasi pada tegangan tertentu. Umumnya satuan yang dipergunakan untuk menyatakan besaran tegangan ini adalah kilovolt (kV). Sistem seperti ini berfungsi pula untuk mendistribusikan sejumlah besar daya elektrik. Satuan yang dipergunakan untuk menyatakan daya elektrik ini adalah kilovolt-ampere (kVA) dan megavolt-ampere (MVA). Besaran-besaran ini, dan besaran lain seperti kilowatt

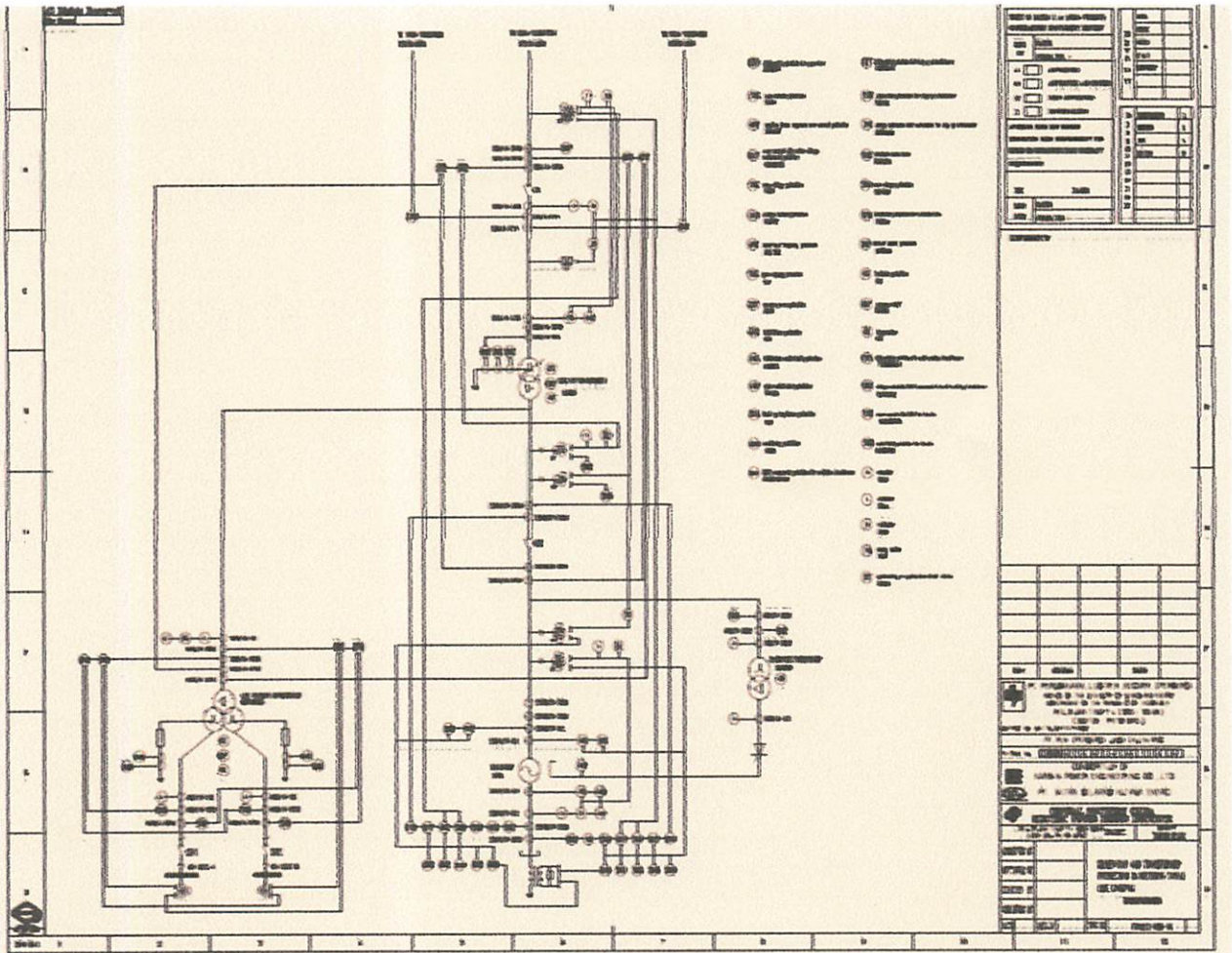
(kW), kilovars (kVAR), ampere (A), Ohm (Ω), fluks dan lainnya biasanya dinyatakan dalam per-unit (pu) atau dalam persen (%) dari harga dasarnya atau harga acuannya. Penggunaan besaran pu dan persen kerap digunakan karena mudah menyatakan dan menghitungnya, terutama bila terdapat perbedaan level tegangan dan ukuran peralatan dalam sistem tersebut. [2]



Gambar 2.21 Skema Sistem Tenaga Listrik PLTU Paiton Unit 9

Komponen utama dari sebuah sistem tenaga elektrik adalah sistem pembangkitan, sistem Transmisi dan sistem Distribusi. Tipikal sebuah sistem tenaga elektrik di perlihatkan dalam Gambar 2.15. Insinyur sistem tenaga elektrik sangat memperhatikan operasi sistem dan pengaruh gangguan terhadap sistem yang bila terjadi dapat menyebabkan kerusakan pembangkit dan menghentikan suplai energi listrik. Gangguan-

gangguan ini dapat berupa hubung singkat, konduktor terbuka atau ayunan sistem yang disebabkan oleh sambaran petir, kegagalan pembangkit atau kesalahan manusia. Untuk dapat sesegera mungkin dalam mengisolir gangguan yang terjadi, sistem tenaga elektrik dibagi-bagi dalam zona proteksi tertentu dan relay digunakan untuk memantau besaran-besaran elektrik pada zona-zona tersebut. Bila terjadi perubahan besaran elektrik di zona tertentu, relay akan menginisiasi proses pemutusan guna mengisolir zona tersebut. [2]



Gambar 2.22 Diagram Satu Garis Proteksi Generator, Transformator Dan Metering
Single Line PLTU Paiton Unit 9

2.22 DEFINISI PERUNIT DAN PERSEN

Persen artinya 100 kali pu. Keduanya dapat digunakan dan pilihan sistem yang akan digunakan tergantung kepada pemakainya, penggunaan % atau pu harus dinyatakan dalam setiap analisis yang dikerjakan. Harga pu dari besaran elektrik yang digunakan merupakan ratio besaran tersebut terhadap besaran acuan atau besaran dasar, ratio ini tanpa dimensi dan merupakan bilangan desimal. Besaran aktual, seperti tegangan (V), arus (I), daya (P), daya reaktif (Q), volt-ampere (VA), resistansi (R), reaktansi (X) dan impedansi (Z) dapat dinyatakan dalam pu atau % sebagai berikut:

$$\text{Besaran dalam pu (Per Unit)} = \frac{\text{Besaran Aktual}}{\text{Besaran Dasar atau Acuan}} \dots\dots\dots 2.5$$

$$\text{Besaran Dalam \% (Persen)} = (\text{Besaran Perunit}) \times 100 \dots\dots\dots 2.6$$

Dengan demikian besaran per unit dan persen tidak mempunyai dimensi, sementara itu besaran aktual, yaitu besaran scalar atau besaran kompleks yang dinyatakan sesuai dengan dimensi dan satuan masing-masing seperti volt, amper, watt, ohm dan lain-lain. Nilai dasar dapat dipilih secara bebas tergantung besaran yang paling disukai. Besaran volt, amper, volt amper, dan impedansi adalah besaran-besaran yang paling berhubungan pada harga dasar sedemikian untuk setiap pemilihan dua harga dasar akan menentukan harga dua besaran lain. Bila ditentukan harga dasar tegangan dan arus maka harga dasar impedansi dan volt-amper dapat di tentukan.

Harga dasar impedansi adalah besarnya tegangan jatuh yang sama besarnya dengan tegangan dasar bila arus yang mengalir pada impedansi tersebut sama dengan harga dasar arus. Harga dasar volt-amper pada sistem fasa tunggal adalah hasil perkalian antara tegangan dasar dengan arus dasar. Biasanya volt-amper dasar dan tegangan dasar dalam kilovolt adalah besaran-besaran yang dipilih untuk menentukan besaran dasar.

Untuk sistem satu fasa atau tiga fasa di mana istilah arus yang dimaksud adalah arus yang mengalir pada saluran. Sedangkan tegangan yang dimaksud adalah harga tegangan fasa ke netral dan daya volt-amper adalah daya per fasa.

Rumus-rumus berikut memberikan relasi antara berbagai harga-harga tersebut, sebagai berikut:

$$\text{Arus dasar (Amper)} = \frac{\text{KVA}_{1\phi} \text{ dasar}}{\text{Tegangan dasar, kV}_{L-N}} \dots\dots\dots 2.7$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{\text{Tegangan dasar, kV}_{L-N}}{\text{Arus dasar, A}} \dots\dots\dots 2.8$$

$$\text{Impedansi dasar} \equiv \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{L-N})^2 \times 1000}{\text{KVA}_{1\phi} \text{ dasar}} \dots\dots\dots 2.9$$

$$\text{Impedansi dasar} \equiv \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{L-N})^2}{\text{MVA dasar}} \dots\dots\dots 2.10$$

$$\text{Daya dasar, kW}_{1\phi} = \text{kVA}_{1\phi} \text{ dasar} \dots\dots\dots 2.11$$

$$\text{Daya dasar, MW}_{1\phi} = \text{MVA}_{1\phi} \text{ dasar} \dots\dots\dots 2.12$$

$$\text{Impedansi per – unit elemen rangkaian} = \frac{\text{Nilai Impedansi Aktual, } \Omega}{\text{Nilai impedansi dasar, } \Omega} \dots\dots\dots 2.13$$

Tanda 1 ϕ dan L-N masing-masing menandakan nilai per fasa dan tegangan line ke netral. [2]

2.22.1 Keuntungan Besaran Per Unit dan Persen

Beberapa keuntungan penggunaan satuan per unit dan persen dapat diuraikan sebagai berikut:

1. Impedansi ekuivalen per unit setiap trafo adalah sama dilihat dari sisi primer maupun sisi sekunder.
2. Impedansi trafo pada sistem tiga fasa adalah sama, tanpa perlu memperhitungkan jenis hubungan trafo, misalnya pada hubungan Y-Y, delta-wai, wai-delta atau delta-delta.

3. Satuan per unit tidak tergantung pada perubahan tegangan dan pergeseran sudut fasa karena melalui trafo dan tegangan dasar dalam kumparan adalah sesuai dengan jumlah belitan dalam kumparan.
4. Pabrikan biasanya menentukan impedansi equipment dalam unit atau persen pada daya dasar (kVA atau MVA) atau tegangan dasar (V atau kV) sehingga rating impedansi dapat digunakan langsung bila harga dasar yang digunakan sama dengan harga dasar yang tertera di plat nama perangkat tersebut.
5. Impedansi per unit dari berbagai rating peralatan yang berbeda-beda berada dalam skala yang sempit, sementara pada nilai impedansi aktualnya mereka dapat saling berbeda jauh.
6. Dengan demikian bila nilai aktualnya tidak diketahui maka harga pendekatan yang sesuai dapat ditentukan. Harga-harga tipikal untuk berbagai jenis equipment selalu tersedia yang bisa diperoleh dari berbagai sumber dan buku referensi. Demikian pula kebenaran satuan yang ditentukan dapat diperiksa jika harga-harga tipikalnya diketahui.
7. Dengan menggunakan satuan per unit atau persen maka kebingungan antara daya sistem satu fasa dengan daya sistem tiga fasa akan berkurang. Demikian kesulitan dalam hal konversi antara tegangan kawat-kawat dan tegangan kawat ke netral akan menjadi lebih sederhana.
8. Satuan per unit sangat berguna dalam simulasi analisis sistem *steady state* dan dalam analisis keadaan transien sistem tenaga.
9. Dalam perhitungan gangguan maupun perhitungan tegangan sumber atau tegangan driving, biasanya di asumsikan dengan 1.0 p.u.
10. Hasil perkalian antara dua besaran dalam unit tetap mempunyai dimensi yang sama, sementara agar satuan dari perkalian dua besaran dalam persen tetap dalam persen maka hasil perkalian tersebut harus dibagi dengan 100.
11. Itulah sebabnya dalam berbagai perhitungan lebih disukai menggunakan satuan unit ketimbang persen.
12. Representasi data suatu sistem tenaga listrik dalam satuan unit lebih mudah diartikan dibandingkan representasi data konvensional karena pada sistem tenaga yang sama dapat dibandingkan langsung. ^[2]

2.22.2 Relasi Umum Besaran Sistem Tenaga Listrik

Relasi antara berbagai besaran yang berlaku umum dalam sistem tenaga listrik tiga fasa diperlihatkan pada jenis hubungan wai-delta sebagaimana ditunjukkan pada gambar 2.23.

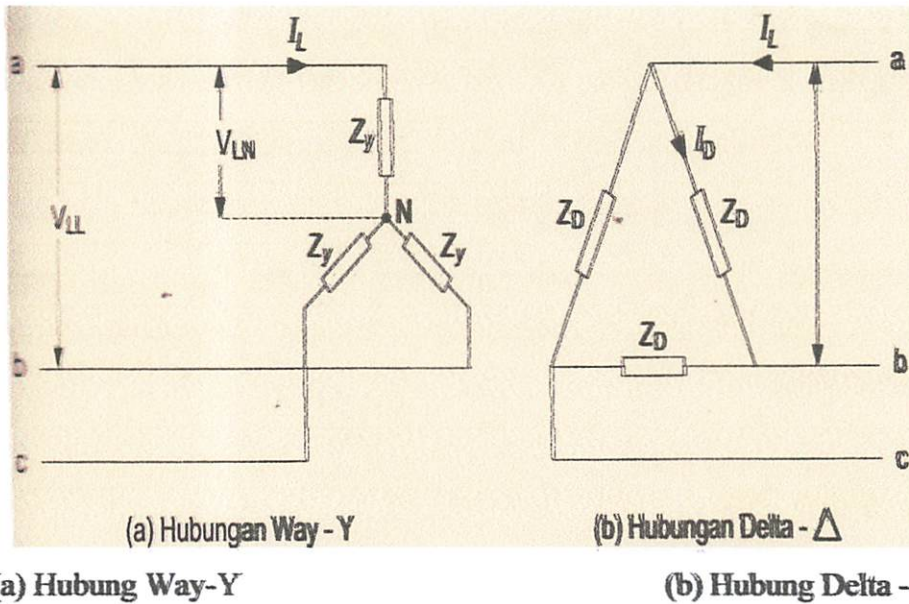
Untuk kedua jenis hubungan ini, persamaan berikut dapat diberlakukan.

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} V_{LL} I_L \text{ (VA)} \dots\dots\dots 2.14$$

$$V_{LL} = \sqrt{3} V_{LN} \text{ (V)} \dots\dots\dots 2.15$$

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{LL}} \text{ (A)} \dots\dots\dots 2.16$$

Dimana $S = P + jQ$ adalah daya semu dalam satuan volt-ampere (VA, kVA, MVA), P adalah daya aktif dalam watt (W, kW, MW) dan Q adalah daya reaktif dalam var (VAR, kVAR, MVAR).



Gambar 2.23 Hubung Impedansi Pada sistem tiga fasa

Dari ketiga persamaan di atas dapat di tentukan besarnya impedansi dan arus dalam kumparan delta sebagai berikut:

1. Impedansi terhubung Y (Gambar 2.23. (a))

$$Z_Y = \frac{V_{LN}}{I_L} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{S_{3\phi}}$$

$$= \frac{V_{LL}^2}{S_{3\phi}} \text{ (}\Omega\text{)} \dots\dots\dots 2.17$$

2. Impedansi terhubung delta (Gambar 2.23. (b))

$$I_D = \frac{I_L}{\sqrt{3}} \text{ (A)} \dots\dots\dots 2.18$$

$$Z_D = \frac{V_{LL}}{I_D} = \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{I_L} \text{ (A)} = \sqrt{3} V_{LL} \times \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{S_{3\phi}}$$

$$= \frac{3V_{LL}^2}{S_{3\phi}} \text{ (}\Omega\text{)} \dots\dots\dots 2.19$$

$$I_D = \frac{V_{LL}}{Z_D} = \frac{S_{3\phi}}{3V_{LL}} \text{ (A)} \dots\dots\dots 2.20$$

Persamaan-persamaan di atas memperlihatkan bahwa besaran-besaran S, V, I dan Z saling berkorelasi sehingga pemilihan setiap dua besaran tersebut dapat digunakan untuk menentukan dua besaran lainnya. Biasanya jenis hubungan diasumsikan adalah hubungan Y (Wai), sehingga persamaan 2.11 samapai dengan persamaan 2.14 adalah persamaan yang paling umum digunakan pada perhitungan sistem tenaga listrik.

Perlu diingat bahwa asumsi hubungan Y digunakan dan hubungan delta, yaitu untuk menghindari kerancuan. Bila digunakan hubungan delta maka untuk keperluan perhitungan hubungan tersebut harus dikonversi ke besaran Y.

Pada persamaan 2.14 sampai persamaan 2.16 impedansi kumparan dalam hubungan Y di anggap sama. Dari persamaan-persamaan ini $Z_D = 3Z_Y$ atau $Z_Y = \frac{Z_D}{3}$. Persamaan ini sangat berguna dalam perhitungan, yaitu untuk mengkonversikan impedansi hubungan delta menjadi hubungan Y ekuivalen.

Sebaliknya, bila diperlukan, maka persamaan 2.16 dan 2.17 dapat di gunakan langsung untuk menyatakan impedansi dan arus dalam besaran atau kuantitas hubungan delta. [2]

2.22.3 Besaran Dasar

Untuk mengurangi simbol maka dalam uraian lebih lanjut simbol daya semu S akan diganti dengan kVA dan MVA, sedang volt diganti dengan kV. Besaran dasar adalah besaran scalar sehingga bilangan fasor tidak diperlukan dalam persamaan dasar. Dengan demikian persamaan untuk harga-harga dasar dapat dinyatakan dari persamaan 2.13, 2.15 dan persamaan 2.16 dengan subkrip B untuk menandakan untuk menandakan basis atau dasar sebagai berikut:

$$\text{Untuk daya dasar : } kV_{AB} = \sqrt{3} kV_B I_B \text{ (kVA) } \dots\dots\dots 2.21$$

$$\text{Untuk arus : } I_B = \frac{kV_{AB}}{\sqrt{3} kV_B} \text{ (A) } \dots\dots\dots 2.22$$

$$\text{Untuk impedansi : } Z_B = \frac{V_B^2 \times 1000}{kV_{AB}} \text{ (\Omega) } \dots\dots\dots 2.23$$

Dan mengingat 1000 x harga MVA kVA, maka impedansi dasar dapat juga dinyatakan sebagai berikut:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{MVA_B} \text{ (\Omega) } \dots\dots\dots 2.24$$

Dalam studi sistem tenaga, praktik yang umum digunakan sebagai tegangan dasar adalah tegangan nominal dank VA atau MVA dapat digunakan sebagai daya dasar. Daya dasar 100 MVA banyak digunakan dalam perhitungan. Tegangan sistem yang biasanya ditentukan adalah tegangan fasa ke fasa. Inilah tegangan yang digunakan sebagai tegangan dasar pada persamaan 2.18 hingga persamaan 2.21. [2]

2.22.4 Hubungan Per Unit Impedansi dengan Persen Impedansi

Impedansi dalam per unit ditentukan dalam ohm (Z_Ω) dari persamaan 2.10 dengan mensubstitusikannya ke dalam persamaan 2.21 sebagai berikut:

$$Z_{pu} = \frac{Z_\Omega}{Z_B} = \frac{MVA_B Z_\Omega}{kV_B^2} \text{ atau } \frac{MVA_B Z_\Omega}{1000kV_B^2} \dots\dots\dots 2.25$$

Atau dalam notasi persen

$$\%Z = \frac{100MVA_B Z_\Omega}{kV_B^2} \text{ atau } \frac{MVA_B Z_\Omega}{10kV_B^2} \dots\dots\dots 2.26$$

Jika kita menginginkan nilai impedansi dalam ohm diambil dari harga per unit atau dari harga persen, maka persamaan impedansi akan menjadi sebagai berikut;

$$Z_\Omega \equiv \frac{MVA_B Z_{pu}}{MVA_B} \text{ atau } \frac{1000kV_B^2 Z_{pu}}{kVA_B} \dots\dots\dots 2.27$$

$$Z_\Omega \equiv \frac{kV_B^2 (\%Z)}{100MVA_B} \text{ atau } \frac{kV_B^2 (\%Z)}{kVA_B} \dots\dots\dots 2.28$$

Harga impedansi bisa dalam bentuk skalar atau dalam bentuk phasor. Persamaan-persamaan di atas berlaku juga dalam perhitungan maupun reaktansi. Satuan per unit di anjurkan untuk digunakan pada waktu pembagian karena dapat terhindar dari kesalahan pembulatan bilangan di belakang koma (Desimal).

