



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE141599

**EVALUASI PENGARUH *DISTRIBUTED GENERATION* (DG)
TERHADAP PROTEKSI SISTEM DISTRIBUSI MENGGUNAKAN
PROTECTION COORDINATION INDEX (PCI)
DI PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN**

Eko Purwanto WH
NRP 2213 105 075

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Ir. Teguh Yuwono

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE141599

***EVALUATION OF DISTRIBUTED GENERATION (DG)
IMPACTS ON PROTECTION FOR DISTRIBUTED SYSTEM
USED THE PROTECTION COORDINATION INDEX (PCI) IN
PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN***

Eko Purwanto W.H.
NRP 2213 105 075

Advisor
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Ir. Teguh Yuwono

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015


**EVALUASI PENGARUH *DISTRIBUTED GENERATION* (DG)
TERHADAP PROTEKSI SISTEM DISTRIBUSI
MENGUNAKAN *PROTECTION COORDINATION INDEX* (PCI)
DI PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



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

Dosen Pembimbing II



Ir. Teguh Yuwono
NIP. 195008061976121002



Evaluasi Pengaruh *Distributed Generation* (DG) Terhadap Proteksi Sistem Distribusi Menggunakan *Protection Coordination Index* (PCI) di PT Pertamina RU V Balikpapan

Nama : Eko Purwanto WH
Pembimbing 1 : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbing 2 : Ir. Teguh Yuwono

ABSTRAK

Kontinuitas pasokan daya listrik pada suatu industri sangat diperlukan untuk menjamin terlaksananya proses produksi yang ada. Kenyataannya, kadang kala proses tersebut terganggu akibat kurangnya daya listrik yang disalurkan oleh pembangkit. Sehingga industri tersebut harus menambah unit pembangkit. Namun untuk memperoleh proper emas perusahaan, pembangkit yang dimiliki harus lebih ramah lingkungan. Pemakaian *Distributed Generation* (DG) dengan bahan bakar *Renewable Energy* merupakan solusi yang dapat diambil.

Penambahan DG pada jaringan dapat mempengaruhi sistem proteksi yang ada. Penentuan lokasi DG yang akan dipasang harus benar-benar diperhatikan agar pengaruh tersebut dapat dikurangi. Dalam tugas akhir ini, penentuan lokasi DG didasarkan pada nilai *Protection Coordination Index* (PCI) pada kandidat bus. Terdapat dua langkah untuk menentukan nilai PCI ini. Pertama yaitu memastikan seting koordinasi proteksi sudah tepat. Langkah kedua adalah mencari nilai *Coordination Time Interval* (CTI) dengan cara mengetahui nilai arus hubung singkat pada setiap kandidat bus. Nilai PCI yang terbesar mengindikasikan bahwa DG mempunyai pengaruh yang paling sedikit.

Evaluasi ini dilakukan di sistem distribusi PT. Pertamina RU V Balikpapan dengan jumlah kandidat bus sebanyak lima buah yaitu Bus 1HT, Bus D, Bus C, Bus B dan Bus A. Dari hasil simulasi dan analisa DG dengan kapasitas 5 MVA, nilai PCI terbesar berada di bus B yaitu sebesar 185,15. Sedangkan nilai terkecil berada di bus 1HT sebesar hanya 68,49. Dengan nilai ini, bus B dapat direkomendasikan apabila PT. Pertamina RU V Balikpapan ingin memasang sebuah DG kapasitas 5 MVA.

Kata Kunci : *Distributed Generation* (DG), Sistem Proteksi, Indeks Koordinasi Proteksi (PCI)

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

***Evaluation Of Distributed Generation Impacts On Protection
For Distributed System Used The Protection Coordination
Index (PCI) In PT Pertamina RU V Balikpapan***

Name : Eko Purwanto WH
Advisor 1 : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Advisor 2 : Ir. Teguh Yuwono

ABSTRACT

Continuity of electrical power supply in an industry indispensable to guarantee the implementation of production processes. In fact, sometimes the process was interrupted due to the lack of electrical power supplied so must be increase their generating units. However, owned plant to be more environmentally friendly. Distributed Generation (DG) with Renewable Energy is a solution to solved it.

Injecting DG can be affected the existing protection system. Determination of DG location that will be installed must be properly addressed so that the effect can be reduced. In this paper, the determination DG location is based on the value of Coordination Protection Index (PCI). There are two steps to determine the value of PCI. The first is to make sure the settings are correct on protection coordination. The second step is to look for the value of Coordination Time Interval (CTI) by knowing the value of short circuit current. The largest PCI value was indicates that the DG has the least influence.

The evaluation is tested on distribution system PT. Pertamina RU V Balikpapan with five candidates buses are Bus IHT, Bus D, Bus C, Bus B, and Bus A. From the simulation results and analysis of the DG with the capacity of 5 MVA, the biggest PCI value was in the bus B is equal to 185,15. While, the smallest PCI value was in the bus IHT for only 68.49. With this value, the bus B can be recommended if PT. Pertamina RU V Balikpapan want to install a 5 MVA DG.

Keyword: Distributed Generation (DG), Protection System, Protection Coordination Index (PCI)

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada penulis dalam usaha dan kerja sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul :

“Evaluasi Pengaruh *Distributed Generation (DG)* Terhadap Proteksi Sistem Distribusi Menggunakan *Protection Coordination Index (PCI)* di PT Pertamina RU V Balikpapan”

Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan untuk menyelesaikan studi di Bidang Studi Teknik Sitem Tenaga, Program Studi S1 Teknik Elektro, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

Dalam penyusunan laporan tugas akhir ini, penulis banyak mendapatkan bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis dengan tulus ikhlas menyampaikan banyak terima kasih kepada :

1. Allah SWT yang telah memberikan anugerah kesehatan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini hingga selesai.
2. Bapak Jamaluddin dan Ibu Siti Maryam selaku kedua orang tua penulis atas doa, kasih sayang dan kepercayaan yang diberikan selama ini.
3. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT dan Bapak Ir. Teguh Yuwono selaku dosen pembimbing, atas segala kesabaran dan kesediaannya meluangkan waktu untuk membimbing serta memberi dukungan sehingga laporan ini dapat terselesaikan tepat waktu.
4. Lucy Dian Puspitasari yang selama pengerjaan tugas akhir ini selalu menemani penulis baik dalam kondisi suka maupun duka.
5. Teman-teman TA topik proteksi, faidh, deni, yohanes, lia, febrina, nana, angga, wahyu, wimas, cak toni, rendyk. Terima kasih atas diskusi selama ini yang telah banyak membantu penulis untuk menyelesaikan laporan tugas akhir ini.
6. Teman-teman kos *green house*, mas ading, farid, riyon, ujang, bobi. Terima kasih telah menemani penulis begadang selama pengerjaan tugas akhir ini di kos.

7. Teman-teman LJ Teknik Elektro Gasal 2013 yang telah memberi masukan untuk menunjang tugas akhir ini.
8. Dan semua pihak yang tidak dapat kami sebutkan satu persatu yang telah memberi dorongan dan bantuan dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini baik secara langsung maupun tidak langsung.

Kesalahan tak terpisahkan dari jalan kehidupan manusia. Karena itu, saya sebagai penulis meminta maaf apabila dalam pembuatan maupun penyusunan Tugas Akhir ini banyak terdapat kekurangan. Dengan segala kerendahan hati, semoga dengan terselesaikannya Tugas Akhir ini, dapat bermanfaat kita semua sebagai pengembangan ilmu pengetahuan umumnya dimasa datang.