Arus dalam amper atau impedansi dalam ohm harus mengacu ke tegangan dasar spesifik atau terhadap sisi primer atau sisi sekunder trafo. Tegangan dalam volt harus jelas terhadap kumparan yang mana, apakah terhadap kumparan primer atau sekunder, sisi tegangan tinggi atau sisi tegangan rendah. Demikian seterusnya.

Pada waktu menentukan impedansi, tahanan atau reaktansi dalam per unit, dua satuan dasar harus dijelaskan. Dasar MVA atau kVA dan kV ditentukan dengan persamaan 2.22 sampai 2.25. Tanpa kedua besaran dasar ini maka satuan unit atau persen menjadi tidak berarti apa-apa.

Pada umumnya untuk perangkat-perangkat sistem tenaga kedua satuan dasar tersebut dinyatakan pada papan nama (*name plate*) equipment tersebut atau pada gambar-gambar yang diberikan pabrik atau dari dokuenn lain yang diberikan. Kalau terdapat beberapa rating (penanda), maka pada umumnya asumsi penggunaan rating normal untuk menghitung harga per unit atau persen di anggap benar.

Pada dasarnya, bila terdapat beberapa harga rating maka pabrik pembuat selalu menambahkan catatan secara spesifik tentang nilai-nilai dasar yang digunakan untuk

menyatakan satuan per unit atau persen. Gambar-gambar harus selalu mengindikasikan secara jelas dasar MVA atau kVA yang digunakan, khususnya pada sistem satuan impedansi yang telah direduksi terhadap harga umum yang di normalisasi dimana terdapat berbagai jenis tegangan sistem. Bila tidak demikian maka impedansi per unit dan persen setiap equipment pada setiap gambar dan dokumen lain harus di ikuti dengan tegangan dan daya dasar yang digunakan.

Untuk tegangan dalam perunit atau dalam persen, yang diperlukan hanya tegangan dasar yang diperlukan. Misalnya tegangan 90% dari sistem 150kv berarti adalah 135 kV. Sementara itu untuk menyatakan arus dalam per unit atau dalam persen maka diperlukan satu atau dua harga dasar.

Kalau ditentukan harga dasar arus maka harga dasar arus tersebut sudah cukup untuk menentukan harga per unit atau persennya. Misal bila dinyatakan arus 0.90 per unit Pada pada harga dasar 1000 A, maka nilai arus tersebut adalah 900 A. Pada kasus tertentu di mana lebih umum menggunakan dasar MVA (atau kVA) dan kV maka persamaan 2.19 dengan persamaan 2.20 digunakan untuk menghitung harga dasar.

Pada harga dasar 100 MVA, maka arus dasar adalah sebagai berikut:

$$I_B = \frac{1000 \times 100}{\sqrt{3} \times 150} = 385,35 \text{ A pada tegangan dasar } 150 \text{ kV} \dots\dots\dots 2.29$$

Dengan demikian harga arus 385.35 A adalah 1 per unit atau 100% pada sistem tegangan 150 kV. [2]

2.22.5 Impedansi Trafo dalam Per Unit dan Persen

Sebagaimana telah di indikasikan pada subbab sebelumnya (**keuntungan besaran per unit dan persen**) salah satu keuntungan dengan menggunakan satuan per unit atau persen adalah bahwa perhitungan sistem tidak lagi tergantung pada jenis tegangan dan sudut pergeseran fasa karena melalui trafo yang terdapat pada sistem, sebab tegangan dasar pada berbagai terminal yang berbeda adalah proporsional terhapa jumlah belitan pada kumparan terkait.

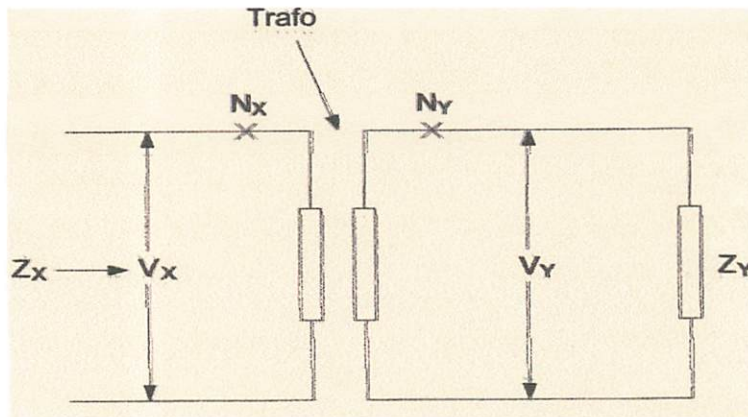
Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada analisis berikut. Pada dasarnya impedansi pada satu sisi sebuah trafo dinyatakan oleh pangkat dua perbandingan rasio trafo atau

sama dengan pangkat dua perbandingan primer dan sekunder bila tegangan-tegangan adalah identik dan proporsional terdapat jumlah belitan pada masing-masing kumparan primer dan sekunder. Dengan demikian pada trafo seperti pada gambar 2.24 di bawah, impedansi Z_Y pada jumlah belitan kumparan N_Y bisa hadir sebagai Z_X dan N_X pada sisi kumparan lain sebagai berikut;

$$Z_X = \left(\frac{N_X}{N_Y}\right)^2 Z_Y = \left(\frac{V_X}{V_Y}\right)^2 Z_Y (\Omega) \dots\dots\dots 2.30$$

Impedansi dasar pada kedua sisi trafo diperbolehkan persamaan 2.30 sebagai berikut

$$Z_{XB} = \frac{V_X^2}{MVA_B} (\Omega) \dots\dots\dots 2.31$$



Gambar 2.24 Impedansi Satu Fasa Dari Sistem Tiga Fasa

Di mana kV_X adalah pada dasar sisi X, sedang

$$Z_{YB} = \frac{kV_Y^2}{MVA_B} (\Omega) \dots\dots\dots 2.32$$

Di mana kV_Y adalah pada dasar sisi Y. Dengan mengambil perbandingan rasio

Z_{XB} dengan Z_{YB} maka hasilnya dapat dinyatakan sebagai berikut

$$\frac{Z_{XB}}{Z_{YB}} = \frac{kV_X^2}{kV_Y^2} = \left(\frac{N_X}{N_Y}\right)^2 \dots\dots\dots 2.33$$

Di mana jumlah belitan adalah identik dan proporsional terhadap tegangan. Impedansi per unit yang dapat diperoleh dari persamaan 2.10 dan persamaan 2.27 adalah sebagai berikut:

$$Z_X \text{ p. u} = \frac{Z_X (\Omega)}{Z_{XB}} = \left(\frac{N_X}{N_Y}\right)^2 \left(\frac{N_Y}{N_X}\right)^2 \frac{Z_Y (\Omega)}{Z_{YB}}$$

$$= \frac{Z_Y (\Omega)}{Z_{XB}} \dots\dots\dots 2.34$$

Dengan demikian, seperti telah disebut di atas, impedansi per unit adalah sama untuk kedua sisi trafo. [2]

Contoh:

Pandanglah sebuah trafo Tr 150/20 kV, 50 MVA, X 10%. Artinya harga, X = 10% dihitung pada daya dasar 50 MVA, tegangan dasar 20 kV dilihat dari sisi kumparan 20 kV adalah sama dengan perhitungan nilai X bila dilihat dari sisi kumparan 150 kVnya. Dengan demikian nilai impedansi per unit atau persen tidak tergantung pada level tegangan dan jenis hubungan kumparan apakah Wai-Delta; Delta-Wai; Y-Y atau Delta-Delta.

Hal tersebut menandakan bahwa impedansi per unit maupun persen sepanjang sistem tenaga listrik tidak tergantung dari level tegangan asalkan menggunakan daya dasar MVA yang sama dan perbandingan lilitan kedua kumparan adalah identik dengan perbandingan antara tegangan-tegangan

Impedansi aktual trafo dalam ohm antara sisi 20 kV dengan 150 kV adalah berbeda sebagaimana dapat ditunjukkan dengan persamaan berikut:

Dengan menggunakan persamaan 2.2 dilihat dari sisi 20 kV dan sisi 150 kV diperoleh;

$$jX = \frac{20^2 \times 10}{100 \times 50} = 0.8 \text{ Ohm} \dots\dots\dots 2.35$$

$$jX = \frac{150^2 \times 10}{100 \times 50} = 45 \text{ Ohm} \dots\dots\dots 2.36$$

KI mana jumlah belitan adalah identik dan proporsional terhadap tegangan impedansi per unit yang akan diperoleh dari persamaan 5.10 dan persamaan 5.27 adalah sebagai berikut:

$$X_{ZB} \cdot \frac{V_{ZB}}{V_{ZB}} = \frac{X_{ZB}}{V_{ZB}} \cdot \left(\frac{V_{ZB}}{V_{ZB}} \right) \cdot \left(\frac{V_{ZB}}{V_{ZB}} \right) = \frac{X_{ZB}}{V_{ZB}} \cdot \frac{V_{ZB}}{V_{ZB}} \cdot \frac{V_{ZB}}{V_{ZB}}$$

5.14 $\frac{X_{ZB}}{V_{ZB}}$

Dengan demikian seperti telah dibahas di atas impedansi per unit adalah sama untuk kedua sisi trafo. [5]

Contoh:

Pandanglah sebuah trafo Tr 150/20 kV, 50 MVA, X 10%. Angka dasar X = 10% dihitung pada daya dasar 50 MVA, tegangan dasar 20 kV dililit dari sisi kumparan 20 kV adalah sama dengan perhitungannya nilai X bila dililit dari sisi kumparan 150 kVnya. Dengan demikian nilai impedansi per unit akan persen tidak tergantung pada level tegangan dan jenis hubungan kumparan apakah Wd-Delta, Delta-Wd, Y-Y atau Delta-Delta.

Hal tersebut menunjukkan bahwa impedansi per unit merupakan persen sepanjang sistem tenaga listrik tidak tergantung dari level tegangan asalkan menggunakan daya dasar 50 MVA yang sama dan perbandingan lilitan kedua kumparan adalah identik dengan perbandingan antara tegangan-tegangan.

Impedansi akan tetap dalam ohm sama sisi 20 kV dengan 150 kV adalah berbeda sebagaimana dapat ditunjukkan dengan persamaan berikut:

Dengan menggunakan persamaan 5.1 dililit dari sisi 20 kV dan sisi 150 kV diperoleh:

5.15 $X_{ZB} = \frac{100 \times 10}{20^2} = 0,25 \text{ pu}$

5.16 $X_{ZB} = \frac{100 \times 10}{150^2} = 0,45 \text{ pu}$

Dengan menggunakan persamaan 2.36, kebenaran ini dapat diperiksa ulang sebagai berikut:

$$0.8 \text{ ohm} = \left(\frac{20^2}{150} \right) 45 = 0.8 \text{ ohm} \dots\dots\dots 2.37$$

2.23 KOMPONEN SIMETRIS

Metode perhitungan dengan komponen simetris adalah suatu perangkat praktis yang dapat digunakan untuk mengerti dan untuk menganalisis operasi sistem tenaga listrik dalam keadaan tidak seimbang, seperti misalnya pada waktu gangguan fasa-fasa ke tanah, kawat fasa-fasa dalam keadaan putus, beban tidak seimbang dan lain sebagainya. Secara khusus teori komponen simetris ini menjadi sangat perlu mengingat prinsip kerja relay proteksi didasarkan pada besaran-besaran komponen simetris.

Dalam praktiknya terdapat berbagai cara dan model perangkat lunak yang dapat digunakan untuk studi gangguan yang dapat digunakan untuk menghitung arus dan tegangan pada berbagai jenis gangguan. Model-model perangkat lunak komputer yang tersedia saat ini sudah sangat modular yang memungkinkan perhitungan dengan data-data mulai dari ukuran sedang, besar, hingga sangat besar, yang dapat diselesaikan dengan cepat dan mudah. Salah satu perangkat lunak komputer yang secara komersial telah digunakan untuk studi analisis arus dan tegangan dalam berbagai jenis gangguan pada komponen-komponen sistem tenaga listrik, adalah *software ETAP Power Station*.

Pada komponen simetris ini terdapat tiga set komponen simetris, yaitu komponen urutan positif, negative, dan komponen urutan nol yang berlaku baik untuk arus maupun tegangan. Komponen urutan positif terdiri dari tiga arus dan tegangan fasa ke netral yang seimbang yang dibangkitkan oleh sistem pembangkit tenaga listrik. Komponen tersebut mempunyai besaran yang sama dan fasa mereka saling tergeser satu sama sebesar 120°. Sama seperti urutan positif, urutan negatif juga terdiri dari tiga fasor yang sama besar dan masing-masing saling tergeser 120°. Beda hanya terletak pada arah putaran di mana urutan negatif berputar pada arah yang berlawanan dengan arah urutan positif. Jadi bila misalnya urutan positif berputar dengan urutan a, b, c maka urutan negatif menjadi a, c,

Dengan menggunakan persamaan 2.36, kebocoran ini dapat diperiksa ulang sebagai berikut:

$$0.8 \text{ ohm} = \left(\frac{200}{150} \right) (12 - 0.8 \text{ ohm}) \dots \dots \dots 2.37$$

2.3.3. KOMPONEN SIMETRIS

Metode perhitungan dengan komponen simetris adalah suatu pemecahan praktis yang dapat digunakan untuk menganalisis operasi sistem tenaga listrik dalam keadaan tidak simetris, seperti misalnya pada waktu gangguan fase-fase ke tanah, kawat fase-fase dalam keadaan putus, beban tidak simetris dan lain sebagainya. Secara khusus teori komponen simetris ini menjadi sangat penting prinsip kerja setiap proteksi didasarkan pada besaran-besaran komponen simetris.

Prinsip praktiknya adalah sebagai berikut: model perantara untuk setiap gangguan untuk studi gangguan yang dapat digunakan untuk menghitung arus dan tegangan pada berbagai jenis gangguan. Model-model perantara untuk komponen yang tersedia saat ini adalah sangat modular yang memungkinkan dengan data-data mulai dari ukuran sedang, besar hingga sangat besar yang dapat diselesaikan dengan cepat dan mudah. Setiap saat perantara untuk komponen yang secara komersial telah di pasaran untuk studi analisis arus dan tegangan dalam berbagai jenis gangguan pada komponen-komponen sistem tenaga listrik adalah sebagai berikut: ATW, Kover, Shuntor.

Pada komponen simetris ini terdapat tiga set komponen simetris yaitu komponen urutan positif, negatif dan komponen urutan nol yang belahan baik untuk arus maupun tegangan. Komponen urutan positif terdiri dari tiga arus dan tegangan fase ke neutral yang simetris yang dibangkitkan oleh sistem pembangkit tenaga listrik. Komponen urutan negatif ini besaran yang sama dan fase berkebalikan saling teggeser satu sama lain sebesar 120°. Sama seperti urutan positif, urutan negatif juga terdiri dari tiga fasor yang sama besaran dan masing-masing saling teggeser 120°. Beda hanya terletak pada arah putaran di mana urutan negatif berputar pada arah yang berlawanan dengan arah urutan positif. Jadi bila misalkan urutan positif berputar dengan urutan ar. b. c maka urutan negatif menjadi ar. c. b.

b. Dan bila urutan positif berputar sesuai dengan a, c, b maka urutan negatif menjadi a, b, c.

Anggota pasangan fasor-fasor urutan nol juga berputar berlawanan arah putaran jarum jam namun masing-masing sama besar dan selalu berendeng pada fasa yang sama. Ketiga fasor baik arus maupun tegangan dapat dinyatakan sebagai $I_{a0} = I_{b0} = I_{c0}$ atau $V_{a0} = V_{b0} = V_{c0}$. Meskipun analisis komponen simetris sangat erat kaitannya dalam studi gangguan, namun pada kesempatan ini pembahasan analisis komponen simetris ini tidak akan dibahas secara khusus. Namun untuk kebutuhan praktis, pada berbagai pembahasan dan contoh perhitungan dan representasi analisis komponen simetris tanpa membahasnya secara lebih rinci. [2]

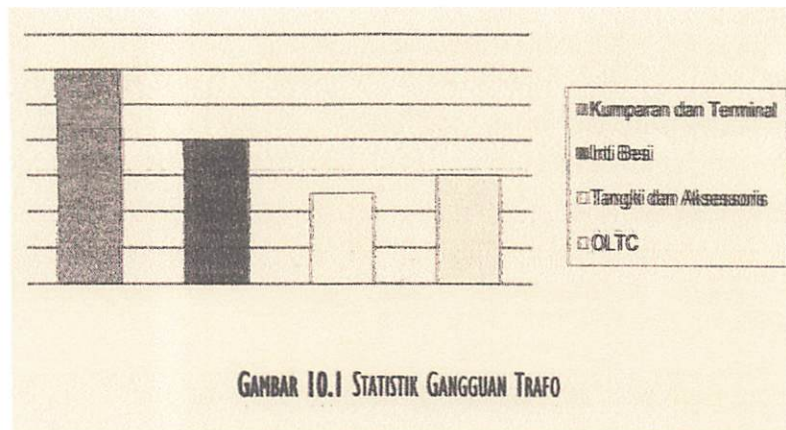
2.24 PROTEKSI TRAFODAYA

Kemajuan pengembangan tegangan listrik ekstra tinggi maupun tegangan ultra tinggi ini tentunya tidak bisa dilepaskan dari kemajuan teknologi isolasi yang sekarang ini sudah mampu hingga ribuan kilo volt khususnya dalam penerapannya dalam pembuatan trafo-trafo ekstra tinggi maupun ultra tinggi tersebut. Tergantung dari jenis tegangan dan urgensi trafo pada jaringan, kebijakan-kebijakan maupun pertimbangan-pertimbangan dalam memilih sistem proteksi trafo daya adalah berbeda-beda. Namun sistem proteksi trafo daya pada prinsipnya dilakukan dengan menghindarkan trafo mengalami panas ataupun gaya-gaya elektrodinamis yang berlebihan berlangsung pada waktu yang cukup lama. Ini berarti, bila gangguan terjadi maka trafo tersebut harus di isolasi sesegera mungkin. Secara teknis dan ekonomis Trafo distribusi yang kecil dapat di amankan dengan baik hanya dengan menggunakan sekering pengaman lebur dan relay arus lebih. Sejauh ini sistem pengamanan masih bisa dilakukan dengan waktu tunda (*time delay*) yang dikoordinasikan secara hierarkis sesuai dengan posisi peralatan-peralatan yang mau diamankan dalam jaringan. Namun untuk trafo daya yang besar, setiap gangguan harus di isolasi dengan sesegera mungkin tanpa kelambatan waktu. Hal ini mengingat besarnya pengaruh gangguan yang terjadi yang dapat mempengaruhi sistem stabilitas, keandalan operasi sistem tenaga listrik dan termasuk faktor ekonomis mengingat harga trafo yang sangat mahal bila sampai terjadi kerusakan. [2]

Gangguan-gangguan trafo pada umumnya dapat diklasifikasikan atas beberapa kategori sebagai berikut:

1. Gangguan pada kumparan dan terminal trafo
2. Gangguan pada inti trafo
3. Gangguan pada tangki dan asesoris trafo
4. Gangguan akibat kerja tak normal
5. Gangguan permanen atau gangguan akibat luar

Dari berbagai sumber dan pengalaman-pengalaman perusahaan listrik, persentasi gangguan trafo paling banyak adalah gangguan pada kumparan dan terminal, di-ikuti dengan kerusakan inti besi, disusul dengan gangguan pada perangkat OLTC dan gangguan-gangguan pada tangki dan asesoris lain seperti dapat dilihat pada gambar 2.20 di bawah ini



Gambar 2.25 Statistik gangguan trafo

2.25 GANGGUAN KUMPARAN

Sebagaimana pada sistem proteksi lainnya, faktor yang sangat penting dalam merencanakan sistem proteksi suatu trafo adalah besar arus gangguan. Besarnya gangguan-gangguan pada sebuah trafo tergantung dari beberapa faktor sebagai berikut:

1. Impedansi sumber
2. Reaktansi bocor trafo
3. Tegangan gangguan
4. Jenis hubungan kumparan trafo
5. Hubungan kumparan

Sehubungan dengan faktor-faktor di atas, berikut ini adalah berbagai kasus arus gangguan trafo-trafo tenaga yang akan di tinjau satu demi satu sebagai berikut:

1. Titik Netral Ditanahkan Melalui Impedansi

Pada sistem dengan netral ditanahkan dengan impedansi, besarnya arus gangguan kumparan ke tanah tergantung dari nilai impedansi pentanahan dan juga sebanding dengan jarak letak gangguan dari titik netral trafo atau besarnya tegangan pada titik gangguan tersebut.

Besar arus pada kumparan primer pada waktu terjadi gangguan pada kumparan sekunder tergantung dari perbandingan lilitan primer dengan lilitan sekunder yang terganggu. Dengan demikian, besar arus primer juga berbeda-beda tergantung dari lokasi letak gangguan tersebut pada kumparan sekunder. Ini berarti bahwa arus gangguan primer ditentukan oleh pangkat dua dari bagian kumparan yang terhubung singkat. Gangguan-gangguan yang terjadi pada bagian-bagian kumparan yang dekat dengan titik netral. Pada sistem dengan netral ditanahkan dengan impedansi pada keadaan tertentu kadang tidak terasa pada sisi kumparan primer sehingga sulit terdeteksi oleh relay proteksi.

2. Titik Netral Ditanahkan Langsung

Pada trafo dengan netral di tanahkan langsung, besar arus gangguan tergantung dari besarnya reaktansi bocor kumparan, yang dalam bentuk kompleks tidak linier dan bisa sangat berbeda-beda tergantung dari posisi gangguan tersebut. Sebagaimana halnya pada sistem yang ditanahkan dengan impedansi, besar tegangan pada setiap titik letak gangguan yang berbeda-beda juga merupakan faktor sangat penting dalam menentukan besar arus gangguan. Tetapi pada sistem dengan pentanahan langsung ini. Besarnya reaktansi bocor turun dengan sangat cepat pada lokasi-lokasi yang semakin mendekati

titik netral sehingga arus gangguan hubung singkat pada kumparan dekat titik netral bisa lebih tinggi dari gangguan pada ujung kumparan.

3. Kumparan Hubung Delta

Pada kumparan yang terhubung delta, tidak ada bagian kumparan yang bekerja pada tegangan ke tanah kurang dari 50% dari tegangan fasa. Dengan demikian variasi besar arus gangguan adalah lebih kecil dari arus gangguan kumparan hubung bintang. Namun arus gangguan sebenarnya tetap masih tergantung dari metode pentanahan yang digunakan; lagi pula harus kita ingat bahwa impedansi kumparan hubungan delta khususnya adalah tinggi terhadap arus yang mengalir pada titik tengah salah satu kumparan. Impedansi bisa berada antara 25% sampai 50%, tergantung pada rating trafo tanpa peduli pada besarnya (keadaan keseimbangan) arus normal yang mengalir melalui impedansi. Mengingat tegangan sebelum gangguan (prefault voltage) terhadap tanah pada titik tersebut adalah setengah dari tegangan fasa normal, arus gangguan tanah tidak akan lebih besar dari arus nominal atau bahkan mungkin lebih kecil sedikit dari nilai tersebut bila sistem pentanahan impedansi sumber diperhitungkan.

Arus akan mengalir ke titik gangguan dari masing-masing sisi melalui dua setengah kumparan dan akan dibagi antara dua fasa-fasa. Arus masing-masing fasa dengan demikian akan relatif kecil sehingga sulit untuk dideteksi untuk keperluan pengamanan.

4. Gangguan Antar Fasa Kumparan

Gangguan-gangguan antar fasa pada trafo dalam praktiknya relatif jarang terjadi, namun bila juga terjadi maka arus yang timbul akan sangat besar, jauh lebih besar dari arus-arus gangguan fasa ke tanah seperti yang sudah di bahas di atas.

5. Gangguan Antar Gulungan

Pada trafo tegangan rendah, kegagalan isolasi antar kumparan agaknya relatif jarang terjadi, kecuali bila kumparan mengalami gaya-gaya mekanis akibat terjadinya gangguan hubung singkat eksternal yang mengakibatkan penurunan kekuatan isolasi ataupun karena isolasi minyak telah menjadi kotor karena sudah lama dipakai.

Pada sisi lain trafo tegangan tinggi yang tersambung dengan jaringan sistem transmisi dapat mengalami tegangan surja dengan muka curam yang diakibatkan oleh sambaran petir atau tegangan surja hubungan maupun gangguan lain yang memasuki trafo tersebut. Besar tegangan surja tersebut dapat beberapa kali dari tegangan nominal sistem. Mengingat muka gelombang surja bisa mengandung atau terdiri dari komponen frekuensi tinggi maka pada waktu memasuki trafo, tegangan surja tersebut akan terkonsentrasi atau akan menumpuk pada ujung belitan kumparan trafo yaitu pada belitan terdekat yang tersambung dengan saluran. Selanjutnya tegangan akan terdistribusi secara non linier hingga ke ujung titik netral.

Dalam keadaan acak, beberapa dari belitan tersebut dapat mengalami resonansi sehingga dapat mengalami tegangan sampai 20 kali lipat dari tegangan nominalnya. Meskipun mungkin secara teknis dapat diusahakan untuk meningkatkan kekuatan isolasi antar gulungan disekitar ujung kumparan namun tidaklah praktis bila dinaikkan sampai melebihi kekuatan isolasi ke tanah yang relatif tinggi.

Dengan demikian bila terjadi resonansi, bisa saja akan terjadi kegagalan parsial antar gulungan. Bila kemungkinan kegagalan ini tidak terantisipasi pada tahap lebih dini pada akhirnya akan dapat mengakibatkan kerusakan yang parah. Hubung singkat antar beberapa belitan kumparan dalam raktiknya hanya akan menghasilkan arus gagguan yang sangat kecil yang mengalir pada sirkuit tertutup.

6. Gangguan Inti Besi

Kontak langsung antara lamel-lamel inti Trafo dapat menimbulkan arus Eddy yang dapat menimbulkan panas berlebihan yang serius. Baut-baut yang mengapit lamel-lamel biasanya diisolasikan untuk menghindari tingginya arus Eddy. Bila bagian-bagian dari inti trafo tersebut mengalami cacat maka pada akhirnya dapat menghasilkan panas pada bagian yang cacat tersebut yang pada akhirnya dapat merusak isolasi inti sehingga lama kelamaan kumparan tersebut akhirnya rusak.

Meskipun rugi-rugi inti tambahan dapat menaikkan pemanasan lokal, namun tidak akan secara signifikan dapat mempengaruhi besarnya arus yang mengalir pada kumparan dan dengan demikian biasanya tidak dapat terdeteksi oleh alat pengaman biasa. Tetapi

apapun kondisinya harus diusahakan agar gejala-gejala tersebut dapat dideteksi sebelum terjadi gangguan yang lebih serius. Dalam trafo jenis Oil Immersed pemanasan ini secara signifikan dapat mengakibatkan kerusakan isolasi dari minyak trafo yang diikuti oleh timbulnya gas. Gas-gas yang timbul akan menyelinap kedalam konservator yang akhirnya dapat digunakan untuk menggerakkan suatu relay mekanis.

7. Gangguan Tangki

Berkurangnya minyak trafo akibat adanya kebocoran pada bagian tangki bisa mengakibatkan persoalan yang sangat serius, seperti berkurangnya kekuatan isolasi kumparan atau karena berkurangnya kemampuan minyak untuk mendinginkan panas yang timbul pada trafo tersebut. Pemanasan berlebihan dapat juga terjadi akibat pembebanan lebih terlalu lama, tersumbatnya saluran-saluran pendingin karena minyak yang menggumpal atau karena kegagalan dari kipas-kipas dan pompa-pompa sistem pendingin.

8. Gangguan Eksternal

Secara umum sumber-sumber tekanan abnormal dalam trafo antara lain adalah:

- a. Beban lebih
- b. Sistem gangguan
- c. Tegangan lebih
- d. Frekuensi sistem turun

9. Beban Lebih

Beban lebih dapat menaikkan rugi-rugi tembaga dan sekaligus dapat menyebabkan kenaikan temperatur. Pembebanan trafo secara berlebihan dapat memperburuk isolasi yang pada akhirnya dapat mendahului kegagalan. Gangguan hubung singkat eksternal yang hanya dibatasi oleh besarnya reaktansi trafo bisa jadi juga menimbulkan panas bila tidak ditanggulangi dengan cepat. Cara pembebanan lebih trafo jenis Oil Immersed yang bisa dilakukan pada trafo dapat dilihat pada standar IEC.

Dalam praktiknya, trafo selalu dilengkapi dengan perangkat yang dapat digunakan untuk memantau temperatur kumparan dan minyak trafo dan biasanya akan

membangkitkan alarm bila temperatur kumparan ataupun minyak naik melebihi batas tertentu. Nilai konstanta waktu panas dari trafo jenis pendingin alami (natural cooled trafo) berada sekitar 2.5 sampai dengan 5 jam. Nilai konstanta yang lebih pendek bisa diperoleh bila kita gunakan sistem pendingin paksa jenis *forced-cooled trafo*.

10. Gangguan Yang Dapat Ditahan

Arus hubung singkat relatif sangat berperan dalam derajat kenaikan pemanasan suatu trafo penyulang. Disini rugi-rugi tembaga naik sebanding dengan pangkat dua arus gangguan yang mengalir. Menurut IEC lama arus hubung singkat yang dapat ditahan oleh trafo tanpa merusak bila arus hanya dibatasi oleh reaktansi sendiri kumparan dapat dilihat pada tabel 2.1 dibawah ini.

Tabel 2.1 Level Ketahanan Gangguan

Reaktansi Trafo (%)	Arus Gangguan (Perkalian Arus Rating)	Lama Gangguan yang Diizinkan (Detik)
4	25	2
5	20	2
6	16.6	2
7	14.2	2

Dapat dicatat bahwa tekanan mekanis maksimum pada kumparan terjadi pada periode siklus pertama arus gangguan. Hal ini sangat perlu diperhatikan pada waktu perencanaan, desain dan rekayasa produksi suatu trafo.

2. Gangguan Tegangan Lebih

Ada dua jenis tegangan lebih yang mungkin terjadi pada trafo yaitu tegangan surja peralihan dan tegangan lebih frekuensi daya. Tegangan lebih surja (*Surge voltage*) dapat bersumber dari gangguan-gangguan, switching dank arena sambaran petir yang sering menimbulkan gangguan antar gulungan pada kumparan. Tegangan-tegangan lebih ini biasanya dapat dibatasi dengan mem-bypass terminal tegangan tinggi ke tanah seperti dengan menggunakan sela batang yang dibuat seri dengan tahanan non linier atau dengan

meningkatkan aliran dari komponen-komponen lain, tidak melebihi batas tertentu. Nilai konstanta w akan panas dari ratio jenis pendingin aliran (natural cooled ratio) berkisar sekitar 2,5 sampai dengan 3 jam. Nilai konstanta yang lebih pendek bisa diperoleh bila kita gunakan sistem pendingin paksa jenis *water-cooled* atau *air*.

10. Gangguan Yang Dapat Diturunkan

Arus hubung singkat relatif sangat berperan dalam derajat keandalan pemrosesan suatu unit penyuling. Dikini juga perlu kita sadari bahwa tingkat gangguan yang diakibatkan oleh gangguan yang mengenai Aerator HCC pada arus hubung singkat yang dapat diabaikan atau tanpa masalah bila arus hanya dibatasi oleh tekanan sendiri. Komponen dapat dilihat pada tabel 2.1 dibawah ini.

Tabel 2.1 Level Keandalan (Gangguan)

Keandalan Ratio (%)	Arus (Gangguan) (Perkiraan Arus Rating)	Arus (Gangguan yang Diizinkan) (Ampere)
4	25	3
2	50	2
0	100	2
7	145	2

Dapat dilihat bahwa tekanan maksimum maksimum pada kompartemen terjadi pada periode siklus pertama arus gangguan. Hal ini sangat perlu diperhatikan pada waktu pemrosesan desain dan kapasitas produksi suatu pabrik.

2. Gangguan Tegangan Lebih

Ada dua jenis tegangan lebih yang mungkin terjadi pada ratio yaitu tegangan surja petir dan tegangan lebih frekuensi daya. Tegangan lebih surja (*surge voltage*) dapat bersumber dari gangguan-gangguan *switching* dan secara sederhana petir yang sering menimbulkan gangguan saat hubungan pada kompartemen. Tegangan-tegangan lebih ini biasanya dapat dibatasi dengan mem-pas terminal tegangan tinggi ke busbar seperti dengan menggunakan set busbar yang dibuat seri dengan terminal non-fitter dan dengan

surge diverter. Berbeda dengan sela batang maka dengan menggunakan Arrester atau *Surge Diverter*, bukan hanya besarnya tegangan lebih yang dibatasi tetapi ia dapat melakukan pemadaman arus susulan dengan sendirinya. Pada sela batang arus susulan hanya bisa dilakukan dengan mentrip atau mengisolasi trafo dari sumber jala-jala listrik.

Tegangan lebih frekuensi daya bisa timbul sebagai akibat gagalnya isolasi atau karena secara proporsional karena kenaikan fluks kerja. Pengaruh yang terakhir ini mengakibatkan rugi-rugi inti besi dan yang secara tidak proporsional menaikkan arus magnetisasi. Fluks dialihkan dari amel-amel inti besi ke bagian-bagian struktur besi lainnya (misal, baut-baut pengapit) yang seharusnya tidak mengalami magnetisasi. Baut-baut tersebut yang dalam keadaan normal mengalami sedikit fluks dapat mengalami fluks tinggi yang dialihkan sebagai konsekuensi inti besi yang mengalami kejenuhan tinggi. Kejadian ini akan menaikkan temperatur baut-baut, merusak isolasi dan pada akhirnya memperburuk keadaan trafo bila tidak dilakukan tindakan pencegahan secara tepat.

12. Frekuensi Turun

Pengaruh frekuensi turun mempunyai pengaruh pada kerapatan (density) fluks, sama sebagaimana pengaruh tegangan lebih.

Suatu trafo pada dasarnya dapat dioperasikan pada level tegangan lebih tertentu sesuai dengan kenaikan frekuensi, tetapi frekuensi pada terminal masukkan tegangan trafo yang terlalu rendah tidak dapat dibiarkan terjadi secara terus-menerus. Kriteria operasi trafo antara lain adalah perbandingan tegangan terhadap frekuensi dalam per unit, misalnya bila kondisi $V/f > 1$ maka pengoperasian trafo harus dihentikan. Biasanya tegangan tertinggi yang dapat ditahan trafo sesuai dengan rancangannya digunakan base *unit voltage*.^[5]

2.26 SERBUAN MAGNETISASI

Faktor lain yang perlu dipertimbangkan dalam penerapan relay pengaman trafo adalah gejala magnetisasi. Pada waktu suatu trafo di nyalakan maka akan terjadi suatu gejala yang biasanya disebut serbuan magnetisasi (*magnetizing inrush*). Gejala ini terjadi

yang diberikan. Untuk dengan sel kawat maka dengan menggunakan resistor atau Zener. Namun, bukan hanya besarnya tegangan lebih yang dibatasi tetapi ia dapat melakukan pemadaman arus sesuai dengan sebidanya. Pada sel kawat arus susulan hanya bisa dilakukan dengan menipis atau mengisolasi arus dari sumber jala-jala listrik.

Tegangan lebih tidak dapat diisolasi sebagai akibat adanya isolasi arus karena secara proporsional karena koefisien fluks kerja. Pengaruh yang terakhir ini mengakibatkan rugi-rugi inti besi dan yang secara tidak proporsional menaikkan arus magnetisasi. Fluks dihasilkan dari anel-anel inti besi ke bagian-bagian struktur besi lainnya (misal, bus-bus pemipit) yang seharusnya tidak mengalami magnetisasi. Bus-bus tersebut yang dalam keadaan normal mengalami sedikit fluks dapat mengalami fluks tinggi yang dihasilkan sebagai konsekuensi inti besi yang mengalami kejutan tinggi. Kejadian ini akan mengakibatkan temperatur bus-bus, merusak isolasi dan pada akhirnya mempengaruhi keadaan arlo bila tidak dilakukan tindakan pencegahan secara tepat.

1.2. Tekniksel Turan

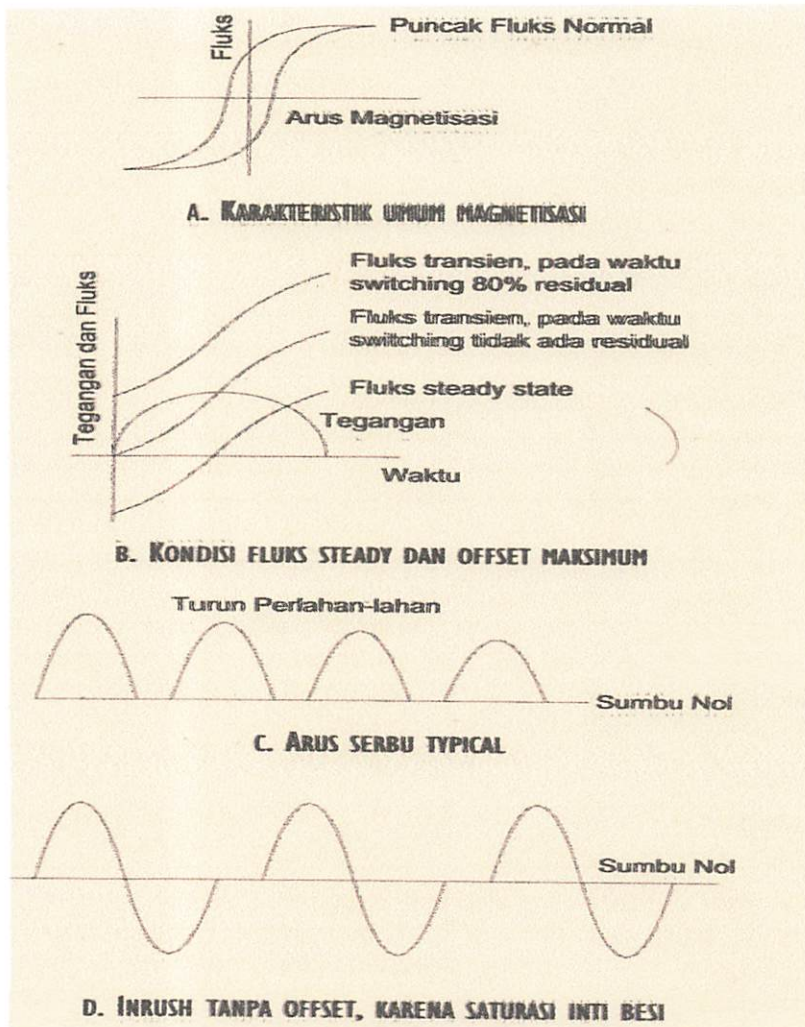
Pengaruh tekniksel turan merupakan pengaruh pada kawat (besi) fluks sama sebagaimana pengaruh tegangan lebih.