Surabaya, Juli 2015

Penulis

DAFTAR ISI

JUDUL	i
PENGESAHAN	iii
ABSTRAK –ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika Laporan	6
BAB II. PROTEKSI SISTEM DISTRIBUSI MENGGUNAKAN PROTECTION COORDINATION INDEX (PCI)	
2.1 Gangguan Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Penyebab Gangguan Pada Sistem tenaga Listrik	7
2.2.1 Gangguan Beban Lebih (<i>Over Load</i>)	7
2.2.2 Gangguan Hubung Singkat (<i>Short Circuit</i>)	8
2.2.2.1 Gangguan Simetri	8
2.2.2.2 Gangguan Asimetri	8
2.3 Perhitungan Arus Hubung Singkat	11
2.3.1 Gangguan Tiga Fasa Ke Tanah	11
2.3.2 Gangguan Satu Fasa Ke Tanah	12
2.3.3 Gangguan Antar Fasa	13
2.3.4 Gangguan Dua Fasa Ke Tanah	14
2.4 Rele Pengaman	16
2.5 Rele Arus Lebih	18
2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu	18
2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Invers	19
2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan	19
2.6 Penyetelan Rele Arus Lebih	20
2.6.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers	20
2.6.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Instan	21
2.7 Koordinasi Rele Arus Dan Waktu	21

2.8 <i>Distributed Generation (DG)</i>	22
2.9 <i>Protection Coordination Index (PCI)</i>	23

BAB III. SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA RU V BALIKPAPAN

3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU V Balikpapan	25
3.2 Kapasitas Pembangkitan	26
3.3 Sistem Distribusi	27
3.4 Beban	29

BAB IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISA

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU V Balikpapan	31
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Rele Pengaman	31
4.3 Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat	32
4.3.1 Hubung Singkat Minimum.....	32
4.3.2 Hubung Singkat Maksimum.....	33
4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa	33
4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1	34
4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2	43
4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 3	53
4.4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 4	59
4.5 Pemilihan Kandidat Penempatan DG	64
4.6 Perhitungan Nilai PCI.....	64
4.7 Pemasangan Dan Evaluasi DG.....	70
4.7.1 Evaluasi Pada Bus B	70
4.7.2 Evaluasi Pada Bus 1HT.....	71

BAB V. PENUTUP

5.1 Kesimpulan	73
5.2 Saran	74

DAFTAR PUSTAKA 75

LAMPIRAN 1: SLD PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN.. A-1

LAMPIRAN 2: PERHITUNGAN NILAI PCI..... B-1

BIODATA PENULIS C-1

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Koefisien Invers <i>Time Dial</i>	15
Tabel 3.1	Data Unit Pembangkitan PT Pertamina RU V Balikpapan.....	27
Tabel 3.2	Data Trafo 2 Belitan.....	28
Tabel 3.3	Data Trafo 3 Belitan.....	29
Tabel 3.4	Data Beban Motor PT Pertamina RU V Balikpapan	29
Tabel 4.1	Data Hubung Singkat Minimum 30 <i>Cycle</i>	33
Tabel 4.2	Data Hubung Singkat Maksimum 4 <i>Cycle</i>	33
Tabel 4.3	Data Hubung Singkat Minimum Pada Kandidat Lokasi DG	64
Tabel 4.4	Nilai CTI Pada Setiap Bus Kandidat	67
Tabel 4.5	Nilai PCI Pada Setiap Bus Kandidat.....	68
Tabel 4.6	Nilai PCI Untuk 5 MVA	69
Tabel 4.7	Data DG Yang Di Evaluasi	70
Tabel 4.8	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus B Sebelum Di- <i>inject DG</i>	70
Tabel 4.9	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus B Sebelum Di- <i>inject DG</i> (Lanjutan)	71
Tabel 4.10	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus B Setelah Di- <i>inject DG</i>	71
Tabel 4.11	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus 1HT Sebelum Di- <i>inject DG</i>	71
Tabel 4.12	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus 1HT Sebelum Di- <i>inject DG</i> (Lanjutan)	72
Tabel 4.13	<i>Sequence Of Operation Event</i> Bus 1HT Setelah Di- <i>inject DG</i>	72

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	<i>Flowchart</i> Pada Tahap 1: Menentukan <i>Setting</i> Rele Arus Lebih	4
Gambar 1.2	<i>Flowchart</i> Pada Tahap 1: Menghitung Nilai PCI ...	5
Gambar 2.1	Fasor Diagram Gangguan Simetri.....	8
Gambar 2.2	Komponen Urutan Positif; (b) Komponen Urutan Negatif; (c) Komponen Urutan Nol.....	9
Gambar 2.3	Diagram Fasor Penjumlahan Komponen Simetri ...	9
Gambar 2.4	Diagram Gangguan Tiga Fasa Ke Tanah.....	12
Gambar 2.5	Diagram Gangguan Satu Fasa Ke Tanah.....	12
Gambar 2.6	Diagram Gangguan Antar Fasa.....	13
Gambar 2.7	Diagram Gangguan Dua Fasa Ke Tanah	15
Gambar 2.8	Skema Rele Pengaman	16
Gambar 2.9	Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu.....	18
Gambar 2.10	Karakteristik <i>Standard Inverse</i> , <i>Very Inverse</i> dan <i>Extremely Inverse</i>	19
Gambar 2.11	Karakteristik Rele Arus Lebih <i>Instant</i>	19
Gambar 2.12	<i>Central Generation VS Distributed Generation</i>	22
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan PT. PERTAMINA RU V Balikpapan	26
Gambar 4.1	Koordinasi Rele Tipikal 1	34
Gambar 4.2	Hasil <i>Plot Eksisting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 1a	35
Gambar 4.3	Hasil <i>Plot Eksisting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 1b.....	36
Gambar 4.4	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 1a.....	42
Gambar 4.5	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 1b.....	43
Gambar 4.6	Koordinasi Rele Tipikal 2.....	44
Gambar 4.7	Hasil <i>Plot Eksisting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 2a	45
Gambar 4.8	Hasil <i>Plot Eksisting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 2b.....	46
Gambar 4.9	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 2a.....	52
Gambar 4.10	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 2b.....	53

Gambar 4.11	Koordinasi Rele Tipikal 3	54
Gambar 4.12	Hasil <i>Plot Eksisting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 3	54
Gambar 4.13	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 3	58
Gambar 4.14	Koordinasi Rele Tipikal 4	59
Gambar 4.15	Hasil <i>Plot Existing</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 4 .	60
Gambar 4.16	Hasil <i>Plot Resetting</i> Rele Gangguan Fasa Tipikal 4	63
Gambar 4.17	Kandidat Lokasi Penempatan DG	65
Gambar 4.18	Cara Penentuan PCI	66
Gambar 4.19	Kurva MVA DG - CTI.....	67
Gambar 4.20	Grafik PCI Setiap Bus Kandidat.....	68
Gambar 4.21	Grafik PCI Pada 5 MVA	69

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kontinuitas pasokan daya pada suatu industri sangat diperlukan untuk menjamin terlaksananya proses produksi. Permasalahannya, kadang kala jumlah pembangkit yang dimiliki tidak mampu mensuplai semua beban yang ada. Sehingga industri tersebut harus menambah pembangkit baru guna memenuhi permintaan beban. Namun untuk mengejar proper emas perusahaan, pembangkit yang dimiliki di suatu industri besar harus lebih ramah terhadap lingkungan sekitar. Pemakaian *Distributed Generation (DG)* dengan bahan bakar *renewable energy* adalah salah satu solusinya.

Penambahan DG pada sebuah industri dapat mempengaruhi *setting* koordinasi proteksi yang ada [1]. Penelitian yang telah dilakukan oleh Eko Wahyu (2012) menyebutkan bahwa penambahan DG yang dilakukan di PT Chevron Pasific Indonesia berpengaruh terhadap sistem proteksi. Sehingga perlu dilakukan *resetting* untuk koordinasi proteksi agar sistem tetap aman apabila terjadi sebuah gangguan. Berdasarkan referensi [2], terdapat beberapa cara untuk mengurangi pengaruh DG jika diintegrasikan dengan sistem distribusi tenaga listrik yaitu membatasi kapasitas DG, modifikasi proteksi, proteksi adaptif dan menambahkan *fault current limiter*. Didalam membatasi kapasitas DG yang diijinkan terdapat beberapa parameter yang harus diperhatikan. Parameter tersebut yaitu *losses* yang terjadi sepanjang saluran, kapasitas konduktor dan level arus hubung singkat [3]. Semakin besar pengaruh penambahan DG pada sistem, maka semakin besar pula kemungkinan untuk merubah *setting* koordinasi proteksi.