Suatu arlo pada dasarnya dapat dipertasikan pada level tegangan lebih tertentu sesuai dengan koefisien tekniksel turan. Tetapi tekniksel pada terminal masalah tegangan arlo yang telah dibahas tidak dapat diabaikan tetapi secara terus-menerus. Kriteria operasi arlo antara lain adalah perbandingan tegangan terhadap tekniksel dalam per unit misalnya bila kondisi $V_{t} < 1$ maka perbandingan arlo harus dibentangkan. Biasanya tegangan tertinggi yang dapat dilahar arlo sesuai dengan rancangannya digunakan base unit sebagai [2].

2.2.6 SEBUAH MANGUNAN

faktor lain yang perlu dipertimbangkan dalam pemapan relay perimbangan arlo adalah gejala magnetisasi. Pada waktu suatu arlo di nyalakan maka akan terjadi suatu gejala yang biasanya disebut magnetisasi (magnetizing wave). Gejala ini terjadi

secara transien dan bukan gangguan. Oleh karena bukan merupakan gangguan maka setiap waktu gejala ini terjadi, trafo harus tetap stabil.



2.26 Magnetisasi Inrush Suatu Trafo

Gambar 2.21 (a) menunjukkan karakteristik magnetisasi suatu trafo. Untuk menghemat material, berat dan ukuran maka suatu trafo umumnya dioperasikan dekat pada titik lutut kurva magnetisasi. Akibatnya, bila fluks naik sedikit, arus magnetisasi akan naik drastis.

Dalam keadaan *steady state*, arus magnetisasi pada level fluks kerja normal adalah relatif kecil (Gambar 2.21 b). Tetapi bila kumparan trafo di-energized pada tegangan nol, di mana fluks remanen tidak ada, maka level fluks selama siklus tegangan

pertama (2 kali fluks normal) akan menghasilkan kejenuhan inti besi dan arus magnetisasi yang tinggi dalam bentuk sinus yang tidak murni seperti gambar 2.21.(c). Arus ini dipandang sebagai arus serbu atau arus inrush yang dapat terjadi selama beberapa siklus. [2]

2.27 PANAS LEBIH

Rating suatu trafo didasarkan pada kenaikan temperatur relatif terhadap temperatur sekeliling maksimum. Dalam keadaan ini trafo tidak boleh mengalami beban lebih. Pada temperatur sekeliling yang lebih rendah, beban lebih tertentu dapat dilakukan dengan aman tanpa menyebabkan kerusakan trafo. Berbeban lebih dengan jangka waktu singkat dapat juga dilaksanakan sesuai dengan kondisi pembebanan. Pegangan cara pembebanan trafo dapat dilihat pada standar IEC. Yang perlu diketahui adalah bahwa temperatur gulungan tidak boleh mengalami panas berlebihan.

Temperatur kerja maksimum gulungan trafo biasanya dibatasi sebesar 95 derajat. Tergantung dari kelas isolasi gulungan trafo, kenaikan temperatur hingga 8 sampai 10 derajat celsius masih dapat ditahan sesuai dengan desain trafo tersebut. Pada prinsipnya proteksi terhadap gangguan berbeban lebih didasarkan pada temperatur gulungan trafo, yang biasanya dapat diukur dengan menggunakan teknik *thermal image*.

Proteksi diatur sedemikian rupa untuk mentrip trafo bila temperatur trafo mencapai temperatur maksimum. Sinyal trip biasanya dilewatkan melalui masukan digital relay pengaman pada salah satu sisi trafo, dengan kedua fasilitas alarm dan trip dapat dibuat tersedia melalui *programmable logic control* yang terdapat dalam relay pengaman. Intertripping antar kedua sisi trafo biasanya harus dilakukan agar pada waktu terjadi gangguan maka kedua kumparan trafo dapat terisolasi dari jaringan sistem tenaga secara sempurna. [2]

2.28 TINJAUAN PROTEKSI TRAFODAYA

Permasalahan-permasalahan yang sudah dibahas perlu dievaluasi dengan serius sehingga bisa dicarikan bagaimana cara mengatasi gangguan-gangguan yang bisa terjadi pada trafo-trafo daya. Pada dasarnya, terdapat berbagai jenis gangguan yang mungkin terjadi pada trafo-trafo daya yang terhubung pada suatu sistem tenaga listrik. Tabel 2.2

dibawah ini merupakan ringkasan berbagai cara penanggulangan gangguan terhadap berbagai jenis gangguan-gangguan. Bab-bab berikut akan membahas lebih rinci dan detail masing-masing sistem pengamanan. Ada yang menarik dan perlu dicatat dari perkembangan teknologi relay hingga saat ini yang sudah semakin maju di mana fungsi satu jenis relay sudah menjadi sangat fleksibel dan luas dengan konsumsi daya yang semakin kecil yang tidak terdapat pada relay-relay elektromekanis.

Di samping fungsi yang sangat fleksibel, kemajuan relay numerik sangat terasa khususnya dalam pemilihan trafo-trafo arus yang sekarang ini menjadi relatif lebih kecil dibanding dengan trafo-trafo arus terdahulu yang menggunakan banyak relay-relay elektromekanis. [4]

Tabel 2.2 Gangguan Pada Trafo

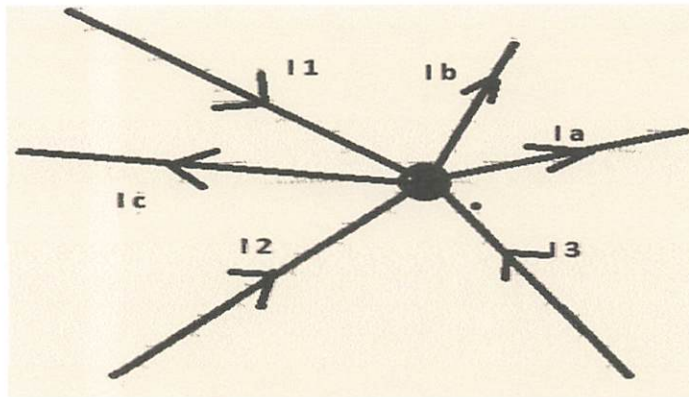
Jenis gangguan	Proteksi yang Digunakan
Gangguan Kumparan Primer Phase ke Phase	Arus Lebih; Diferensial
Gangguan Kumparan Primer Phase ke Tanah	Arus Lebih; Diferensial
Gangguan Kumparan Sekunder Phase ke Phase	Diferensial
Gangguan Kumparan Sekunder Phase ke Tanah	Diferensial; Restricted Earth Fault
Gangguan Antar Kumparan	Diferensial: Bucholz
Gangguan Inti	Diferensial Bucholz
Gangguan Tangki	Diferensial: Bucholz; Arus Gangguan Tank-ke Tanah
Gangguan Overfluxing	Overfluxing
Over Heating	Relay Thermal

2.29 HUKUM KIRCHHOFF

Dalam hukum kirchhoff dikenal dua teori yang dapat digunakan untuk analisis rangkaian elektronika yaitu Hukum Kirchhoff arus (*KCL, Kirchhoff Current Law*) dan Hukum Kirchhoff Tegangan (*KVL, Kirchhoff Voltage Law*) .

1. Hukum Kirchhoff pertama atau yang dikenal dengan, hukum titik simpul.

Pada rangkaian parallel selalu menghasilkan titik percabangan.



Gambar 2.27 Arus pada titik cabang

Kita amati bahwa arus I_1 dan I_2 mengalir masuk menuju titik simpul , sedangkan arus I_3 , I_a , I_b dan I_c mengalir keluar (meninggalkan titik simpul). Terbukti nilai arus yang masuk sama dengan nilai arus yang keluar. Arah setiap arus ditunjukkan dengan anak panah, jika arus berharga positif maka arus mengalir searah dengan anak panah, demikian sebaliknya. Dengan demikian untuk rangkaian seperti pada gambar diatas dapat dituliskan persamaan matematik berdasarkan hukum kirchhoff arus sebagai berikut:

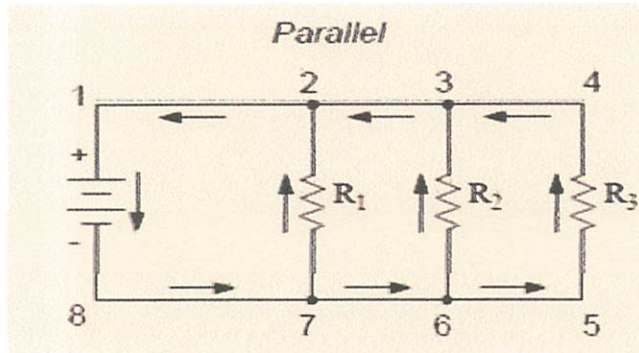
Disetiap titik simpul (cabang), jumlah arus yang masuk sama dengan jumlah arus yang keluar.

$$\text{Perhitungan matematik: } -I_1 + I_2 + I_3 = 0$$

Tanda negatif pada $-I_1$ menunjukkan bahwa arus keluar dari titik cabang dan jika arus masuk titik cabang diberi tanda positif.

Persamaan matematik: $\sum i_n = 0$ 2.38

Dengan bantuan rumus ini maka arus yang belum diketahui pada suatu titik percabangan arus, dapat ditentukan besarnya.^[3]

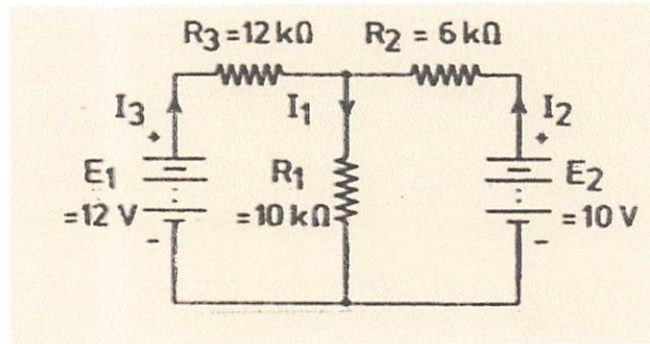


Gambar 2.28 Sirkulasi arus dalam rangkaian parallel menurut hukum Kirchhoff pertama

- 1) Tegangan pada semua komponen adalah sama.
- 2) Total arus adalah jumlah arus masing-masing cabang.
- 3) Resistansi total lebih kecil dari pada nilai resistansi masing-masing komponen yang disusun parallel. ^[3]

2. Hukum Kirchhoff kedua (Hukum Jala-jala)

Pada suatu rangkaian arus tertutup (Jala-jala) terdapat sebuah pembagian tegangan yang sangat tertentu. Pembagian tegangan tersebut dapat dihitung dengan menggunakan rumus yang sesuai.



Gambar 2.29 Rangkaian arus dengan dua sumber tegangan

Pada hukum kirchhoff tegangan atau yang sering disebut hukum kirchhoff ke II (hukum jala-jala) ini menyatakan “Pada setiap rangkaian tertutup (*loop*), jumlah penurunan tegangan adalah nol” Hukum kirchhoff tegangan ini dapat juga dinyatakan dengan persamaan matematika sebagai berikut. $\sum V_n = 0$ 2.39

Dari contoh rangkaian pada gambar diatas dengan hukum kirchhoff dapat dituliskan beberapa persamaan matematis untuk menyatakan hukum kirchhoff tegangan sesuai loop sebagai berikut.

Loop kiri $-E_1 + R_3 I_3 + R_1 I_1 = 0$

Loop kanan $-E_2 + R_2 I_2 + R_1 I_1 = 0$

Loop luar $-E_1 + R_3 I_3 - R_2 I_2 + E_2 = 0$

Semua komponen pada contoh gambar rangkaian diatas dilewati arus sehingga sesuai hukum kirchhoff tegangan berlaku persamaan sebagai berikut.

$$\sum V_n = 0$$

$$-E + I_r + I_R = 0 \text{ 3.40}$$

Dengan r adalah resistansi internal baterai maka besarnya arus yang mengalir dapat dituliskan sebagai berikut.

$$I = \frac{E}{R+r} \text{ 3.41}$$

$$V = E - I_r \dots\dots\dots 3.42$$

Persamaan diatas memperlihatkan bahwa tegangan V merupakan hasil penurunan tegangan akibat adanya beban yang dialiri arus. Terlihat dalam hukum kirchhoff tegangan bahwa V merupakan bagian dari E . [3]

2.30 SINYALING DAN INTERTRIPPING

Skema unit proteksi dibentuk dari sejumlah relay yang saling berjauhan satu sama lain melalui saluran komunikasi. Relay jarak tertentu seyogyanya membutuhkan link komunikasi yang dapat menghubungkan mereka satu sama lain sehingga relay-relay tersebut bisa membentuk satuan proteksi atau sering disebut unit proteksi. Link komunikasi lain yang juga diperlukan untuk dapat melakukan operasi jarak jauh, misalnya pada perangkat PMT. Jenis komunikasi ini disebut link komunikasi intertripping.

Jenis komunikasi yang dibutuhkan bisa terdiri dari link komunikasi sederhana, misalnya dengan mengirimkan informasi tertentu sehingga perangkat penerima dapat melakukan sesuatu pekerjaan secara definitive seperti untuk tripping, bloking dan lain sebagainya atau bisa juga untuk meneruskan data-data pengukuran dalam bentuk analog atau digital dari satu perangkat ke perangkat lain.

Pemilihan fasilitas telekomunikasi yang diperlukan tergantung dari beberapa faktor, misalnya jarak antara relay-relay yang akan membentuk unit proteksi, bentuk permukaan tanah atau *terrain* dari medan yang dilalui transmisi dan tentunya juga sangat tergantung biaya-biaya yang diperlukan. Skema proteksi sinyaling digunakan untuk mengimplementasikan *skema unit proteksi* yang dapat melakukan perintah pengamanan jauh atau untuk melakukan intertripping di antara alat pemutus tenaga yang saling terkait dalam membentuk unit proteksi yang diperlukan. [2]

2.31 SKEMA UNIT PROTEKSI

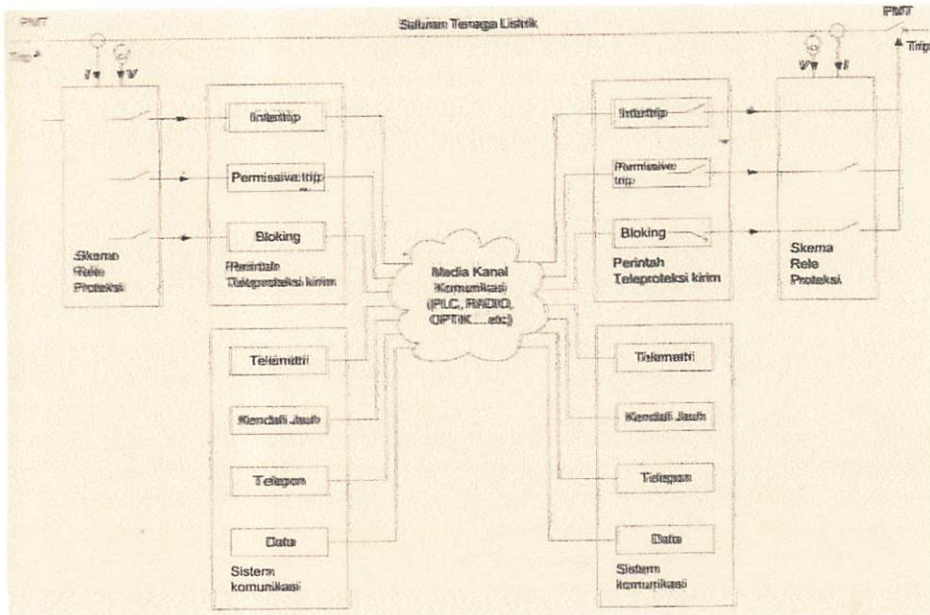
Skema pembanding fasa dan arus diferensial yang menggunakan sinyaling untuk membawa informasi besaran yang diukur relay, missal beda sudut fasa arus dan beda arus antara saluran setempat dengan besaran relay lain pada ujung jauh biasanya digunakan

sebagai dasar untuk mendeteksi ada tidaknya gangguan, termasuk untuk membedakan jenis gangguan apakah gangguan fasa ke tanah atau fasa-fasa dan sebagainya. [2]

2.32 INTERTRIPPING

Intertripping adalah tripping alat pemutus (PMT) jauh pada ujung transmisi atas permintaan relay ujung dekat pada saluran yang sama. Tujuan intertripping adalah untuk mengisolasi gangguan secara sempurna sehingga saluran yang diapit kedua PMT benar-benar terbebas dari gangguan pada saat hamper bersamaan. Tujuan pokok skema proteksi intertripping ini adalah untuk memastikan proteksi pada kedua ujung saluran bekerja untuk mengisolasi saluran dari gangguan. Terdapat beberapa kemungkinan kejadian gangguan sebagai berikut:

1. Saluran dengan pasokan lemah (*weak infeed*) yang terdapat pada salah satu ujung saluran di mana tidak semua gangguan yang mungkin terjadi dapat menyebabkan relay bekerja dengan baik.
2. Proteksi saluran yang diterapkan pada sirkuit trafo penyulang. Gangguan pada kumparan trafo akan menyebabkan pengaman trafo bekerja tetapi tidak dapat mengerjakan relay proteksi saluran. Demikian juga halnya beberapa gangguan tanah yang boleh jadi juga tidak terdeteksi karena tergantung dari hubungan antara kumparan trafo. [2]



Gambar 2.30 Aplikasi sinyaling proteksi dan berbagai layanan lain sistem komunikasi pada sistem tenaga listrik

2.33 KINERJA SISTEM TELEPROTEKSI

Salah satu faktor yang menentukan kinerja sistem proteksi adalah waktu total kerja sistem proteksi dalam mengisolasi gangguan. Waktu total kerja sistem pengamanan gangguan adalah penjumlahan waktu-waktu berikut ini:

1. Waktu sinyaling
2. Waktu kerja relay proteksi
3. Waktu kerja relay tripping
4. Waktu operasi trip PMT

Waktu total tripping yang diizinkan harus kurang dari waktu maksimum di mana gangguan masih bisa ditahan dengan tingkat kerusakan minimum tanpa mengakibatkan kehilangan stabilitas sistem. Maka syarat yang paling diperlukan dari suatu alat proteksi sinyaling adalah kemampuan relay tersebut dapat bekerja dengan cepat. Umumnya waktu yang dibolehkan untuk mentransfer satu perintah komando adalah sama dengan waktu kerja dari relay bersangkutan. Waktu kerja nominal berkisar pada 5 sampai 40 milidetik tergantung dari moda operasi sistem teleproteksi.

Proteksi sinyaling rentan terhadap gangguan dan derau yang bisa timbul karena interferensi pada media komunikasi. Bila derau dapat menyebabkan sinyal perintah maka perintah yang tidak di inginkan dapat sampai pada relay sisi penerima. Sementara pada waktu sinyal perintah benar-benar ada bersamaan dengan derau maka sinyal tersebut bahkan dapat mengalami perlambatan pengiriman atau bahkan tidak sampai sama sekali. Kinerja yang diperlukan dalam sistem proteksi sinyaling dinyatakan dalam sekuriti dan ketergantungan atau *dependability*. Sekuriti diukur dengan tingkat kemungkinan terjadinya trip yang tidak di inginkan, sedang *dependability* diukur dengan tingkat kemungkinan hilangnya perintah komando trip karena gangguan-gangguan komunikasi.

[2]

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 LOKASI DAN WAKTU SURVEI

Lokasi yang menjadi tempat pelaksanaan survei yaitu, PLTU Paiton unit 9 yang terletak di Kab.Probolinggo, Kec.Paiton KM.25. Waktu penelitian ditetapkan pada tanggal 25 Mei 2014 sampai dengan 25 Juli 2014. Saat penelitian bersamaan pula dengan pengambilan data-data yang dibutuhkan untuk melakukan analisis yang telah direncanakan..