Dalam tugas akhir ini, diusulkan sebuah *Protection Coordination Index (PCI)* yang akan digunakan untuk menentukan pengaruh dari terintegrasinya DG terhadap sistem proteksinya. Terdapat dua langkah untuk menentukan nilai PCI. Langkah pertama yaitu menentukan *setting* arus dan waktu pada *over current relay (OCR)* berdasarkan pada data *existing*. Sedangkan pada tahap kedua yaitu mencari nilai *coordination time interval (CTI)* yang kemudian akan digunakan untuk menghitung nilai PCI. CTI ditentukan dengan cara melihat arus hubung singkat di setiap kandidat bus yang telah dipilih. Arus hubung singkat tersebut kemudian dimasukkan ke kurva *normally inverse* untuk dilihat interval

waktu antara rele utama dan rele *back up*. Nilai PCI ini kemudian akan menjadi sebuah acuan dalam penempatan DG. Evaluasi ini dilakukan pada sistem distribusi PT Pertamina RU V Balikpapan.

1.2 Perumusan Masalah

Hal yang menjadi permasalahan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. *Setting* rele (TDS & I_p) yang benar-benar sesuai untuk menentukan PCI sehingga dapat digunakan untuk mengevaluasi DG
2. Pemilihan lokasi DG yang tepat agar tidak begitu berpengaruh terhadap koordinasi proteksi sehingga tidak membutuhkan perubahan secara besar

1.3 Batasan Masalah

Untuk menyelesaikan masalah dalam Tugas Akhir ini, maka perlu diberi batasan-batasan sebagai berikut:

1. *Software* yang digunakan adalah ETAP 12.6
2. Evaluasi dilakukan di PT Pertamina RU V Balikpapan
3. Hanya memperhatikan *setting* koordinasi gangguan fasa pada *Over-current Relay*
4. DG yang dipakai adalah jenis sinkronus generator
5. Parameter yang diperhatikan hanya mempertimbangkan level hubung singkat

1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Nilai PCI yang terbesar dapat digunakan sebagai acuan untuk menentukan lokasi peletakan DG yang tepat sehingga tidak perlu merubah *setting* dari proteksi
2. Mengetahui pengaruh pemasangan DG terhadap proteksi pada sistem distribusi PT Pertamina RU V Balikpapan

1.5 Metodologi

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

1. Pengumpulan Data dan Studi Literatur
Langkah pertama yang dilakukan yaitu pengumpulan data yang berfungsi untuk membantu pemahaman mengenai permasalahan

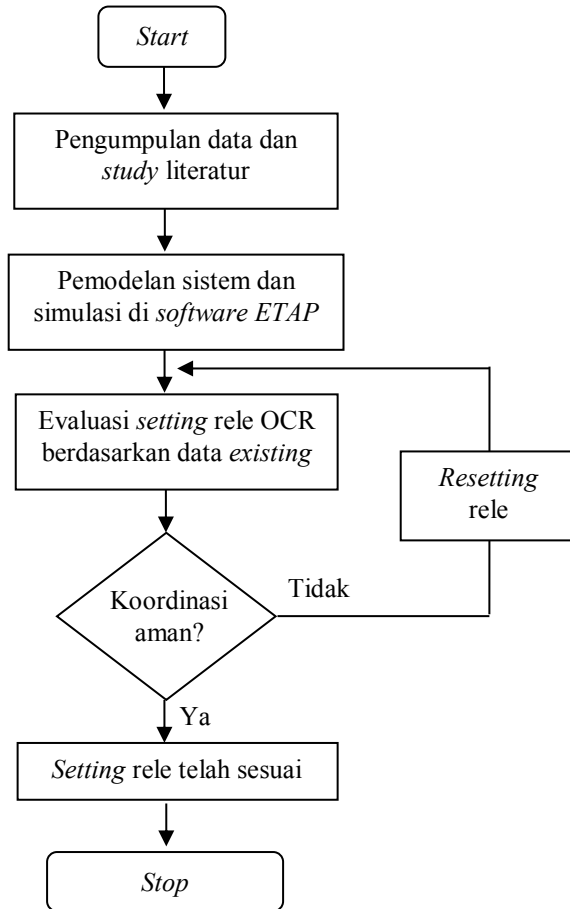
yang dihadapi. Data yang diperlukan untuk pengerjaan tugas akhir ini antara lain *rating* generator, trafo, kabel, motor, kapasitas busbar dan *single line diagram* PT. Pertamina RU V Balikpapan. Literatur yang digunakan pada tugas akhir ini berupa buku referensi yang relevan, diktat mata kuliah, buku tugas akhir, jurnal ilmiah dan *datasheet relay*.

2. Pemodelan dan Analisis

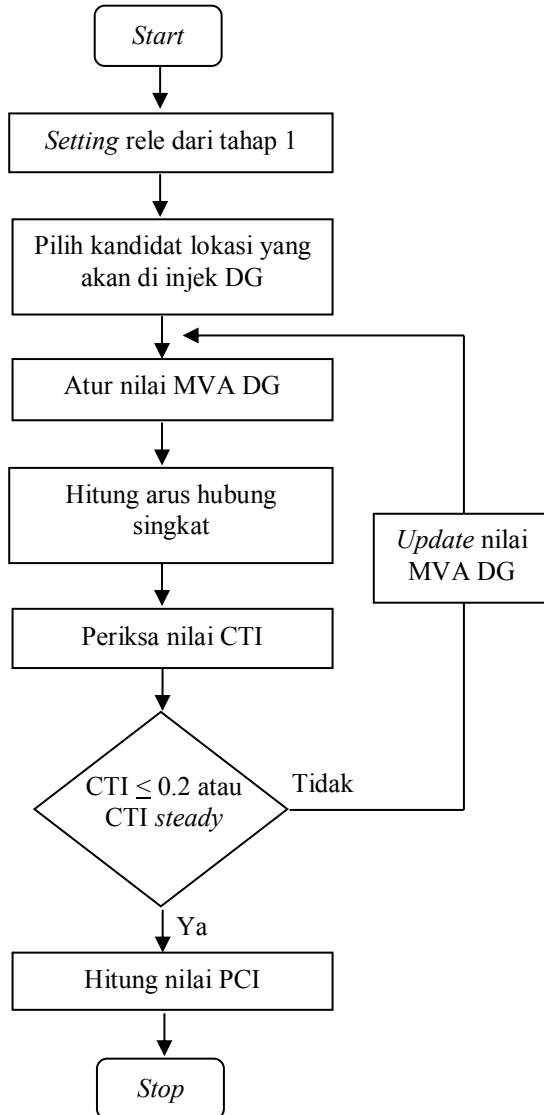
Setelah proses pengumpulan data selesai, maka penulis akan melakukan pemodelan dengan menggunakan *software* simulasi ETAP 12.6. Pemodelan dilakukan melalui 2 tahap, yaitu (i) menentukan setting rele yang bertujuan untuk memperoleh koordinasi proteksi yang aman dan (ii) mencari nilai CTI berdasarkan jumlah MVA DG yang di-*inject*. Analisa dilakukan dengan menunjukkan perhitungan *high set* dan *low set*, sehingga didapatkan nilai *time dial*, *time delay*, setting *time over current pick-up*, *instantaneous pick-up*, dan plot *time current curve* (TCC). Setelah perhitungan *setting* rele sudah sesuai, maka dilakukan analisa perhitungan nilai PCI serta dilakukan evaluasi pemasangan DG pada bus yang terpilih.

3. Kesimpulan dan Penyusunan Laporan

Langkah akhir dari penyusunan tugas akhir ini adalah pembuatan kesimpulan dari hasil simulasi dan analisa yang telah dilakukan. Selain itu juga akan diberikan saran dan rekomendasi tentang penelitian yang akan dilakukan. Alur metodologi penyusunan tugas akhir ini dapat direpresentasikan dalam *flowchart* pada Gambar 1.1 dan Gambar 1.2.



Gambar 1.1 Flowchart Tahap 1: Menentukan *Setting* Rele Arus Lebih



Gambar 1.2 Flowchart Tahap 2: Menghitung Nilai PCI

1.6 Sistematika Penulisan

Penulisan laporan dalam tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab yaitu Bab Pendahuluan, Proteksi Sistem Distribusi dan *Protection Coordination Index* (PCI) , Sistem Kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan, Hasil Simulasi dan Analisa serta yang terakhir yaitu Penutup.

BAB I : PENDAHULUAN

Bab ini terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi pengerjaan tugas akhir dan sistematika penulisan laporan.

BAB II : PROTEKSI SISTEM DISTRIBUSI DAN *PROTECTION COORDINATION INDEX* (PCI)

Pada bab ini menjelaskan teori-teori penunjang yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini.

BAB III : SISTEM KELISTRIKAN PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN.

Bab ini berisi tentang sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan, meliputi bagaimana konfigurasinya serta beberapa hal mengenai operasi sistem tenaga listrik di PT Pertamina RU V Balikpapan.

BAB IV : HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini membahas mengenai hasil simulasi yang telah dilakukan. Dalam bab ini akan disajikan analisis terhadap kinerja dan koordinasi rele arus lebih ketika terjadi gangguan, serta perhitungan nilai indeks koordinasi proteksi yang kemudian dijadikan sebagai rekomendasi penempatan DG

BAB V : PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil simulasi, studi literatur dan analisis yang telah dilakukan.

BAB II

PROTEKSI SISTEM DISTRIBUSI DAN *PROTECTION COORDINATION INDEX* (PCI)

Sistem proteksi merupakan komponen pada sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk mengamankan peralatan dari kerusakan akibat arus gangguan. Selain itu sistem proteksi juga berfungsi untuk melokalisir dampak gangguan sehingga peralatan pada daerah lain tetap dapat beroperasi. Sistem proteksi yang terpasang harus diatur sedemikian rupa agar dapat memutus arus gangguan yang muncul dengan cepat dan selektif ketika terjadi gangguan. Rele yang terdekat dengan lokasi gangguan harus dapat memutus arus gangguan yang terjadi secepat mungkin. Jika rele ini gagal mengamankan gangguan tersebut maka rele di atasnya yang menjadi *back up* akan segera bekerja sesuai *setting* waktu yang telah ditentukan. Dalam pemilihan rele proteksi terdapat beberapa pertimbangan sebagai berikut biaya peralatan minimum, proteksi yang handal, operasi cepat dan sensitivitas tinggi.

2.1 Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Berdasarkan referensi [4], gangguan yang terjadi pada suatu sistem tenaga listrik akan mengalir arus yang besar menuju ke titik gangguan. Arus gangguan tersebut memiliki nilai yang lebih besar dari rating arus maksimum yang diijinkan, sehingga terjadi kenaikan temperatur pada peralatan yang dapat menyebabkan kerusakan peralatan. Gangguan yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*).

2.2 Penyebab Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Referensi [5] menyebutkan bahwa dalam sistem tenaga listrik tiga fasa, gangguan-gangguan yang dapat menyebabkan timbulnya arus lebih yang dapat terjadi diantaranya yaitu gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*).

2.2.1 Gangguan Beban Lebih (*Overload*)

Gangguan ini terjadi karena arus yang mengalir melebihi arus nominal yang diizinkan ($I > I_n$). Pada saat gangguan ini terjadi arus yang mengalir melebihi dari kapasitas peralatan listrik. Bila gangguan

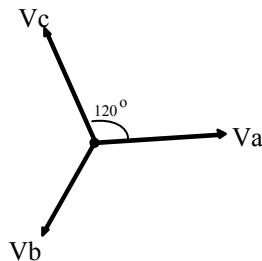
ini dibiarkan terus menerus, maka dapat merusak peralatan listrik yang dialiri arus tersebut.

2.2.2 Gangguan Hubung Singkat (*Short Circuit*)

Berdasarkan pada referensi [6], gangguan hubung singkat dapat digolongkan menjadi dua kelompok yaitu gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat tak simetri (asimetri). Gangguan yang termasuk dalam hubung singkat simetri yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa, sedangkan gangguan yang lainnya merupakan gangguan hubung singkat tak simetri. Sebagian besar gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak simetri. Gangguan tak simetri ini terjadi sebagai akibat gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, gangguan hubung singkat dua fasa, atau gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah. Adanya gangguan hubung singkat dapat mengakibatkan rusaknya peralatan listrik, berkurangnya stabilitas daya, dan terhentinya kontinuitas daya akibat membukanya *circuit breaker*.

2.2.2.1 Gangguan Simetri

Gangguan simetri adalah gangguan yang seimbang antar fasanya. Contoh dari gangguan ini yaitu gangguan tiga fasa. Pada saat terjadi gangguan, nilai pada setiap fasanya akan sama sehingga apabila dijumlahkan akan bernilai nol. Gambar 2.1 berikut adalah gambar fasor diagram dari gangguan simetri.

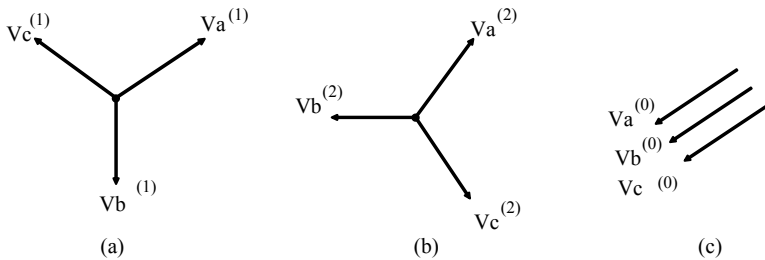


Gambar 2.1 Fasor Diagram Gangguan Simetri

2.2.2.2 Gangguan Asimetri

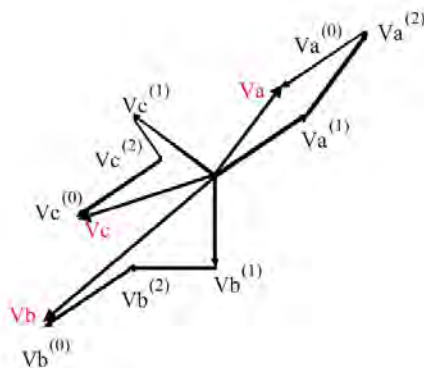
Gangguan asimetri disebut juga sebagai gangguan tidak seimbang. Dikatakan sebagai gangguan tidak seimbang karena apabila terjadi gangguan, nilai tiap fasanya tidak sama. Artinya, yang

memberikan kontribusi arus hanya dari salah satu atau dua fasanya. Contoh dari gangguan ini yaitu gangguan satu fasa ketanah, antar fasa dan dua fasa ketanah. Berdasarkan referensi [7], untuk analisa gangguan asimetri disederhanakan dengan menggunakan komponen simetri. Gambar 2.2 berikut adalah gambar dari komponen simetri.



Gambar 2.2 (a) Komponen Urutan Positif; (b) Komponen Urutan Negatif; (c) Komponen Urutan Nol

Perbedaan nilai antar fasa ini bisa dilihat dari besarnya magnitude ataupun dari sudut fasa. Sehingga untuk menyamakan setiap fasanya digunakanlah komponen simetri yaitu komponen urutan positif (1), komponen urutan negatif (2) dan komponen urutan nol (0). Nilai dari tegangan/arus hubung singkat adalah hasil penjumlahan dari ketiga urutan tersebut. Gambar 2.3 berikut adalah fasor penjumlahan dari komponen simetri.



Gambar 2.3 Diagram Fasor Penjumlahan Komponen Simetri

Dari Gambar 2.3 daidapatkan bahwa nilai setiap fasanya yaitu:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\ V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Variabel V_b dan V_c dapat diganti dengan variabel V_a yang dikalikan dengan fungsi operator a dimana nilainya yaitu $1 \angle 120^\circ$. Sehingga dari Gambar 2.2 dapat dilihat hubungan antara V_a , V_b dan V_c adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} V_b^{(0)} &= V_a^{(0)} & V_c^{(0)} &= V_a^{(0)} \\ V_b^{(1)} &= a^2 V_a^{(1)} & V_c^{(1)} &= a V_a^{(1)} \\ V_b^{(2)} &= a V_a^{(2)} & V_c^{(2)} &= a^2 V_a^{(2)} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Substitusi persamaan (2.2) ke (2.1), sehingga didapatkan:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \\ V_c &= V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Atau dalam bentuk matriks yaitu:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Dimana nilai A yaitu:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Kemudian nilai A di invers untuk mempermudah perhitungan.