3.2 SUBYEK PENELITIAN

Yang menjadi kajian utama dalam studi ini yaitu mengenai “Setting Relay Diferensial Transformator Daya Di PLTU Paiton Unit 9”

3.3 ANALISIS DATA

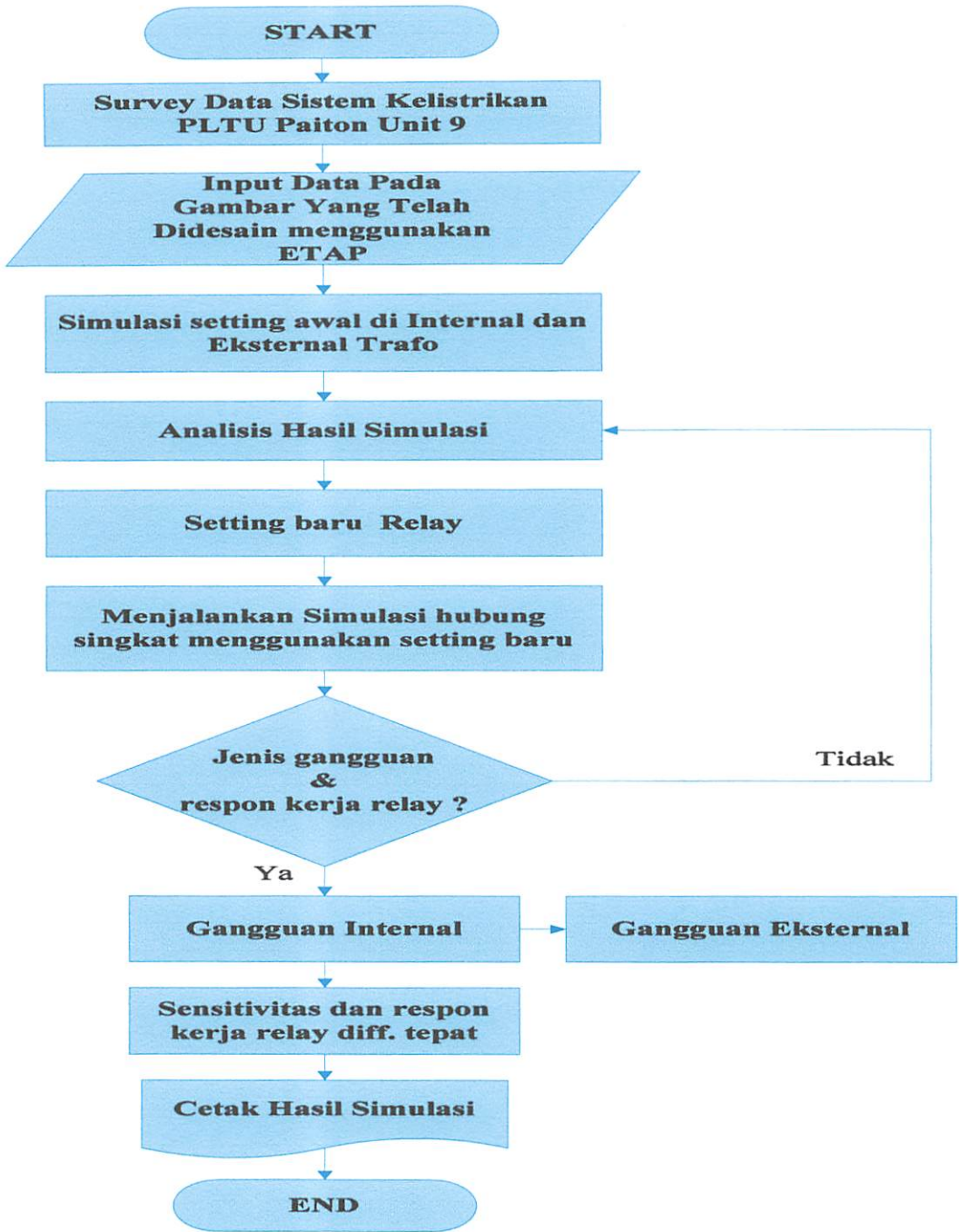
Data Yang telah diperoleh kemudian di bagi dalam beberapa sub data yaitu; data generator, data transformator, data jenis dan rating trafo arus, data jenis relay, data setting relay, diagram satu garis unit proteksi, dan data gambar pola pengukuran untuk kebutuhan teleproteksi sistem kelistrikan PLTU Paiton unit 9.

3.4 METODE ANALISIS

Metode analisis setting relay diferensial transformator daya menggunakan standar ANSI dan IEC yang terdapat didalam program ETAP sebagai pendukung dalam desain gambar di program dan di simulasikan unjuk kerja relay proteksi trafo daya. Proses dan cara melakukan analisis dijelaskan dalam gambar 3.1 (*flow chart*).

3.4.1 Perangkat Pendukung

Bahan dan perangkat yang digunakan yaitu, Satu unit laptop (*notebook*) dan peranti lunak *ETAP POWER STATION 7.0* sebagai perangkat pendukung percobaan dan analisis.



Gambar 3.1 Flow Chart

3.5 DATA SPESIFIKASI DAN PARAMETER PERALATAN

3.5.1 Spesifikasi Generator

Tabel 3.1 Spesifikasi Generator PLTU Paiton Unit 9

No	Nama	Unit	Desain Nilai (Value)
1	Specifications & Model		
	Generator Model		QFSN-660-2
	Rated capacity SN	MVA	776
	Rated power PN	MW	660
	Rated power factor $\cos\phi_N$		0.85 (lagging)
	Rated power factor under steam turbine TMCR status $\cos\phi_N$		0.85 (lagging)
	Cooler System (Air and Hydrogen)	$^{\circ}\text{C}$	56/65
	Rated voltage of stator UN	kV	20
	Rated current stator IN	A	22415
	Rated frequency fN	Hz	50
	Rated rotating speed nN	r/min	3000
2	Parameters & Performance		
	Total loss ΣQ	kW	7625.3
	Full load efficiency η	%	98.86
	G.W. of stator	t	300
	Number of parallel branches of stator winding a1		2
	Copper wire model		SBZEKB/155 (Hollow) SBZESB/155 (Solid)
	Connection	Y	
	Impedance.	%	19
	RPM		1800
	Pole		4
	Coupling		1800

3.5.2 Data Transformator Utama

Tabel 3.2 Spesifikasi trafo utama

No	K e t e r a n g a n	
1	Tipe dan bentuk luar	Tiga fasa, dua gulungan kumparan tembaga-direndam minyak, <i>OLTC</i> transformator.
2	Metode pendinginan	Penyaluran dan disirkulasi minyak pendingin.
3	Rating frekwensi	50Hz
5	Rating Kapasitas	800 MVA (rata-rata kenaikan suhu belitan 65K)
6	Rating voltase	Sisi teg. tinggi: 500 kV Sisi teg. rendah: 20 kV
7	Cara regulasi voltase	<i>OLTC</i>
8	Total regulasi voltase	$\pm 8 \times 1.25\%$

Tabel 3.3 Tegangan pada Posisi Tap

Item	Min. posisi tap	Penempatan tap utama	Max. posisi tap
Tegangan pada posisi tap	450 kV	500 kV	550 kV

Tabel 3.4 Rating arus dan tegangan Pada trafo

K e t e r a n g a n	
Rating arus	Tegangan puncak: 923.8 A Tegangan rendah: 23093 A
Rasio rating voltase	$500 \pm 8 \times 1.25\% / 20$ atau 550 - atau kV (3fasa)
Impedansi hubungsingkat	14% (rating voltase & frekwensi, temperatur batas 75 °C)
Polaritas	Negatif
Penandaan transformator koneksi group	YN, d1

3.5.3 Spesifikasi Terminal Koneksi

Tabel 3.5 Terminal Koneksi

	Waktu pendek pergerakkan frekuensi tegangan (RMS, kV)	Gelombang penuh surja (Puncak, kV)	Chopped wave of lightning surge (Peak, kV)	Impak Operasi
Tegangan Tinggi	680 (fasa ke tanah)	1550	1675	1175 fasa ke tanah 1800 fasa ke fasa
Titik netral tegangan tinggi	140	325	325	—
Tegangan rendah	85	200	220	—
Tegangan tinggi	740	1675	1175	—

3.5.4 Bus Trafo Arus

Tabel 3.6 Bus Trafo Arus

Lokasi instalasi	Rasio arus	Kelas akurasi	Rating output	Nomor grup(s)
Cable outlet side of high-voltage	1500/1A	0.2s	15 VA	1
	1500/1A	5P40	30 VA	1
	1500/1A	TPS	30 VA	1
Neutral point of high-voltage	300-600/1A	5P40	30 VA	2
	1500/1A	TPS	30 VA	1

Catatan: Tipe Bushing trafo arus harus sesuai dengan standar yang ada, GB 1208/GB 16.847. Tipe bushing aru: Tekanan Tinggi: 1600 A; rendah: 25000 A (dalam bus terlampir); titik netral: 630 A.

3.5.5 Data Parameter Trafo Arus

Trafo arus dilengkapi dengan perisai tipe Bushing untuk generator, untuk penggunaan perlindungan relay, regulator tegangan dan meteran listrik. Komponen ini harus dipasang ke *leading-out* terminal koil stator generator, dengan sisi sekunder dihubungkan ke kotak terminal sisi masuk. Tingkat akurasi dan kapasitas dapat dilihat pada table dibawah.

Tabel 3.7 Tabel rasio trafo arus

	Rasio Trafo	Tingkat akurasi	Kapasitas	Kualitas
Saluran kabel	30000/5A	5P20	150VA	3 pc
	30000/5A	5P20	150VA	3 pc
	30000/5A	0.2	100VA	3 pc
	30000/5A	0.2	100VA	3 pc
Titik sisi netral	30000/5A	0.2	100VA	3 pc
	30000/5A	0.2	100VA	3 pc
	30000/5A	5P20	150VA	3 pc
	30000/5A	5P20	150VA	3 pc

3.5.6 Data Seting Relay Trafo Utama

Tabel 3.8 Setting Relay Diferensial

Main Transformer Differential Protection		
Setting Value	Pick-up of current	$I = 0.3 I_e$
	Pick-up of instantenous current	$I = 4.5 I_e$
	Restraint coefficient of 2nd harmonic	$= 0.15$
	Slop 1	$= 0.1$
	Slop 2	$= 0.7$
	n	$= 6$

Tabel 3.9 Setting relay pengaman cadangan trafo utama

Main Transformer Voltage Controlled Overcurrent Protection		
Setting value	Over current protection stage 1	$I = 0.82 \text{ A}$
	Time delay 1 of stage 1	$t_1 = 2 \text{ s}$
	Negative sequence voltage	$U_2 = 4.46 \text{ V}$
	Phase-to-phase undervoltage	$U_1 = 60 \text{ V}$

3.6 DATA PERHITUNGAN TEKNIS

3.6.1 Setting Waktu

Tabel 3.10 Pengaturan waktu pikap relay arus diferensial transformator

Keterangan	
Pengaturan awal pendeteksi gangguan arus diferensial [I_Pkp_PcntDiff]	<p>Cakupan: $0.1I_e - 1.5 I_e$</p> <p>Akurasi settingan: $\leq 2.5\% \times \text{Setting or } 0.02I_e$, mana yang besar</p>
Pengaturan respon ketika terjadi arus diferensial [I_InstDiff] - [I_InstDiff]	<p>Cakupan: $2 I_e - 14 I_e$</p> <p>AkurasiSettingan: $\leq 2.5\% \times \text{Setting or } 0.02I_e$, mana yang besar</p>
Pengaturan penurunan pertama proteksi persentase yang berbeda [Slope1_PcntDiff].	<p>Cakupan: $0.05 - 0.15$</p>
Pengaturan kemiringan maksimum persentase perlindungan diferensial [Slope2_PcntDiff]	<p>Cakupan $0.50 \sim 0.80$</p>
Detik nilai koefisien pengekangan harmonik [k_Harm_PcntDiff]	<p>Cakupan: $0.10 \sim 0.35$</p>
Waktu operasi presentase diferensial	<p>$\leq 30 \text{ ms } (I_d \geq 2 \times [I_Pkp_PcntDiff])$ tanpa penahan harmonisa</p>
Operasi waktu bebas diferensial proteksi	<p>$\leq 20 \text{ ms } (I_d \geq 1.5x \sim [I_InstDiff])$</p>

3.6.2 Kontrol Tegangan dan Arus Lebih pada Sisi HV

Tabel 3.11 Sistem kontrol tegangan sisi HV (LV) dan kontrol Proteksi Arus Lebih

Waktu pikap arus lebih pada elemen	
Keterangan	
Setting tegangan urutan negatif	1 V~20 V
Setting tegangan dibawah	10 V~100 V
Setting arus	0.1 A~100A
Setting waktu tunda	0 s~10 s
Akurasi pengaturan tegangan	$\leq 2.5\%$ or 0.05 V, mana yang besar
Akurasi setting arus	$\leq 2.5\% \times \text{Setting}$ atau 0.02In
Akurasi waktu tunda	$\leq 1\% \times \text{Setting} + 40$ ms

3.6.3 Direksional Proteksi Arus Lebih Urutan Nol Sisi HV

Tabel 3.12 Direksional proteksi arus lebih Urutan nol sisi HV

(*Definite time overcurrent element*)

Keterangan	
Seting arus urutan nol	0.1 A~100A
Seting tegangan urutan nol	1 V~100 V
Seting tunda	0 s~10 s
Akurasi seting tegangan	$\leq 2.5\%$ or 0.05 V,
Akurasi seting arus	$\leq 2.5\% \times \text{Seting}$ atau 0.02In,
Akurasi waktu tunda	$\leq 1\% \times \text{Seting} + 40$ ms

3.6.4 Rangkaian Proteksi Arus Lebih Urutan Nol Sisi LV

Tabel 3.13 Direksional proteksi arus lebih Urutan nol sisi LV

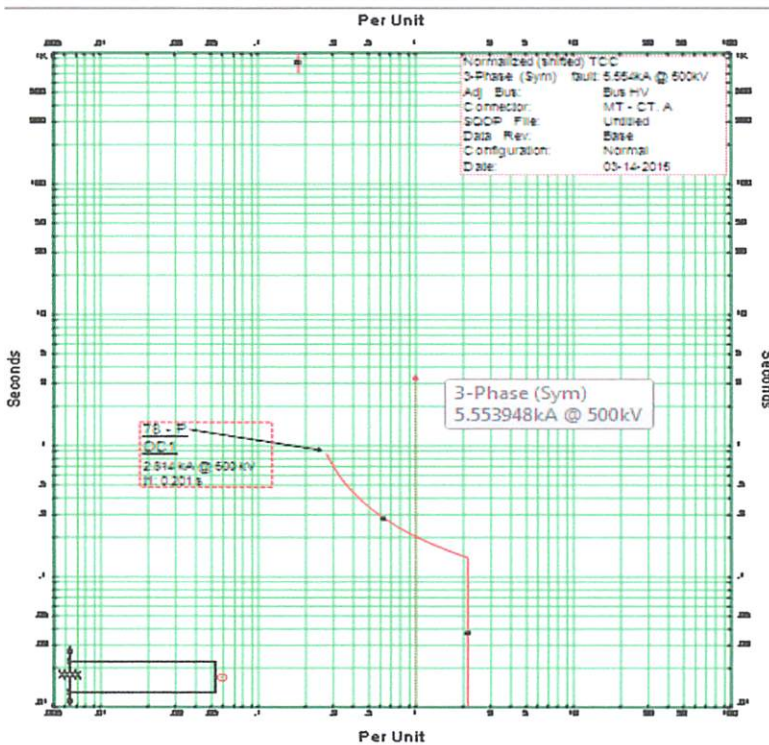
Keterangan	
Seting arus urutan nol	0.1 A~100A
Seting tunda	0.1 s~10 s
Akurasi seting arus urutan nol	$\leq 2.5\% \times \text{Seting}$ atau 0.02In,
Seting waktu tunda	$\leq 1\% \times \text{Seting} + 40 \text{ ms}$

BAB IV

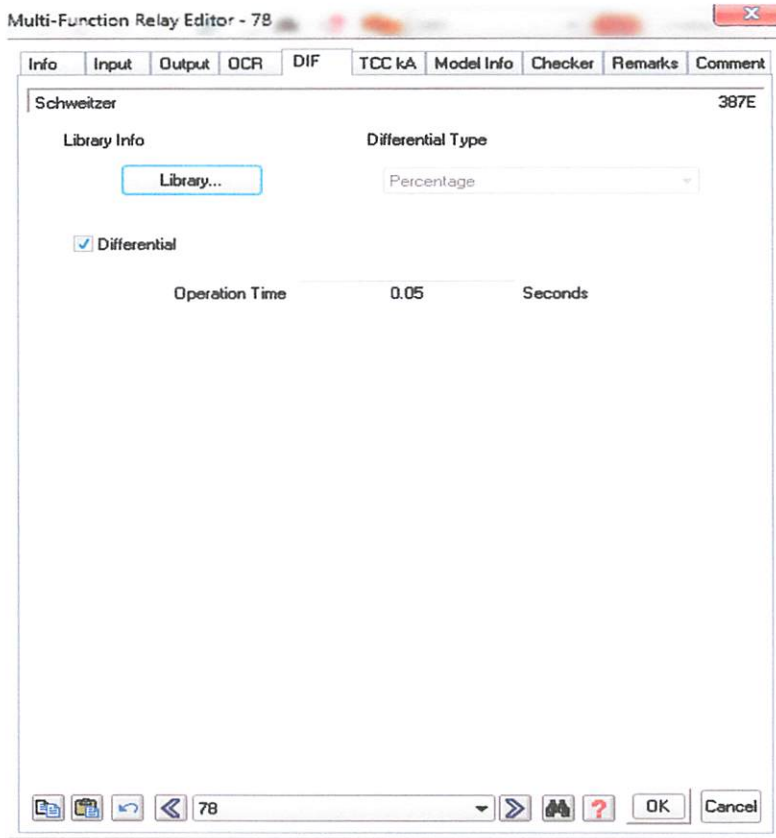
ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

4.1 SETTING AWAL

Dari percobaan dengan bantuan perangkat lunak berdasarkan pengaturan setting relay pengaman yang sudah ada, sistem pengaman relay beroperasi dengan baik saat terjadi gangguan hubung singkat. Namun peneliti dalam percobaan ini wajib melakukan percobaan sendiri sebagai upaya menganalisis dan menentukan operasi sistem unit proteksi yang tepat untuk mengamankan transformator sebagai peralatan penting bagi sistem kelistrikan.



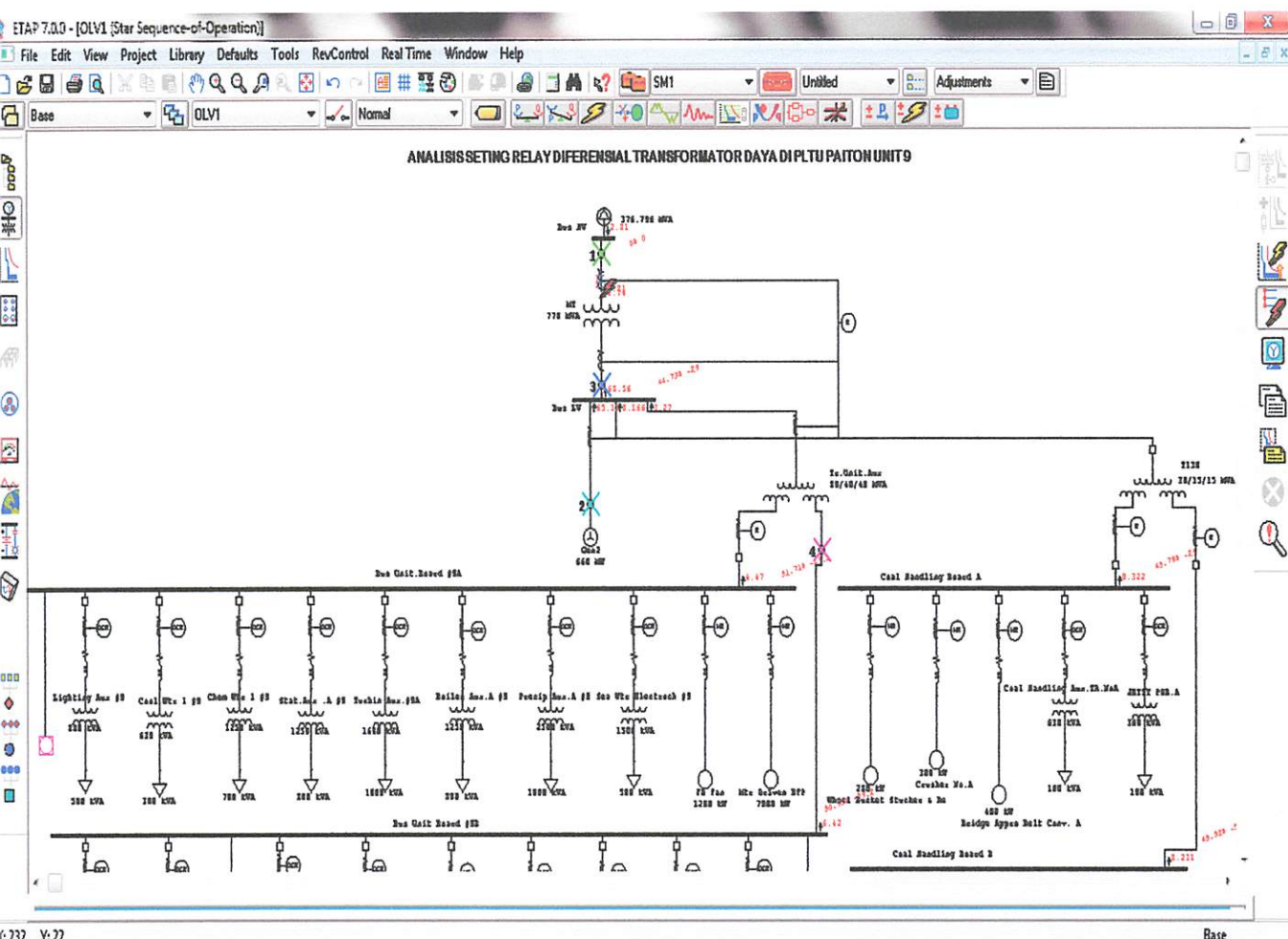
Gambar 4.1 Kurva karakteristik relay diferensial setting awal



Gambar 4.2 Setting waktu standar relay diferensial

Waktu operasi menggunakan waktu standar dari perhitungan, $25\% \times 0.02$.

Hasilnya kemudian di input ke program dan akan terlihat hasil settingnya dalam simulasi program ETAP.



Gambar 4.3 Setting awal yang disimulasikan pada percobaan pertama di internal transformator daya

Dari gambar 4.3 dapat di lihat selektivitas relay berkerja di zona perlingungannya sesuai dengan pengaturan yang ditentukan. Operasi sistem proteksi dari data yang diperoleh, ketika terjadi gangguan hubung singkat di internal trafo sisi 500kV, maka relay pengaman diferensial seketika mentriapkan PMT/CB yang terdekat di titik terjadinya gangguan hubung singkat. Hasil percobaan yang telah dilakukan, diperoleh gambaran respon kerja relay sudah sesuai dengan desain sistem proteksi dalam mengamankan peralatan di zona kerjanya.

4.2 MENENTUKAN SETTING BARU

Pada Tabel 4.1 berikut adalah data spesifikasi transformator unit 9 PLTU Paiton yang akan digunakan sebagai acuan setting baru relay diferensial.

Tabel 4.1 Data Transformer Unit 9

No	Spesifikasi	Transformator Nilai
1	Rated Power	770 MVA
2	HV Winding Rated Voltage	500 kV
3	LV Winding Rated Voltage	20 kV
4	HV Winding Rated Current	923.8 A
5	LV Winding Rated Current	23093 A
6	Short circuit impedance	14.5

Tabel 4.2 Perhitungan untuk menentukan rasio CT Menggunakan program

No	Keterangan	Nilai
1	Arus Operasi sisi 500kV	532.6 Amper
2	Arus Operasi sisi 20 kV	13315 Amper
3	Pemilihan rasio CT Primer	600:5 Amper
4	Pemilihan rasio CT Sekunder	30000:5 Amper
5	Relay Schweitzer 387E	0.03

Rasio CT untuk relay diferensial yang dipilih sebaiknya memiliki nilai yang mendekati nilai *I_{rating}*. (Sukmawidjaja, 1995: 3-115).

Namun dalam pemilihan rasio CT menggunakan program harus disesuaikan dengan kondisi riil, yaitu penyesuaian rasio CT yang ada dipasaran.

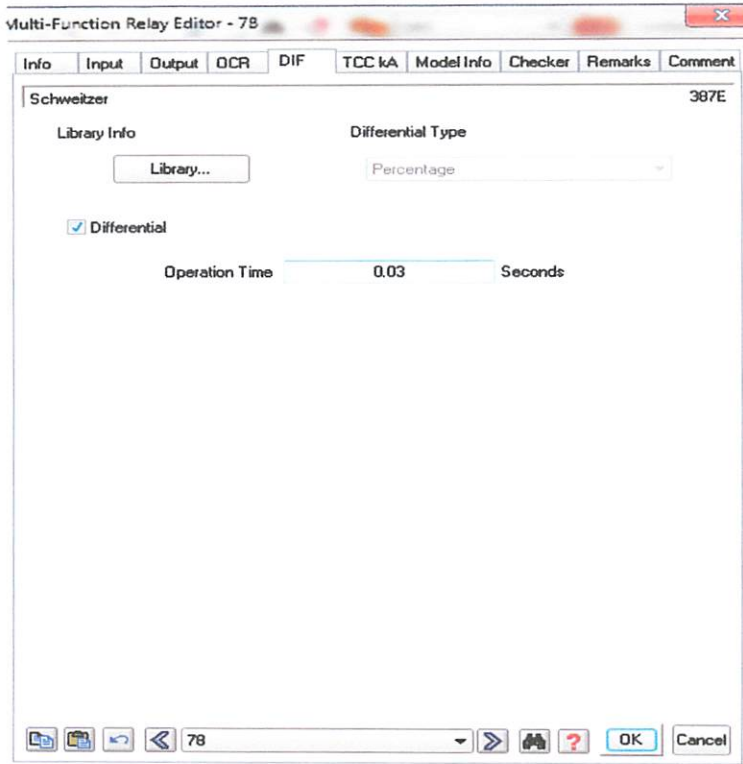
Sesuai data yang diperoleh dari simulasi hubung singkat menggunakan program, nilai impedansi saat terjadi arus hubung singkat pada sisi 20 kV dan 500 kV seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Kalkulasi impedansi arus hubung singkat internal trafo

No	Impedansi Arus Hubung singkat Tiga Fasa	Bus LV ke HV	Bus HV ke LV	Total impedansi arus hubung singkat
1	500 kV	2.743 kA	2.814 kA	5.554 kA
2	20 kV	124.022 kA	48.254 kA	172.264 kA
	Line To Ground			
3	20 kV	-	-	225.719 kA

4.3 SIMULASI SETTING BARU

Unjuk kerja relay diferensial yang akan di simulasikan dalam percobaan kedua ini adalah unjuk kerja dengan nilai setting baru di internal trafo. Selain dilakukan percobaan hubung singkat di internal trafo (zona kerja relay diferensial), dilakukan juga simulasi hubung singkat eksternal (diluar zona kerja relay diferensial) untuk meyakinkan bahwa relay pengaman tidak akan merespon gangguan hubung singkat yang terjadi diluar daerah perlingkungannya. Gambar 4.4 adalah nilai setting untuk relay diferensial.

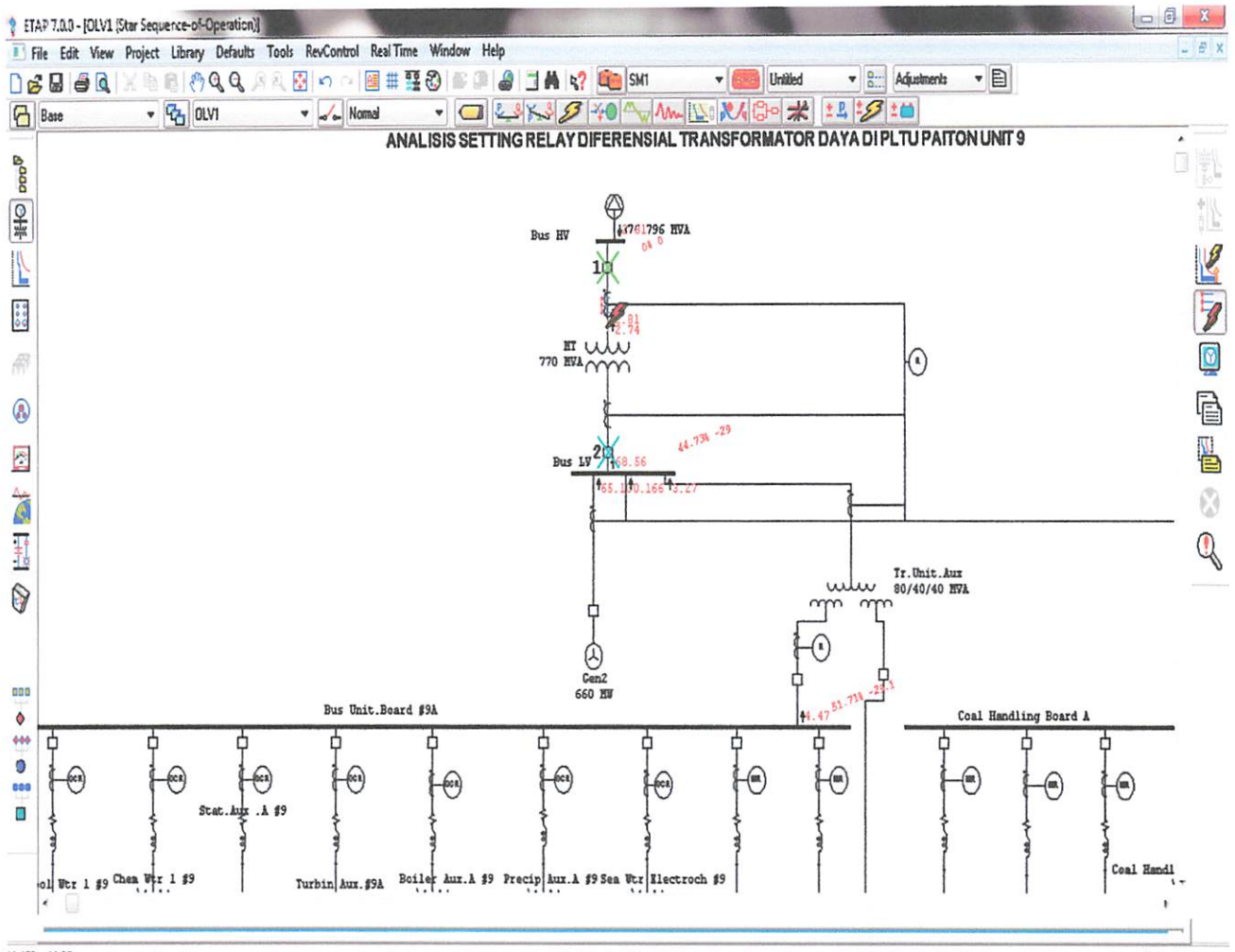


Gambar 4.4 Setting baru waktu operasi relay diferensial

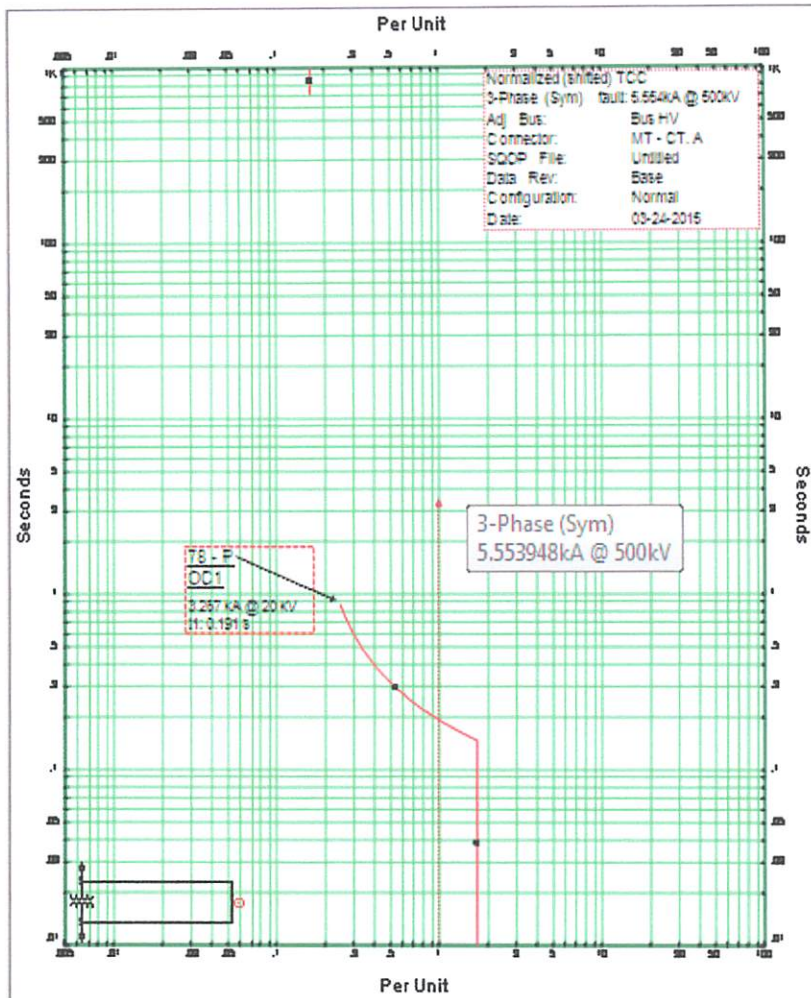
Setting waktu yang dipilih adalah settingan waktu sendiri dengan perkiraan hasil sensitivitas yang sangat baik saat terjadi gangguan. Settingan waktu yang di pilih ini juga akan di uji dalam simulasi program untuk membuktikan keandalan dan ketepatannya.

4.3.1 Gangguan Hubung Singkat Internal

Hasil yang ditampilkan lewat gambar 4.5 di bawah ini adalah hasil simulasi unjuk kerja relay menggunakan program ETAP dengan settingan baru.



Gambar 4.5 Respon kerja relay saat simulasi hubung singkat di internal transformator berdasarkan settingan waktu yang ditentukan sendiri



Gambar 4.6 Kurva karakteristik relay diferensial setting baru

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between MT & CT. A. Adjacent bus: Bus HV

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 03-24-2015

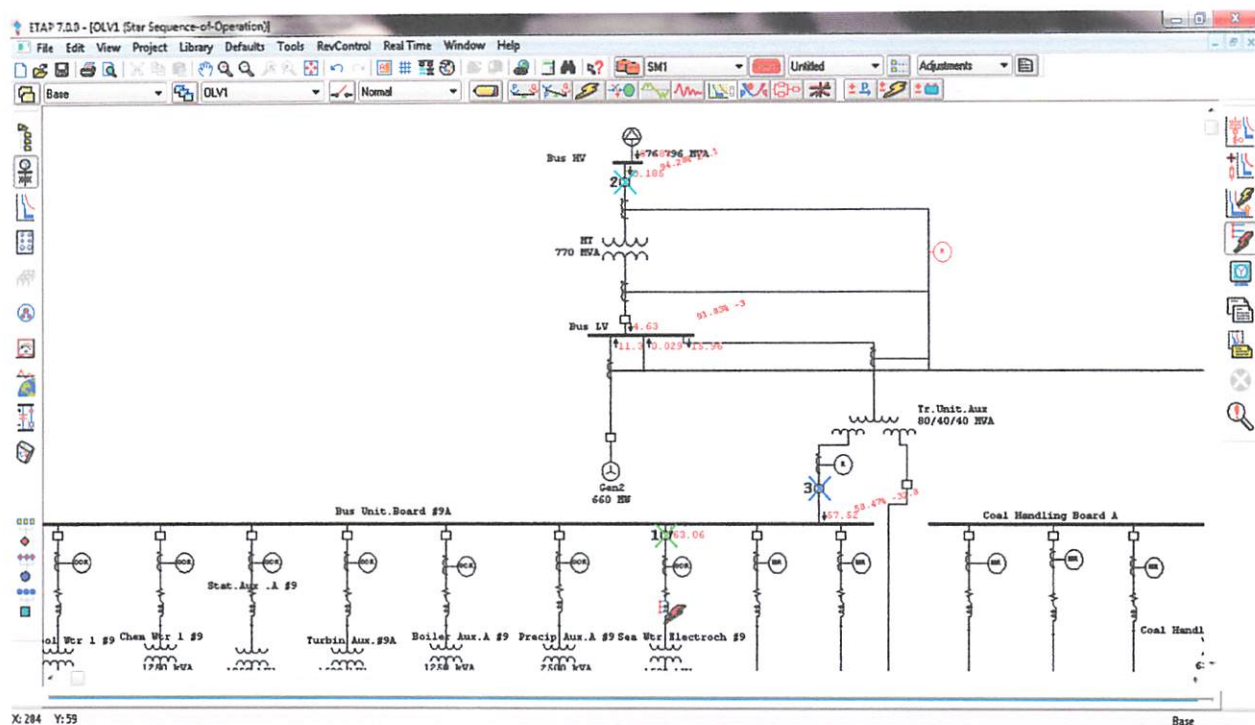
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	78		20.0		Phase - Dif
30.0	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - Dif
40.0	GCB		20.0		Tripped by 78 Phase - Dif
50.0	CB B		30.0		Tripped by 78 Phase - Dif
60.0	CB/U.B #9 B		40.0		Tripped by 78 Phase - Dif
100	Relay79	4.467	100		Phase - OC1 - 51
120	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 51

Gambar 4.7 Urutan operasi relay diferensial

Pada saat ada arus yang mengalir lewat relay, maka relay akan mengirim sinyal pada lock out relay. Sinyal ini akan di teruskan ke CB dan memerintahkannya untuk lock out sehingga aliran energi listrik terputus, maka transformator tenaga yang diamankan bebas dari pengaruh gangguan yang ada.

4.3.2 Gangguan Hubung Singkat Eksternal

Selain melakukan percobaan simulasi hubung singkat internal, dilakukan pula simulasi hubung singkat eksternal sebagai gambaran untuk meyakinkan bahwa dalam percobaan dengan settingan baru, relay tidak bekerja diluar daerah kerjanya yang telah ditentukan.



Gambar 4.8 Simulasi gangguan hubung singkat eksternal

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Bus/15 & Cbl/15. Adjacent bus: Bus/15

Data Rev.: Base

Config: Normal

Date: 03-24-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0.0	78	15.963	0.0		Phase - OC1 - 50
0.0	Relay79	57.523	0.0		Phase - OC1 - 50
0.0	Ril/15	63.065	0.0		Phase - OC1 - 50
10.0	CB/15		10.0		Tripped by Ril/15 Phase - OC1 - 50
10.0	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 50
20.0	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 50

Gambar 4.9 Urutan Operasi relay saat gangguan eksternal

Percobaan gangguan hubung singkat eksternal yang di simulasikan, memperlihatkan urutan trip perangkat pengaman relay. Relay diferensial tidak

merespon ketika terjadi gangguan hubung singkat diluar dari zona proteksi yang ditentukan.

Pada gangguan diluar (eksternal) daerah proteksi relay diferensial (diluar kedua trafo arus), relay diferensial tidak akan bekerja, karena I_p dan I_s sama besar dan berlawanan arah ($I_d = I_p + I_s = 0$ Ampere, $I_{dif} = I_P + I_S = 0$ Amper).

BAB V

PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

Setelah melakukan analisis setting relay diferensial yang dikerjakan menggunakan bantuan perangkat lunak ETAP, diperoleh kesimpulan sbb:

1. Gambaran dari simulasi unjuk kerja, relay diferensial transformator adalah relay utama yang bekerja mengamankan transformator tenaga dari gangguan didalam transformator daya dan tidak bekerja saat terjadi gangguan diluar transformator.
2. Pada karakteristik relay diferensial yang digunakan, sebelum settingan, di gunakan waktu operasi 0.05 untuk gangguan didalam transformator. Settingan yang telah ada (Settingan dasar) mempunyai respon yang baik saat terjadi gangguan internal.
3. Dalam settingan baru (nilai asumsi) yang ditentukan dan telah disimulasikan, menggunakan waktu operasi 0.03, didapat gambaran sensitivitas relay yang andal dan relay tidak bekerja diluar zona kerjanya yang telah ditentukan ketika terjadi gangguan hubung singkat.