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Untuk mendapatkan nilai komponen simetri, maka sisi sebelah kiri dikalikan dengan A^{-1} .

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Perkalian dari matriks tersebut yaitu:

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.8)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.9)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (2.10)$$

Sama halnya dengan tegangan, persamaan untuk arus hubung singkat adalah sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

2.3 Perhitungan Arus Hubung Singkat

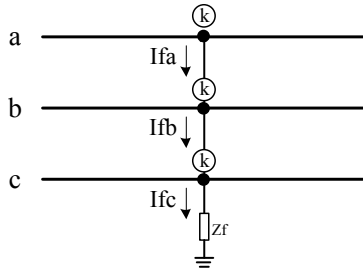
Perhitungan arus hubung singkat bergantung pada jenis gangguan hubung singkat yang terjadi. Terdapat beberapa jenis hubung singkat yaitu gangguan hubung singkat 3 fasa ke tanah, hubung singkat antar fasa, hubung singkat dua fasa ke tanah dan hubung singkat satu fasa ke tanah sesuai dengan referensi [8] :

2.3.1 Gangguan Tiga Fasa Ke Tanah

Gangguan hubung singkat tiga fasa ke tanah merupakan gangguan simetri. Dikatakan sebagai gangguan yang simetri karena ketiga fasanya mengalami gangguan sehingga nilai fasanya semua sama. Gambar 2.4 adalah diagram gangguan dari hubung singkat tiga fasa ketanah.

Dikarenakan gangguan simetri tidak memiliki arus urutan negatif dan nol, maka besarnya arus hubung singkat tiga fasa ke tanah adalah tegangan hubung singkat dibagi dengan impedansi urutan positifnya atau secara matematis dapat ditulis sebagai berikut:

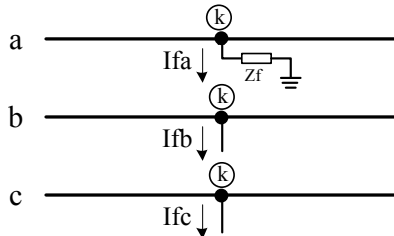
$$I_{fa} = \frac{V_f}{Z_{kk}} \quad (2.12)$$



Gambar 2.4 Diagram Gangguan Tiga Fasa Ke Tanah

2.3.2 Gangguan Satu Fasa Ke Tanah

Gangguan satu fasa ke tanah diakibatkan karena salah satu konduktor menyentuh tanah. Gambar 2.5 berikut merepresentasikan gangguan satu fasa ke tanah.



Gambar 2.5 Diagram Gangguan Tiga Fasa Ke Tanah

Dari Gambar 2.5 tersebut, gangguan hubung singkat terjadi di fasa a. Sehingga didapatkan:

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (2.13)$$

Untuk komponen simetrisnya adalah sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Dengan perkalian matriks didapatkan:

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (2.14)$$

Dengan substitusi $I_{fa}^{(0)}$ ke $I_{fa}^{(1)}$ dan $I_{fa}^{(2)}$, didapatkan $I_{fa} = 3I_{fa}^{(0)}$. Sehingga didapatkan rumus tegangan di titik hubung singkat yaitu:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(0)} &= -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} &= V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ V_{ka}^{(2)} &= -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Dari persamaan (2.13) didapatkan $V_{ka} = 3Z_f I_{fa}^{(0)}$ yang kemudian dimasukkan dalam penjumlahan dari (2.15)

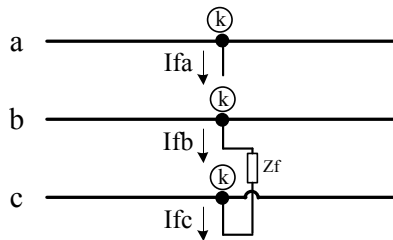
$$V_{ka} = V_{ka}^{(0)} + V_{ka}^{(1)} + V_{ka}^{(2)} = V_f - (Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) I_{fa}^{(0)} = 3Z_f I_{fa}^{(0)}$$

Sehingga besarnya arus hubung singkat (2.14) pada gangguan satu fasa ke tanah yaitu sebagai berikut:

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + 3Z_f} \quad (2.16)$$

2.3.3 Gangguan Antar Fasa

Gangguan antar fasa terjadi dikarenakan hubung singkat diantara ke dua fasanya. Gambar 2.6 berikut merepresentasikan gangguan yang terjadi pada fasa b dan c.



Gambar 2.6 Diagram Gangguan Antar Fasa

Dari Gambar 2.6 tersebut, gangguan terjadi di fasa b dan fasa c. Sehingga didapatkan:

$$I_{fa} = 0 \quad I_{fb} = -I_{fc} \quad V_{kb} - V_{kc} = I_{fb}Z_f \quad (2.17)$$

Dikarenakan $I_{fb} = -I_{fc}$ dan $I_{fa} = 0$, komponen simetri nya yaitu:

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix}$$

Dengan perkalian matriks didapatkan:

$$I_{fa}^{(0)} = 0 \quad (2.18)$$

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} \quad (2.19)$$

Persamaan $V_{kb} - V_{kc} = Z_f I_{fb}$ dapat dijabarkan menjadi:

$$\begin{aligned} V_{kb} - V_{kc} &= (V_{kb}^{(1)} + V_{kb}^{(2)}) - (V_{kc}^{(1)} + V_{kc}^{(2)}) \\ &= (V_{kb}^{(1)} - V_{kc}^{(1)}) + (V_{kb}^{(2)} - V_{kc}^{(2)}) \\ &= (a^2 - a)V_{ka}^{(1)} + (a - a^2)V_{ka}^{(2)} \\ &= (a - a^2)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) \\ I_{fb}Z_f &= (I_{fb}^{(1)} + I_{fb}^{(2)})Z_f = (a^2I_{fa}^{(1)} + aI_{fa}^{(2)})Z_f \end{aligned}$$

Dengan menggunakan persamaan (2.19), persamaan (2.17) akan menjadi:

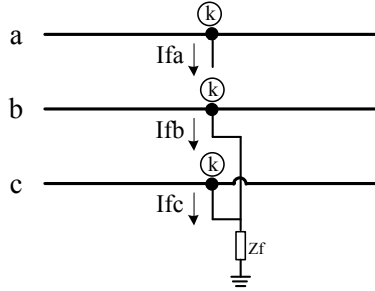
$$\begin{aligned} (a - a^2)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) &= (a^2 - a)I_{fa}^{(1)}Z_f \\ V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)} &= I_{fa}^{(1)}Z_f \end{aligned} \quad (2.20)$$

Dan besarnya arus hubung singkatnya yaitu:

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad (2.21)$$

2.3.4 Gangguan Dua Fasa Ke Tanah

Gangguan dua fasa ke tanah terjadi karena terdapat dua konduktor fasa yang terhubung dengan tanah. Pada Gambar 2.7 merepresentasikan gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah.



Gambar 2.7 Diagram Gangguan Dua Fasa Ke Tanah

Dari Gambar 2.7 tersebut, gangguan terjadi di fasa b dan fasa c. Sehingga didapatkan:

$$I_{fa} = 0 \quad V_{kb} - V_{kc} = (I_{fb} + I_{fc})Z_f \quad (2.22)$$

Karena $I_{fa} = 0$, maka arus urutan nol yaitu $I_{fa}^{(0)} = \frac{1}{3} (I_{fb} + I_{fc})$ dan tegangan pada persamaan (2.22) menjadi:

$$V_{kb} = V_{kc} = 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (2.23)$$

Substitusi V_{kb} ke V_{kc} ke dalam transformasi komponen simetri sehingga:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} \\ V_{ka}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kc} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Persamaan pada baris kedua dan ketiga yaitu:

$$V_{ka}^{(1)} = V_{ka}^{(2)} \quad (2.25)$$

Substitusi persamaan (2.23) ke persamaan baris pertama

$$3V_{ka}^{(0)} = V_{ka} + 2V_{kb} = (V_{ka}^{(0)} + V_{ka}^{(1)} + V_{ka}^{(2)}) + 2(3Z_f I_{fa}^{(0)})$$

Kumpulkan urutan nol kedalam sisi yang sama dan substitusi $V_{ka}^{(2)}$ ke $V_{ka}^{(1)}$, sehingga diperoleh nilai $V_{ka}^{(1)}$:

$$V_{ka}^{(1)} = V_{ka}^{(0)} - 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (2.26)$$

Substitusi persamaan (2.25) ke (2.26) dan diingatkan kembali bahwa $I_{fa} = 0$, sehingga didapatkan:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(1)} &= V_{ka}^{(2)} = V_{ka}^{(0)} - 3Z_f I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(0)} + I_{fa}^{(1)} + I_{fa}^{(2)} &= I_{fa} \end{aligned} \quad (2.27)$$

Rumus hubung singkat untuk masing-masing urutan adalah sebagai berikut:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right]} \quad (2.28)$$

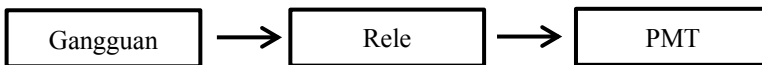
$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \left[\frac{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right] \quad (2.29)$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right] \quad (2.30)$$

2.4 Rele Pengaman

Dalam suatu sistem proteksi haruslah dapat mengatasi berbagai macam gangguan-gangguan yang memungkinkan terjadinya bahaya, oleh sebab itu dibutuhkan rele pengaman. Sistem tenaga listrik dibutuhkan untuk menghasilkan dan mengalirkan energi listrik ke konsumen. Oleh karena itu sistem tersebut haruslah dirancang sebaik mungkin agar kontinuitas daya listrik tetap terjaga, handal, dan ekonomis. Dalam membangun suatu

Sistem tenaga listrik diperlukan biaya yang banyak karena sistem yang rumit dan membutuhkan peralatan yang bermacam-macam. Dengan lengkapnya peralatan yang digunakan diharapkan sistem pengaman berjalan dengan baik dan tepat. Apabila terjadi sebuah gangguan arus lebih, rele pengaman akan memerintahkan *circuit breaker* untuk bekerja. Gambar 2.8 berikut adalah skema dari kerja rele pengaman tersebut.



Gambar 2.8 Skema Rele Pengaman

Dalam pengoperasiannya, peralatan rele pengaman sistem tenaga listrik harus memenuhi beberapa syarat sesuai dengan referensi [4]:

a) Selektifitas

Selektifitas suatu sistem proteksi jaringan tenaga adalah kemampuan rele proteksi untuk melakukan *tripping* secara tepat sesuai rencana yang telah ditentukan pada waktu mendesain sistem proteksi tersebut. Dalam pengertian lain, suatu proteksi sistem tenaga harus bisa bekerja secara selektif sesuai klasifikasi dan jeni gangguan yang harus diamankan.

b) Stabilitas

Stabilitas sistem proteksi biasanya terkait dengan skema unit proteksi yang dimaksudkan untuk menggambarkan kemampuan sistem proteksi tertentu agar tetap bertahan pada karakteristik kerjanya. Stabilitas dapat didefinisikan sebagai kemampuan untuk tetap konsisten hanya bekerja pada daerah proteksi sehingga tidak terpengaruh oleh berbagai parameter luar yang bukan merupakan besaran yang perlu dipertimbangkan.

c) Sensitifitas

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

d) Kecepatan

Fungsi sistem proteksi adalah untuk mengisolasi gangguan secepat dan sesegara mungkin. Tujuan utamanya adalah mengamankan kontinuitas pasokan daya listrik dengan menghilangkan setiap gangguan sebelum gangguan tersebut berkembang ke arah yang membahayakan stabilitas dan hilangnya sinkronisasi sistem sehingga pada akhirnya dapat merusak sistem tenaga tersebut.

e) Keandalan

Kebutuhan perangkat sistem proteksi dengan tingkat keandalan 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 keandalan sistem proteksi

jaringan tenaga listrik antara lain yaitu : perancangan, setelan rele, salah instalasi dan faktor kinerja.

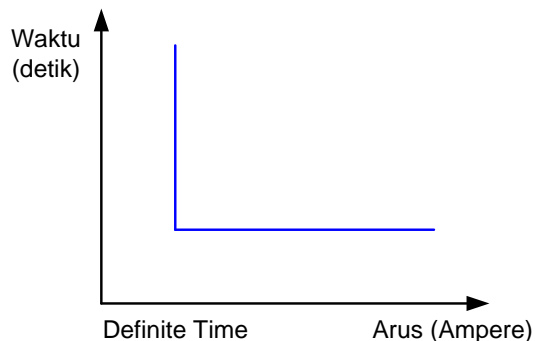
2.5 Rele Arus Lebih

Salah satu jenis rele pengaman yang sering digunakan dalam sistem tenaga listrik sebagai pengaman peralatan adalah rele arus lebih. Pada referensi [4], rele arus lebih digunakan untuk mengamankan gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Rele ini memiliki prinsip kerja yaitu ketika *current transformer* (CT) sebagai *sensing* dari rele ini dilewati arus yang melebihi nilai *setting*-nya maka rele ini akan segera bekerja. Dengan kata lain, rele akan beroperasi ketika arus yang mengalir melebihi batas yang diizinkan.

Rele arus lebih ini hampir melindungi semua bagian pada sistem tenaga listrik misalnya jaringan transmisi, trafo, generator, dan motor. Rele arus lebih dapat berupa rele arus lebih waktu tertentu, rele arus lebih waktu invers, rele arus lebih waktu instan.

2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

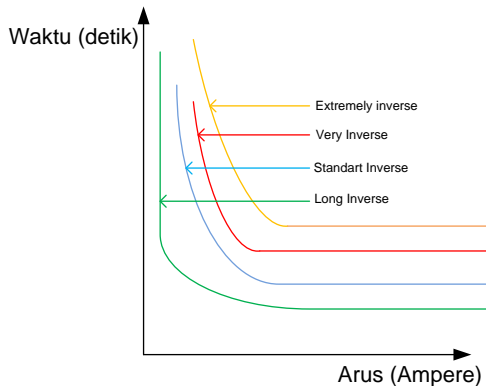
Setelan rele pengaman dengan menggunakan karakteristik waktu tertentu yang disetel pada rele pengaman hanya didasarkan pada waktu kerjanya rele pengaman dengan tidak melihat besarnya arus gangguan yang terjadi. Dengan kata lain, semua level arus yang melewati *pickup set point*-nya akan diputuskan dengan waktu yang sama. Gambar 2.9 berikut adalah gambar dari rele arus waktu tertentu.



Gambar 2.9 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Invers

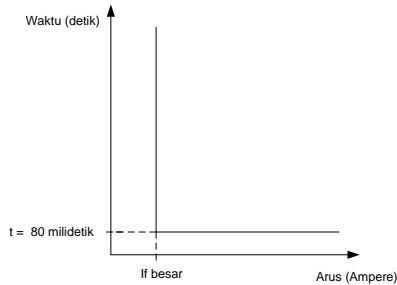
Rele dengan penyetelan waktu invers memiliki karakteristik dimana semakin besar arus gangguan maka rele akan beroperasi dalam waktu yang semakin cepat. Dan juga sebaliknya, ketika arus gangguan semakin kecil maka waktu yang digunakan untuk beroperasi akan semakin lama. Karakteristik kerja rele arus lebih waktu invers di gambarkan dalam kurva arus-waktu atau yang biasa disebut *time-current characteristic* (TCC). Dalam referensi [9], ada beberapa karakteristik kurva invers, yaitu *long time inverse*, *very inverse*, *short time inverse* dan *extreme inverse*. Untuk penggunaan kurva karakteristik juga dapat dikombinasikan dengan rele arus lebih waktu instan yang dijelaskan pada Gambar 2.10. Gambar 2.10 berikut adalah gambar dari karakteristik dari kurva invers tersebut.



Gambar 2.10 Karakteristik *Standard Inverse*, *Very Inverse* dan *Extremely Inverse*.