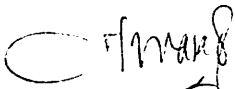
Daftar Pustaka

- [1] Syukriyadin, Syahrizal dan Cut Rizky Nakhrisya.2011. Analisis Proteksi Relay Differensial Terhadap Gangguan Internal dan Eksternal Transformator MenggunakanPSCAD/EMTDC,<http://id.scribd.com/doc/181926872/Analisis-Proteksi-Relay-Differensial-Terhadap-Gangguan-Internal-dan-Eksternal-Transformator>. (Di Akses 16 April 2014).
- [2] Bonar Pandjaitan. 2012. **Praktik-Praktik Proteksi Sistem Tenaga Listrik. –Ed. I –** Yogyakarta: ANDI.
- [3] Daryanto. 2012. **Ketrampilan Kejuruan Teknik Listrik. Bandung, PT.Sarana Tutorial Nurani Sejahtera.**
- [4] Pidelis S Purba.2012. **Jurnal Proteksi Sistem Jaringan Listrik, Medan.**
- [5] Dera Septrifanie. 2013. **Jenis Gangguan Trafo.**
- [6] **Indonesia 1×660MW Paiton Coal Fired Thermal Power Plant Operating and Maintenance Manual.**
- [7] Hendra Marta Yudha. 2008. **Proteksi Rele: Prinsip dan Aplikasi.**
- [8] Liem Ek Bien & Dita Helna.2007. **Studi Penyetelan Relai Transformator Daya.**

LAMPIRAN

**BERITA ACARA RAPAT PERSETUJUAN JUDUL/PROPOSAL SKRIPSI
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik**

Tanggal : 19 Oktober 2013

1.	NIM	0412015
2.	Nama	ELISA SONDANG YAWAN
3.	Judul yang diajukan	ANALISIS PROTEKSI RELAY DIFFERENSIAL TERHADAP GANGGUAN INTERNAL DAN EKSTERNAL TRANSFORMATOR MENGGUNAKAN PSCAD/EMTDC
4.	Disetujui/Ditolak	
5.	Catatan:	<p>judul sampai switch pemutus di bahas dulu dulu sebelumnya - yaitu utk gangguan internal dan eksternal - (Alternatif penyempurnaan - judul di atas kasuliksi G.P. Wibisono Puji)</p>
6.	Pembimbing yang diusulkan:	<p>1. 2. G. P. Wibisono Puji</p>
<p>Menyetujui</p> <p>1. Koordinator Dosen Kelompok Keahlian</p> <p align="center"></p> <p align="center">(Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT)</p> <p>2. Dosen Kelompok Keahlian (Terlampir)</p>		

* : Coret yang tidak perlu

THE UNIVERSITY OF CHICAGO

DEPARTMENT OF CHEMISTRY

PHYSICAL CHEMISTRY

AS



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN-127/EL-FTI/2014
Lampiran : -
Perihal : Survey Pengambilan Data Skripsi

20 Mei 2014

Kepada : Yth. **Direktur PT. EMKA REKAYASA ENERGI**
di - Probolinggo

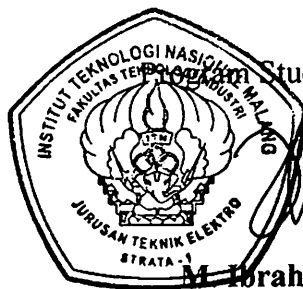
Dengan hormat,

Bersama ini kami mohon kebijaksanaan Bapak/Ibu agar mahasiswa kami dari Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang dapat diijinkan untuk melakukan survey dalam rangka pengambilan data skripsi, pada bulan Mei 2014.

Mahasiswa tersebut adalah:

No	Nama	NIM
1.	Oktama Setya Nugraha	0712012
2.	Elisa Sondang Yawan	0412015

Demikian atas perhatian dan kebijaksanaannya kami ucapkan terima kasih.



Ketua

Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358



BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama : Elisa Sondang Yawan
Nim : 04.12.015
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2013-2014
Judul : ANALISIS SETTING RELAY DIFFERENSIAL
TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9
MENGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER
STATION

Dipertahankan dihadapan Tim Penguji Skripsi Jenjang Program Strata Satu (S-1)

Pada Hari : Kamis
Tanggal : 14 Agustus 2014 A
Dengan Nilai : 81.5 (A)

PANITIA UJIAN SKRIPSI

Ketua Majelis Penguji

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. Aryuanto Soetedjo, ST, MT
NIP.Y. 1030800417

DOSEN PENGUJI

Penguji I

Ir. Ni Putu Agustini, MT
NIP .Y. 1030100371

Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP.Y. 1038900209



FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Teknik Energi Listrik, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

Nama : Elisa Sondang Yawan
Nim : 04.12.015
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2013-2014
Judul Skripsi : ANALISIS SETTING RELAY DIFERENSIAL
TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9
MENGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

No	Penguji	Tanggal	Uraian	Paraf
1.	Penguji I	14 Agustus 2014	- Penulisan Kalimat Relay - Penulisan/Pemberian nilai pada daftar pustaka yang digunakan - Flow Chart	
2.	Penguji II	14 Agustus 2014	- Data Hasil setting relay sebelum simulasi dan setelah simulasi - Kesimpulan	

Disetujui:

Penguji I

Ir. Ni Putu Agustini, MT
NIP .Y. 1030100371

Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP.Y. 1038900209

Mengetahui:

Dosen Pembimbing I

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP.Y.1018800189

Dosen Pembimbing II

Ir. Widodo Puji Mulyanto, MT
NIP.Y. 1028700171



PT. EMKA Rekayasa Energi

Nomor : 004/EMKA-Paiton/PP/V/2014
Lampiran : -
Perihal : Permohonan survey

Kepada Yth :
Ketua Program Studi T.Elektro S-1
Institut Teknologi Nasional Malang.
Di Malang.

Dengan hormat,
Sehubungan dengan surat Saudara No.ITN-127/EL-FTI/2013 tanggal 20 Mei 2014 perihal permohonan survey pengambilan data skripsi untuk 2 (dua) orang mahasiswa yang bernama :

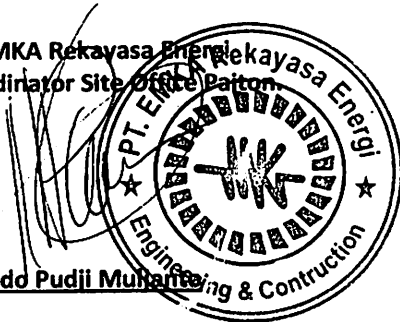
1. Oktama Setya Nugraha. NIM 0712012
2. Elisa Sondang Yawan. NIM 0412015

Pada prinsipnya kami menyetujui permohonan survey untuk dua orang mahasiswa ini. Perlu kami sampaikan disini bahwa kurun waktu yang dapat kami alokasikan untuk proses survey dan pengambilan data adalah mulai tanggal 25 Mei 2014 sampai dengan 25 Juli 2014. Selama proses pelaksanaan survey Mahasiswa yg bersangkutan wajib mengikuti peraturan-peraturan yang berlaku di perusahaan kami dan harus mengikuti arahan-arahan dari pembimbing kami di lapangan.

Demikian hal yang dapat kami sampaikan atas perhatiannya disampaikan terimakasih.

Probolinggo, 23 Mei 2014.

PT.EMKA Rekayasa Energi
Koordinator Site Office Paiton



Widodo Pudji Mulana





al. T.

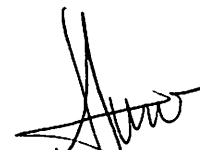
Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik / T. Elektronika / T. Infokom, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA : Elisa S. Yawon
NIM : 041204
Perbaikan meliputi :

- Penulisan kalimat Relay
- Penulisan / Pembinaan judul pd daftar pustaka yg di gunakan!
- flow chart?
- hasil buku hasil setting relay sebelum simulasi & setelah simulasi.
- kesimpulan hasil ada?

Malang,


(Ni Puji Agustini)



PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
Kampus II : Jl. Raya Karanglo Km. 2 Telp. (0341) 417636 Malang

ampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Dosen Teknik Elektro S-1
ITN Malang

Yang bertanda tangan dibawah

Nama : **ELISA SONDANG YAWAN**
Nim : **0412015**
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing untuk penyusunan Skripsi dengan judul :

"ANALISIS SETTING RELAY DIFFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT #9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STAT ION"

Demikian permohonan kami buat dan atas kesediaan Bapak kami ucapkan terima kasih.

Mengetahui

Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P. 1030100358

Hormat Kami

ELISA SONDANG YAWAN

NIM. 0412015



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

nomor Surat : ITN-312/EL-FTI/2013
lampiran : -
 perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

kepada : Yth. Bapak/Ibu **Ir. Wldodo Pudji Mulyanto, MT**
 Dosen Teknik Elektro S-1
 ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : **ELISA SONDANG YAWAN**
Nim : **0412015**
Fakultas : **Teknologi Industri**
Program Studi : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

" Semester Ganjil Tahun Akademik 2013-2014 "

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih.



Mengetahui

Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P. 1030100358



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

1 : 04.12.015
na : Elisa S Yawan
sa Bimbingan : Semester XIII / 2013-2014
ul : ANALISIS SETTING RELAY DIFFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI
: PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER
STATION

Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
Maret 2014	Konsultasi perubahan topik skripsi	<i>[Signature]</i>
Maret 2014	Konsultasi ttg. relay proteksi transformator	<i>[Signature]</i>
Maret 2014	Konsultasi ttg jenis-jenis gangguan pada transformator	<i>[Signature]</i>
April 2014	Konst. mengenai karakteristik dan prinsip kerja relay diferensial	<i>[Signature]</i>
April 2014	Penulisan kalimat relay yang benar	<i>[Signature]</i>
April 2014	Konsultasi hasil desain dan simulasi setting awal di ETAP	<i>[Signature]</i>
Mei 2014	Konsultasi ttg. kurva karakteristik relay diferensial	<i>[Signature]</i>
5 Mei 2014	Konst. Persiapan seminar hasil	<i>[Signature]</i>
5 Juni 2014	Konsultasi ttg. nilai setting baru dan hasil simulasinya di ETAP	<i>[Signature]</i>
Agustus 2014	Konsultasi kesiapan mengikuti ujian komprehensif	<i>[Signature]</i>

Malang, 09 Juni 2014
Dosen Pembimbing I

[Signature]
Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT.
NIP.Y. 1018800789



PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
Kampus II : Jl. Raya Karanglo Km. 2 Telp. (0341) 417636 Malang

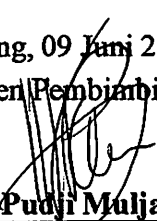
FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Tgl : 04.12.015
Nama : Elisa S Yawan
Masa Bimbingan : Semester XIII / 2013-2014
Judul : ANALISIS SETTING RELAY DIFFERENSIAL TRANSFORMATOR DAYA DI PLTU PAITON UNIT 9 MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION.

Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
Mar 14	Konultasi bpt skripsi	A
Mar 14	Konultasi ttg. proteksi transformator	A
7 Mar 14	Konultasi ttg relay differensial	A
4 Mar 14	Konultasi ttg koordinasi relay proteksi	A
Apr 14	— ttg analisis arus hubung singkat	A
Apr 14	— ttg analisis aliran daya	A
Apr 14	— ttg materi seminar	A
Mei 14	— ttg plotting koordinasi relay	A
Mei 14	— utk persiapan seminar akhir	A
Jun 14	— utk — — Ujian Komprehensif	A

Malang, 09 Juni 2014

Dosen Pembimbing II


Ir. Widodo Pudi Muljanto, MT.
NIP.Y. 1028700171



ETAP[®] 7.0

**REPORT HASIL SIMULASI HUBUNG SINGKAT INTERNAL
TRANSFORMATOR DAYA SISI 500kV DAN 20 kV**

Study Case: SM1

SHORT-CIRCUIT REPORT

bus: **Bus HV**

fault voltage = 500.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (500.000 kV)
= 100.00 % of base kV (500.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault			Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
	Total	0.00	5.554	0.00	173.21	173.21	0.000	0.000	1.43E-001	2.07E+000		
on 500kv	Bus HV	44.73	2.743	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.58E-001	4.21E+000		
	Bus HV	100.00	2.814	0.00	173.21	173.21	0.000	0.000	4.08E-001	4.08E+000		
ndling Board A	Bus LV	45.79	0.061	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.29E+003	2.05E+003		
ndling Board B	Bus LV	45.52	0.105	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.28E+003	1.22E+003		
l.Board #9A	Bus LV	51.71	1.064	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.33E+002	1.14E+002		
Board #9B	Bus LV	50.93	2.204	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	6.26E+001	5.70E+001		
	Bus LV	100.00	65.132	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.29E-001	2.45E+000	1.29E-001	9.02E-001
	Coal Handling Board A	45.96	0.092	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	4.89E+003	4.57E+003		
	Coal Handling Board A	45.81	0.099	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	4.59E+003	4.21E+003		
	Coal Handling Board A	45.81	0.131	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.49E+003	3.12E+003		
	Coal Handling Board A	45.79	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Coal Handling Board A	45.79	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
ndling Board B	Coal Handling Board A	45.52	0.120	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.66E+003	3.58E+003		
	Coal Handling Board B	45.54	0.099	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	8.29E+003	8.49E+002		
	Coal Handling Board B	45.54	0.132	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	6.24E+003	5.56E+002		
	Coal Handling Board B	45.52	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Coal Handling Board B	45.52	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	51.71	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	51.71	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	51.85	0.416	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.12E+003	8.35E+002		
	Bus Unit.Board #9A	52.12	2.371	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.95E+002	1.48E+002		
t Board #9B	Bus Unit.Board #9A	50.93	0.925	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	4.69E+002	4.17E+002		
Drive BFBP'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.175	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp. 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.146	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.880	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.56E+001	5.28E+002		

Study Case: SM1

08 Juni 2014~~

bus: Bus HV

fault voltage = 500.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (500.000 kV)
= 100.00 % of base kV (500.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
tion Pump #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.059	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
mp 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.100	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.80E+002	4.66E+003		
ining Pump	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.262	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	7.31E+001	1.77E+003		
veyer 4A #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.059	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
	Bus Unit Board #9B	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	50.93	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	50.93	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	50.93	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	50.93	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	51.93	0.791	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.04E+003	4.64E+001		
	Bus Unit Board #9B	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
mp	Bus Unit Board #9B	100.00	0.738	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.93E+001	6.40E+002		
mp	Bus Unit Board #9B	100.00	1.258	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.07E+001	3.75E+002		
9'	Bus Unit Board #9B	100.00	1.241	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.09E+001	3.80E+002		
#9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.981	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.38E+001	4.81E+002		
B	Bus Unit Board #9B	100.00	0.424	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
iven BFBP.B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.178	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.148	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
#9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.148	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
tion Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.148	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
Pump.2 #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.104	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.68E+002	4.53E+003		
an Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.112	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.18E+002	4.23E+003		
veyer 4B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.060	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
Wtr Pump #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.094	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.14E+002	5.02E+003		
ucket Stucker &	Bus379	100.00	0.092	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.74E+002	5.64E+003		
No.A	Bus380	100.00	0.099	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.37E+002	5.27E+003		
ppro Belt Conv. A	Bus381	100.00	0.131	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.00E+002	3.96E+003		
	Bus383	43.61	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus32'	43.61	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
No.B	Bus351	100.00	0.099	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.37E+002	5.27E+003		
ppro Belt Conv. B	Bus353	100.00	0.132	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	2.00E+002	3.96E+003		
	Bus377	28.90	0.000	63.49	63.49	63.49	0.000	0.000				
	Bus394	43.35	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				

Study Case: SMI

08 Juni 2014~

bus: Bus HV

voltage = 500.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (500.000 kV)
= 100.00 % of base kV (500.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
	Bus/8"	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/9	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/10	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/11	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/12	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/13	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/14	49.25	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/15	51.71	0.000	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000				
	Bus/16	100.00	0.416	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
en BFP	Bus/17	100.00	2.371	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	5.55E+000	1.94E+002		
	Bus225	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/18	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/19	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/25'	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/26	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
Electrochlorinat.	Bus/27	100.00	0.791	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.75E+001	5.85E+002		
	Bus/28	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/29	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				
	Bus/30	48.50	0.000	95.24	95.24	95.24	0.000	0.000				

icates fault current contribution is from three-winding transformers

icates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Study Case: SM1

08 Juni 2014~~

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between MT and CT. A. Adjacent to Bus HV.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
25.0	78		25.0		Phase - Dif
35.0	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - Dif
55.0	CB B		30.0		Tripped by 78 Phase - Dif
99.4	78	2.814	99.4		Phase - OC1 - 51
100	Relay79	4.467	100		Phase - OC1 - 51
109	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
119	GCB		20.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
120	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 51
129	CB B		30.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
131	Relay164	0.322	131		Phase - OC1 - 51
140	CB/U.B #9 B		40.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 51
177	CB324		46.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
181	CB320		50.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
181	CB321		50.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
5642	Relay164	0.322	5642		Overload Phase - Thermal
5688	CB324		46.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
5692	CB320		50.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
5692	CB321		50.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
11846	Relay16	0.416	11846		Overload Phase - Thermal
11856	CB/16		10.0		Tripped by Relay16 Overload Phase - Thermal
12868	Relay233	0.424	<12868		Overload Phase - Thermal
12914	CB233		46.0		Tripped by Relay233 Overload Phase - Thermal
15789	Relay200	0.738	<15789		Overload Phase - Thermal
15835	CB200		46.0		Tripped by Relay200 Overload Phase - Thermal
16048	Relay81	0.175	16048		Overload Phase - Thermal
16094	CB40		46.0		Tripped by Relay81 Overload Phase - Thermal
17873	Relay234	1.258	17873		Overload Phase - Thermal
17919	CB234		46.0		Tripped by Relay234 Overload Phase - Thermal
19019	Relay125	0.148	19019		Overload Phase - Thermal
19368	Relay83	0.146	19368		Overload Phase - Thermal
19414	CB43		46.0		Tripped by Relay83 Overload Phase - Thermal
21300	Ril/27	0.791	21300		Overload Phase - Thermal
21310	CB/27		10.0		Tripped by Ril/27 Overload Phase - Thermal
28757	Relay79	4.467	28757		Overload Phase - Thermal

Study Case: SM1

08 Juni 2014

mmetrical 3-Phase Fault between MT and CT. A. Adjacent to Bus HV.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
28777	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Overload Phase - Thermal
28797	CB/U.B #9 B		40.0		Tripped by Relay79 Overload Phase - Thermal
57770	Relay236	1.241	57770		Overload Phase - Thermal
57816	CB236		46.0		Tripped by Relay236 Overload Phase - Thermal
70819	Relay235	0.981	70819		Overload Phase - Thermal
70865	CB235		46.0		Tripped by Relay235 Overload Phase - Thermal
77741	Ril/17	2.371	77741		Overload Phase - Thermal
77751	CB/17		10.0		Tripped by Ril/17 Overload Phase - Thermal
169164	Relay123	0.178	169164		Overload Phase - Thermal
195027	Relay86	0.100	195027		Overload Phase - Thermal
330771	Relay84	0.880	330771		Overload Phase - Thermal
821311	Relay127	0.148	>821311		Overload Phase - Thermal
821311	Relay133	0.112	>821311		Overload Phase - Thermal
821311	Relay135	0.094	>821311		Overload Phase - Thermal
999366	Relay87	0.262	>999366		Overload Phase - Thermal
999366	Relay88	0.059	>999366		Overload Phase - Thermal