2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan

Prinsip kerja Rele jenis ini adalah tanpa penundaan waktu, tapi masih bekerja dengan waktu cepat. Pada setelan koordinasi pengaman di sistem distribusi tegangan menengah disebut dengan setelan instan. Pada referensi [8], bekerjanya rele ini didasarkan besarnya arus gangguan hubung singkat yang dipilih dan membukanya CB dalam waktu cepat sekali (80 ms). Gambar 2.11 berikut adalah karakteristik dari kurva waktu instan.



Gambar 2.11 Karakteristik Rele Arus Lebih Instan

2.6 Penyetelan Rele Arus Lebih

Rele arus lebih pada dasarnya memiliki fungsi sebagai pengaman gangguan hubung singkat, tetapi dalam beberapa hal rele arus lebih ini dapat berfungsi sebagai pengaman beban lebih (*overload*). Fungsi dari rele arus lebih ini selain sebagai pengaman utama untuk melindungi bagian yang diamankan juga berfungsi sebagai pengaman cadangan (*back up*) pada bagian berikutnya. Hal ini apabila arus lebih dipakai pada sistem dsitribusi tegangan menengah. Namun pada saluran transmisi tegangan tinggi rele arus lebih berfungsi sebagai *back up*, dimana rele jarak sebagai pengaman utama.

2.6.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers

Rele arus lebih waktu invers memiliki dua bagian penyetelan yaitu setelan *pickup* dan setelan *time dial*. Untuk setelan *pickup*, batas penyetelan rele arus lebih adalah rele tidak bekerja saat beban maksimum. Oleh karena itu *setting* arusnya harus lebih besar dari arus beban maksimum. Pada Rele arus lebih, besarnya arus *pickup* ini ditentukan dengan pemilihan *tap*. Adapun untuk menentukan besarnya *tap* yang digunakan dapat menggunakan persamaan berikut :

$$Tap = \frac{I_{set}}{NCT} \quad (2.31)$$

I_{set} adalah arus *pickup* dalam Ampere. Menurut standart British BS-142 batas penyetelannya adalah $1.05 I_{FLA} < I_{set} < 1.3 I_{FLA}$. Dimana I_{FLA} adalah arus saat beban maksimum peralatan sesuai dengan referensi [9].

Setelan *time dial* menentukan waktu operasi Rele. Untuk menentukan *time dial* dari masing-masing kurva karakteristik invers Rele arus lebih dapat digunakan persamaan sebagai berikut sesuai dengan referensi [10]:

$$t = \frac{t_d}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^k - 1 \right]} \quad (2.32)$$

Di mana :

t = waktu operasi (detik)

T_d = *time dial*

I = nilai arus (Ampere)

I_{set} = arus *pickup* (Ampere)

k = koefisien invers 1 (Direpresentasikan Pada Tabel 2.1)

α = koefisien invers 2 (Direpresentasikan Pada Tabel 2.1)

β = koefisien invers 3 (Direpresentasikan Pada Tabel 2.1)

Tabel 2.1 Koefisien Invers *Time Dial*

Tipe Kurva	Koefisien		
	k	α	β
<i>Standard Inverse</i>	0,14	0,02	2,970
<i>Very Inverse</i>	13,50	1,00	1,500
<i>Extremely Inverse</i>	80,00	2,00	0,808

2.6.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Instan

Rele arus lebih instan, seperti yang sudah dijelaskan pada bab 2.5.3 rele ini akan bekerja seketika jika ada arus lebih yang mengalir melebihi batas yang ditentukan. Dalam menentukan setelan *pickup* instan ini digunakan $I_{sc \min}$ yaitu arus hubung singkat 2 fasa pada pembangkitan minimum. Sehingga *setting* ditetapkan:

$$I_{>>} \leq 0,8 I_{sc.min} \quad (2.33)$$

2.7 Koordinasi Rele Arus dan Waktu

Koordinasi ini digunakan untuk menentukan *time delay* pada Rele pengaman. Antara rele pengaman utama dan rele pengaman *backup* tidak boleh bekerja secara bersamaan. Untuk itu diperlukan adanya *time delay* antara rele utama dan rele *backup*. Perbedaan waktu kerja minimal

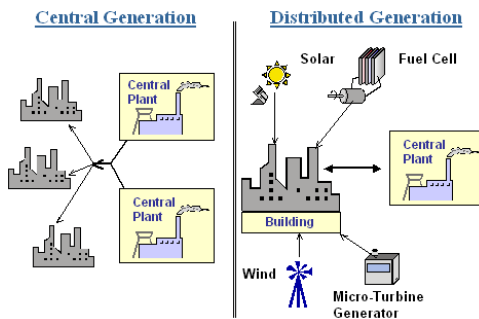
antara Rele utama dan Rele *backup* adalah 0,2 – 0,35 detik . Dengan spesifikasi sebagai berikut menurut standard IEEE 242 :

Waktu buka CB : 0,04 – 0,1s (2-5 cycle)
Overtravel dari Rele : 0,1s
Faktor keamanan : 0,12-0,22s

Untuk rele berbasis *microprocessor* Overtravel time dari Rele diabaikan. Sehingga waktu yang diperlukan adalah 0,3-0,4 s sesuai dengan referensi [9].

2.8 Distributed Generation (DG)

Distributed Generation (DG) atau yang sering disebut dengan pembangkit yang terdesentralisasi adalah istilah untuk pembangkitan listrik yang letaknya dekat dengan titik konsumsi. Fasilitas pembangkit di negara industri sebagian besar dihasilkan oleh batu bara, gas alam, minyak, nuklir dan pembangkit listrik tenaga air. Untuk menyalurkan energi listrik dalam jangkauan yang luas, maka dibutuhkan sebuah transmisi penyaluran daya yang berakibat akan lebih banyak rugi-rugi saluran. DG dapat mencakup *system renewable energy* dan *combined heat and power* (CHP). Sistem pembangkitan yang terdistribusi, dapat mengurangi energi yang hilang dalam transmisi listrik karena listrik yang dihasilkan berada di dekat titik konsumsi atau bahkan di gedung / fasilitas yang sama. Hal ini juga mengurangi ukuran dan jumlah tiang listrik yang akan dibangun sesuai dengan referensi [11]. Gambar 2.12 berikut adalah contoh dari pengaplikasian dari DG.



Gambar 2.12 Central Generation VS Distributed Generation [11]

Pembangkit tersebar atau sering disebut *Distributed Generation* (DG) dapat juga didefinisikan sebagai pembangkit tenaga listrik modular, kecil dan dapat sebagai perlengkapan penyimpanan (*storage devices*) yang mampu dihubungkan dengan jaringan maupun dioperasikan secara terpisah (*islanded*). *Distributed generation* merupakan pembangkit listrik dengan kapasitas kecil antara 15-10.000 kW sesuai dengan referensi [12]. Adapun aplikasi penggunaan *distributed generation* yaitu:

a) *Peaking power (load shaving)*

Pada aplikasi ini, DG beroperasi antara 200-300 jam tiap tahun untuk mengurangi harga listrik yang harus dibayar oleh pelanggan (biasanya jenis pelanggan adalah industri) selama waktu beban puncak. Karakteristik DG yang penting pada aplikasi ini adalah biaya pemasangan yang rendah dan dapat *start* hanya dalam beberapa menit.

b) *Continuous power*

Pada aplikasi ini DG beroperasi paling sedikit 6000 jam dalam setahun untuk membangkitkan tenaga listrik bagi sebagian atau seluruh fasilitas secara terus menerus. Karakteristik DG pada aplikasi ini adalah efisiensi tinggi, biaya pemeliharaan rendah dan emisi rendah. DG pada aplikasi ini banyak digunakan oleh pelanggan jenis industri dan komersial

c) *Combined Heat and Power (CHP)*

Aplikasi DG ini beroperasi paling sedikit 600 jam dalam setahun untuk membangkitkan tenaga listrik bagi sebagian atau seluruh fasilitas. Energi panas yang dibuang dapat digunakan untuk memanaskan udara ruangan, air atau untuk keperluan lainnya. Dengan demikian, aplikasi ini mempunyai efisiensi sangat tinggi.

d) *Emergency power*

Aplikasi DG ini bertindak sebagai *backup* generator yang dihubungkan ke beban jika terjadi gangguan pada jaringan. Aplikasi ini digunakan untuk pelanggan penting dimana saluran tenaga tidak boleh padam seperti fasilitas kesehatan, gedung pemerintahan dan lainnya.