Study Case: SM1

08 Juni 2014

SHORT-CIRCUIT REPORT

bus: Bus LV

voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I30	R1	X1	R0	X0
	Total	0.00	172.264	0.00	88.03	87.87	225.719	225.719	9.76E-002	1.67E+000	5.08E-002	5.39E-001
	Bus LV	31.48	48.254	62.25	98.98	59.68	63.050	64.932 *	4.46E-001	5.97E+000	3.77E-002	1.88E+000
Handling Board A	Bus LV	1.92	0.110	11.53	86.32	86.15	0.659	1.693	1.05E+002	2.63E+003	2.41E+000	7.22E+001
Handling Board B	Bus LV	1.43	0.191	50.96	51.15	98.58	2.045	5.643 *	1.06E+002	1.51E+003	7.22E-001	2.17E+001
Board #9A	Bus LV	12.63	1.924	20.73	87.33	86.93	3.157	4.515	2.91E+000	1.50E+002	9.02E-001	2.71E+001
Board #9B	Bus LV	11.22	3.987	53.25	53.70	98.72	8.439	15.049 *	3.46E+000	7.23E+001	2.71E-001	8.12E+000
	Bus LV	100.00	117.810	100.00	100.00	100.00	148.434	134.268	1.29E-001	2.45E+000	1.29E-001	9.02E-001
on 500kv	Bus HV	100.00	1.930	100.00	100.00	100.00	1.419	0.000	4.08E-001	4.08E+000		
	Coal Handling Board A	2.36	0.166	11.83	86.03	86.52	0.143	0.000	4.21E+002	5.66E+003		
	Coal Handling Board A	1.95	0.179	11.56	86.30	86.18	0.153	0.000	3.41E+002	5.27E+003		
	Coal Handling Board A	1.96	0.238	11.57	86.29	86.19	0.204	0.000	2.04E+002	3.97E+003		
	Coal Handling Board A	1.92	0.000	11.53	86.32	86.15	0.000	0.000				
	Coal Handling Board A	1.92	0.000	11.53	86.32	86.15	0.000	0.000				
Handling Board B	Coal Handling Board A	1.43	0.217	50.96	51.15	98.58	1.695	5.643 *	4.23E+002	4.32E+003	7.22E-001	2.17E+001
	Coal Handling Board B	1.46	0.180	51.01	51.11	98.59	0.135	0.000	2.38E+003	4.73E+003		
	Coal Handling Board B	1.47	0.239	51.03	51.09	98.59	0.180	0.000	1.84E+003	3.53E+003		
	Coal Handling Board B	1.43	0.000	50.96	51.15	98.58	0.000	0.000				
	Coal Handling Board B	1.43	0.000	50.96	51.15	98.58	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.03	0.000	19.74	83.17	82.79	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.63	0.000	20.73	87.33	86.93	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.63	0.000	20.73	87.33	86.93	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	12.91	0.752	20.97	87.13	87.21	0.646	0.000	4.63E+001	1.12E+003		
	Bus Unit.Board #9A	13.47	4.289	21.43	86.78	87.68	3.683	0.000	9.15E+000	1.96E+002		
Board #9B	Bus Unit.Board #9A	11.22	1.674	53.25	53.70	98.72	3.591	15.049 *	6.35E+001	4.98E+002	2.71E-001	8.12E+000
Drive BFBP'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.316	100.00	100.00	100.00	0.272	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp. 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.264	100.00	100.00	100.00	0.227	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
'	Bus Unit.Board #9A	100.00	1.592	100.00	100.00	100.00	1.367	0.000	1.56E+001	5.28E+002		
ion Pump #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.106	100.00	100.00	100.00	0.091	0.000	6.17E+002	7.87E+003		

Study Case: SM1

08 Juni 2014~~

bus: Bus LV

voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
mp 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.180	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	2.80E+002	4.66E+003		
ining Pump	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.474	100.00	100.00	100.00	0.407	0.000	7.31E+001	1.77E+003		
veyer 4A #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.106	100.00	100.00	100.00	0.091	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
	Bus Unit Board #9B	10.69	0.000	50.72	51.14	94.02	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	11.22	0.000	53.25	53.70	98.72	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	11.22	0.000	53.25	53.70	98.72	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	11.22	0.000	53.25	53.70	98.72	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	11.22	0.000	53.25	53.70	98.72	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	13.51	1.431	56.24	51.93	98.81	1.077	0.000	3.00E+002	5.29E+002		
	Bus Unit Board #9B	10.69	0.000	50.72	51.14	94.02	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	10.69	0.000	50.72	51.14	94.02	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	10.69	0.000	50.72	51.14	94.02	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	10.69	0.000	50.72	51.14	94.02	0.000	0.000				
mp	Bus Unit Board #9B	100.00	1.334	100.00	100.00	100.00	1.004	0.000	1.93E+001	6.40E+002		
mp	Bus Unit Board #9B	100.00	2.276	100.00	100.00	100.00	1.712	0.000	1.07E+001	3.75E+002		
9'	Bus Unit Board #9B	100.00	2.244	100.00	100.00	100.00	1.689	0.000	1.09E+001	3.80E+002		
#9'	Bus Unit Board #9B	100.00	1.774	100.00	100.00	100.00	1.335	0.000	1.38E+001	4.81E+002		
B	Bus Unit Board #9B	100.00	0.767	100.00	100.00	100.00	0.577	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
iven BFBP.B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.322	100.00	100.00	100.00	0.242	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.268	100.00	100.00	100.00	0.202	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
#9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.268	100.00	100.00	100.00	0.202	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
tion Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.268	100.00	100.00	100.00	0.202	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
Pump.2 #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.188	100.00	100.00	100.00	0.142	0.000	2.68E+002	4.53E+003		
an Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.202	100.00	100.00	100.00	0.152	0.000	2.18E+002	4.23E+003		
veyer 4B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.108	100.00	100.00	100.00	0.081	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
Wtr Pump #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.170	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	3.14E+002	5.02E+003		
ucket Stucker &	Bus379	100.00	0.166	100.00	100.00	100.00	0.143	0.000	3.74E+002	5.64E+003		
No.A	Bus380	100.00	0.179	100.00	100.00	100.00	0.153	0.000	3.37E+002	5.27E+003		
ppro Belt Conv. A	Bus381	100.00	0.238	100.00	100.00	100.00	0.204	0.000	2.00E+002	3.96E+003		
	Bus383	1.83	0.000	48.60	48.83	93.90	0.000	0.000				
	Bus32'	1.83	0.000	48.60	48.83	93.90	0.000	0.000				
No.B	Bus351	100.00	0.180	100.00	100.00	100.00	0.135	0.000	3.37E+002	5.27E+003		
ppro Belt Conv. B	Bus353	100.00	0.239	100.00	100.00	100.00	0.180	0.000	2.00E+002	3.96E+003		
	Bus377	0.91	0.000	54.39	9.74	54.46	0.000	0.000				
	Bus394	1.36	0.000	81.59	14.62	81.69	0.000	0.000				
	Bus/8"	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				

ETAP
7.0.0

Page: 3
Date: 04-09-2015
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

Study Case: SMI

08 Juni 2014

Bus: Bus LV

voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
	Bus/9	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/10	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/11	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/12	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/13	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/14	12.03	0.000	51.03	51.63	94.04	0.000	0.000				
	Bus/15	12.63	0.000	53.58	54.21	98.74	0.000	0.000				
	Bus/16	100.00	0.752	100.00	100.00	100.00	0.646	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
on BFP	Bus/17	100.00	4.289	100.00	100.00	100.00	3.683	0.000	5.55E+000	1.94E+002		
	Bus225	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/18	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/19	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/25'	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/26	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
Electrochlorinat.	Bus/27	100.00	1.431	100.00	100.00	100.00	1.077	0.000	1.75E+001	5.85E+002		
	Bus/28	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/29	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				
	Bus/30	10.69	0.000	82.08	22.62	82.34	0.000	0.000				

ates fault current contribution is from three-winding transformers

ates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Study Case: SM1

08 Juni 2014

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between CT.B and MT. Adjacent to Bus LV.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
25.0	78		25.0		Phase - Dif
35.0	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - Dif
55.0	CB B		30.0		Tripped by 78 Phase - Dif
100	Relay79	8.080	100		Phase - OC1 - 51
111	78	1.930	111		Phase - OC1 - 51
120	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 51
121	CB A		10.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
131	GCB		20.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
131	Relay164	0.583	131		Phase - OC1 - 51
140	CB/U.B #9 B		40.0		Tripped by Relay79 Phase - OC1 - 51
141	CB B		30.0		Tripped by 78 Phase - OC1 - 51
177	CB324		46.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
181	CB320		50.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
181	CB321		50.0		Tripped by Relay164 Phase - OC1 - 51
1551	Relay164	0.583	1551		Overload Phase - Thermal
1597	CB324		46.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
1601	CB320		50.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
1601	CB321		50.0		Tripped by Relay164 Overload Phase - Thermal
4776	Relay16	0.752	4776		Overload Phase - Thermal
4786	CB/16		10.0		Tripped by Relay16 Overload Phase - Thermal
5597	Relay79	8.080	5597		Overload Phase - Thermal
5617	CB/U.B #9A		20.0		Tripped by Relay79 Overload Phase - Thermal
5637	CB/U.B #9 B		40.0		Tripped by Relay79 Overload Phase - Thermal
12742	Relay81	0.316	<12742		Overload Phase - Thermal
12742	Relay83	0.264	<12742		Overload Phase - Thermal
12742	Relay125	0.268	<12742		Overload Phase - Thermal
12742	Relay234	2.276	<12742		Overload Phase - Thermal
12788	CB40		46.0		Tripped by Relay81 Overload Phase - Thermal
12788	CB43		46.0		Tripped by Relay83 Overload Phase - Thermal
12788	CB234		46.0		Tripped by Relay234 Overload Phase - Thermal
12868	Relay233	0.767	<12868		Overload Phase - Thermal
12914	CB233		46.0		Tripped by Relay233 Overload Phase - Thermal
15777	Ril/27	1.431	<15777		Overload Phase - Thermal
15787	CB/27		10.0		Tripped by Ril/27 Overload Phase - Thermal

Study Case: SMI

08 Juni 2014~

Asymmetrical 3-Phase Fault between CT.B and MT. Adjacent to Bus LV.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
15789	Relay200	1.334	<15789		Overload Phase - Thermal
15835	CB200		46.0		Tripped by Relay200 Overload Phase - Thermal
22131	Relay236	2.244	22131		Overload Phase - Thermal
22177	CB236		46.0		Tripped by Relay236 Overload Phase - Thermal
26553	Relay235	1.774	26553		Overload Phase - Thermal
26599	CB235		46.0		Tripped by Relay235 Overload Phase - Thermal
28112	Ril/17	4.289	28112		Overload Phase - Thermal
28122	CB/17		10.0		Tripped by Ril/17 Overload Phase - Thermal
32367	Relay127	0.268	32367		Overload Phase - Thermal
40978	Relay123	0.322	40978		Overload Phase - Thermal
47649	Relay86	0.180	47649		Overload Phase - Thermal
63337	Relay84	1.592	63337		Overload Phase - Thermal
77096	Relay135	0.170	77096		Overload Phase - Thermal
89148	Relay133	0.202	89148		Overload Phase - Thermal
122270	Relay87	0.474	122270		Overload Phase - Thermal
122864	Relay132	0.188	122864		Overload Phase - Thermal
146825	Relay88	0.106	146825		Overload Phase - Thermal
806969	Relay85	0.106	806969		Overload Phase - Thermal
821311	Relay134	0.108	>821311		Overload Phase - Thermal



ETAP[®] 7.0

**REPORT HASIL SIMULASI HUBUNG SINGKAT
EKSTERNAL TRANSFORMATOR DAYA 500/20 kV**

Study Case: SM1

08 Juni 2014

SHORT-CIRCUIT REPORT

bus: **Bus/15**

voltage = 6.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.000 kV)
= 100.00 % of base kV (6.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
	Total	0.00	63.065	0.00	100.74	108.89	57.501	57.501	8.45E+000	1.27E+001	1.32E+001	1.48E+001
Board #9A	Bus/15	58.47	63.065	66.78	93.96	100.77	57.501	57.501	8.45E+000	1.27E+001	1.32E+001	1.48E+001
	Bus/15	0.00	0.000	62.87	58.16	99.98	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	55.69	0.000	63.60	89.48	95.97	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	58.47	0.000	66.78	93.96	100.77	0.000	0.000				
	Bus Unit.Board #9A	58.91	0.516	67.04	93.96	100.88	0.313	0.000	4.63E+001	1.12E+003		
	Bus Unit.Board #9A	59.67	2.942	67.50	93.96	101.07	1.784	0.000	9.15E+000	1.96E+002		
	Bus Unit.Board #9A	91.83	25.565	94.93	97.80	100.06	21.180	16.906	1.85E-001	2.26E+001	6.84E-001	1.95E+001
Board #9B	Bus Unit.Board #9A	74.02	31.967	93.87	82.86	99.98	32.963	40.595 *	8.02E-001	1.80E+001	2.71E-001	8.12E+000
Drive BFBP'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.217	100.00	100.00	100.00	0.132	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp. 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.181	100.00	100.00	100.00	0.110	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
'	Bus Unit.Board #9A	100.00	1.092	100.00	100.00	100.00	0.662	0.000	1.56E+001	5.28E+002		
tion Pump #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.073	100.00	100.00	100.00	0.044	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
mp 1 #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.124	100.00	100.00	100.00	0.075	0.000	2.80E+002	4.66E+003		
ining Pump	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.325	100.00	100.00	100.00	0.197	0.000	7.31E+001	1.77E+003		
veycer 4A #9'	Bus Unit.Board #9A	100.00	0.073	100.00	100.00	100.00	0.044	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
	Bus/8"	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/9	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/10	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/11	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/12	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/13	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/14	55.69	0.000	86.91	65.48	95.22	0.000	0.000				
	Bus/16	100.00	0.516	100.00	100.00	100.00	0.313	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
en BFP	Bus/17	100.00	2.942	100.00	100.00	100.00	1.784	0.000	5.55E+000	1.94E+002		
	Bus LV	94.28	4.630	96.63	99.98	98.34	3.262	1.489 *	4.46E-001	5.97E+000	3.77E-002	1.88E+000
ndling Board A	Bus LV	91.98	0.011 *	95.21	97.65	100.07	0.019	0.039	1.05E+002	2.63E+003	2.41E+000	7.22E+001

ETAP
7.0.0

Page: 2
Date: 04-09-2015
SN: 12345678
Revision: Base
Config.: Normal

Study Case: SMI

08 Juni 2014~~

Bus: Bus/15

voltage = 6.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.000 kV)
= 100.00 % of base kV (6.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Handling Board B	Bus LV	91.94	0.018	97.75	95.17	99.98	0.054	0.129 *	1.06E+002	1.51E+003	7.22E-001	2.17E+001
Board #9B	Bus LV	74.02	8.297	93.87	82.86	99.98	4.933	0.345 *	2.57E-001	3.33E+000	2.71E-001	8.12E+000
	Bus LV	100.00	11.305	100.00	100.00	100.00	7.950	3.078	1.29E-001	2.45E+000	1.29E-001	9.02E-001
	Bus Unit Board #9B	70.50	0.000	89.40	78.91	95.22	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	74.02	0.000	93.87	82.86	99.98	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	74.02	0.000	93.87	82.86	99.98	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	74.02	0.000	93.87	82.86	99.98	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	74.02	0.000	93.87	82.86	99.98	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	75.44	0.531	94.63	83.29	99.99	0.279	0.000	8.35E+002	9.27E+002		
	Bus Unit Board #9B	70.50	0.000	89.40	78.91	95.22	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	70.50	0.000	89.40	78.91	95.22	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	70.50	0.000	89.40	78.91	95.22	0.000	0.000				
	Bus Unit Board #9B	100.00	0.495	100.00	100.00	100.00	0.260	0.000	1.93E+001	6.40E+002		
	mp	Bus Unit Board #9B	100.00	0.844	100.00	100.00	100.00	0.444	0.000	1.07E+001	3.75E+002	
#9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.833	100.00	100.00	100.00	0.438	0.000	1.09E+001	3.80E+002		
#9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.658	100.00	100.00	100.00	0.346	0.000	1.38E+001	4.81E+002		
B	Bus Unit Board #9B	100.00	0.284	100.00	100.00	100.00	0.150	0.000	3.88E+001	1.11E+003		
iven BFBP.B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.119	100.00	100.00	100.00	0.063	0.000	1.18E+002	2.65E+003		
mp #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.100	100.00	100.00	100.00	0.052	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
#9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.100	100.00	100.00	100.00	0.052	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
tion Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.100	100.00	100.00	100.00	0.052	0.000	1.50E+002	3.18E+003		
Pump.2 #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.070	100.00	100.00	100.00	0.037	0.000	2.68E+002	4.53E+003		
an Pump. #9 B'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.075	100.00	100.00	100.00	0.039	0.000	2.18E+002	4.23E+003		
veyer 4B #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.040	100.00	100.00	100.00	0.021	0.000	6.17E+002	7.87E+003		
Wtr Pump #9'	Bus Unit Board #9B	100.00	0.063	100.00	100.00	100.00	0.033	0.000	3.14E+002	5.02E+003		
on 500kv	Bus HV	100.00	0.185	100.00	100.00	100.00	0.095	0.000	4.08E-001	4.08E+000		
	Coal Handling Board A	92.05	0.016	95.25	97.65	100.09	0.010	0.000	4.21E+002	5.66E+003		
	Coal Handling Board A	91.99	0.017	95.21	97.65	100.07	0.010	0.000	3.41E+002	5.27E+003		
	Coal Handling Board A	91.99	0.023	95.21	97.65	100.07	0.014	0.000	2.04E+002	3.97E+003		
	Coal Handling Board A	91.98	0.000	95.21	97.65	100.07	0.000	0.000				
	Coal Handling Board A	91.98	0.000	95.21	97.65	100.07	0.000	0.000				
Handling Board B	Coal Handling Board A	91.94	0.021	97.75	95.17	99.98	0.031	0.129 *	4.23E+002	4.32E+003	7.22E-001	2.17E+001
	Coal Handling Board B	91.95	0.017	97.75	95.17	99.98	0.009	0.000	2.70E+004	1.46E+004		
	Coal Handling Board B	91.95	0.023	97.76	95.17	99.98	0.012	0.000	2.05E+004	1.07E+004		
	Coal Handling Board B	91.94	0.000	97.75	95.17	99.98	0.000	0.000				
	Coal Handling Board B	91.94	0.000	97.75	95.17	99.98	0.000	0.000				

Study Case: SM1

08 Juni 2014~~

bus: Bus/15

voltage = 6.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (6.000 kV)
= 100.00 % of base kV (6.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault			Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I310	R1	X1	R0	X0
	Bus225	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/18	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/19	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/25'	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/26	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
Electrochlorinat.	Bus/27	100.00	0.531	100.00	100.00	100.00	0.279	0.000	1.75E+001	5.85E+002		
	Bus/28	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/29	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				
	Bus/30	70.50	0.000	96.42	80.36	86.79	0.000	0.000				

ates fault current contribution is from three-winding transformers

ates a zero sequence fault current contribution (310) from a grounded Delta-Y transformer

Study Case: SMI

me: 08 Juni 2014

mmmetrical 3-Phase Fault at Bus/15.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
35183	CB/27		10.0		Tripped by Ril/27 Overload Phase - Thermal
50857	Ril/17	2.942	50857		Overload Phase - Thermal
50867	CB/17		10.0		Tripped by Ril/17 Overload Phase - Thermal
101214	Relay86	0.124	101214		Overload Phase - Thermal
157643	Relay84	1.092	157643		Overload Phase - Thermal
161333	Relay236	0.833	161333		Overload Phase - Thermal
161379	CB236		46.0		Tripped by Relay236 Overload Phase - Thermal
206494	Relay235	0.658	206494		Overload Phase - Thermal
206540	CB235		46.0		Tripped by Relay235 Overload Phase - Thermal
448684	Relay87	0.325	448684		Overload Phase - Thermal
656346	Relay88	0.073	656346		Overload Phase - Thermal
1003791	Relay123	0.119	>1003791		Overload Phase - Thermal