2.9 Protection Coordination Index (PCI)

Didalam referensi [13] disebutkan bahwa *Protection Coordination Index* (PCI) adalah salah satu *index* yang dipakai untuk menentukan lokasi penempatan DG pada sistem distribusi listrik.

Dengan melakukan penambahan DG, ada kemungkinan proteksi dari sistem tersebut akan mengalami perubahan. *Index* ini dipakai dengan tujuan meminimalisir perubahan dari dampak penambahan DG tersebut. Formulasi dari PCI adalah sebagai berikut

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} \quad (2.34)$$

PCI dapat diartikan sebagai perbandingan dari daya DG yang akan di-*inject* ke sistem dengan nilai CTI nya. CTI ini adalah interval waktu dari rele utama dengan rele *back up*. Semakin besar nilai PCI yang didapat, maka kemungkinan terjadi perubahan pada sistem proteksinya semakin kecil.

BAB III

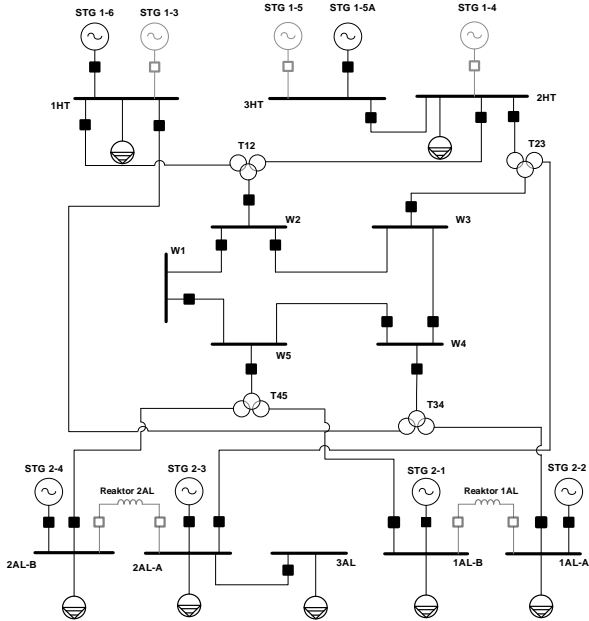
SISTEM KELISTRIKAN PT PERTAMINA RU V BALIKPAPAN

PT Pertamina (persero) merupakan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang bergerak dalam bidang pengolahan minyak dan gas bumi. Dalam menjalankan bisnisnya PT Pertamina mengoperasikan 7 unit pengolahan (*Refinery Unit*). Salah satu unitnya yaitu PT Pertamina *Refinery Unit* (RU) V Balikpapan yang terletak di Jl. Kom. L Yos Sudarso, Kota Balikpapan, Kalimantan Timur.

3.1 Sistem Kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan

Sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan mengoperasikan beberapa pembangkit *steam turbine generator* (STG) untuk melayani kebutuhan suplai daya menuju beban-bebannya. pada sistem kelistrikan pembangkitan utamanya, PT Pertamina RU V Balikpapan memiliki sembilan unit pembangkit STG, yaitu STG 1-6, STG 1-3, STG 1-5, STG 1-5A, STG 1-4, STG 2-4, STG 2-3, STG 2-1 dan STG 2-2. Namun pada kondisi *existing* hanya di operasikan enam unit pembangkit STG dan dua unit diesel yang dioperasikan *standby*. Unit-unit pembangkit ini dipusatkan pada 2 *power plant* yaitu *power plant* 1 (PP-1) dan *power plant* 2 (PP-2). Pada *power plant* 1 terdapat 5 unit pembangkit (2 aktif, 3 *standby*), sedangkan pada *power plant* 2 terdapat 4 unit pembangkit yang mana dalam kondisi aktif semua. Sejak tahun 2013 hingga sekarang, generator yang bekerja selalu 6 unit baik itu dalam pembangkitan minimum maupun pembangkitan maksimum. Gambar sistem kelistrikan PT Pertamina RU V direpresentasikan dalam Gambar 3.1.

Pada sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan memiliki 3 *rating* tegangan dalam menyalurkan daya ke beban yaitu 0,38 kV, 6,6 kV dan 33 kV. Pada *rating* tegangan 0,38 kV digunakan untuk mendistribusikan daya listrik ke beban dengan kapasitas yang kecil. Untuk *rating* tegangan menengah 6,6 kV digunakan dalam distribusi dengan beban yang memiliki kapasitas besar. Sistem distribusi yang digunakan pada *rating* tegangan 0,38 kV dan 6,6 kV merupakan sistem distribusi radial. Sedangkan pada *rating* tegangan 33 kV digunakan dalam sistem distribusi ring. Tujuan dari digunakannya *rating* 33 kV ini untuk memperoleh keandalan yang lebih baik.



Gambar 3.1 Sistem Kelistrikan PT PERTAMINA RU V Balikpapan

3.2 Kapasitas Pembangkitan

Sistem pembangkitan utama yang terdapat pada sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan adalah sembilan unit STG (*Steam Turbine Generator*). Namun dari Sembilan unit pembangkit tersebut hanya enam unit yang beroperasi yaitu STG 1-6, STG 1-5A, STG 2-4, STG 2-3, STG 2-1 dan STG 2-2. Sedangkan STG 1-3, STG 1-5 dan STG 1-4 dalam keadaan *standby*. Generator – generator tersebut dipusatkan dalam 2 *power plant*, yaitu *power plant* 1 (PP-1) dan *power plant* 2 (PP-2). Pembangkit ini merupakan *source* untuk menyalurkan pasokan daya listrik ke beban. Tegangan *output* dari generator ini sebesar 6,6 kV. Terdapat pula 2 unit pembangkit diesel yang digunakan sebagai *black start engine*. Pembangkit ini digunakan apabila sewaktu-waktu terjadi *black out*. Alasan pemilihan pembangkit diesel yaitu proses *strat up* yang sangat cepat dibandingkan dengan yang lainnya. Tabel keseluruhan unit pembangkit dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data Unit Pembangkit PT Pertamina RU V Balikpapan

No.	ID Unit	Tegangan (kV)	Kapasitas		%Pf
			MW	MVA	
<i>Power Plant 1</i>					
1.	STG 1-3	6,6	7,5	9,375	80
2.	STG 1-4	6,6	9	11,25	80
3.	STG 1-5	6,6	9	11,25	80
4.	STG 1-5A	6,6	9	11,25	80
5.	STG 1-6	6,6	9	11,25	80
<i>Power Plant 2</i>					
1.	STG 2-1	6,6	8,4	10,5	80
2.	STG 2-2	6,6	12,8	16	80
3.	STG 2-3	6,6	12,8	16	80
4.	STG 2-4	6,6	12,8	16	80

3.3 Sistem Distribusi

Sistem distribusi tenaga listrik yang digunakan oleh PT Pertamina RU V Balikpapan adalah sebagai berikut:

1. Radial Murni
2. *Selective Secondary Radial*
3. *Ring*

Sistem distribusi radial murni digunakan pada *substation* yang terkoneksi pada *power plant 1* (PP-1). Sedangkan *selective secondary radial* digunakan pada *substation-substation* yang terkoneksi menuju *power plant 2* (PP-2). *Selective secondary radial* ini merupakan konfigurasi jaringan yang memiliki tingkat keandalan suplai dibandingkan dengan sistem distribusi radial murni. Hal ini dikarenakan adanya alternatif suplai menuju beban dengan adanya dua *incoming feeder* dan adanya *bus tie breaker*. Sehingga apabila terjadi gangguan pada salah satu *incoming feeder*, beban dapat disuplai dari *incoming feeder* yang lain. Untuk sistem distribusi *ring* digunakan sebagai penghubung antara PP-1 dan PP-2.

Pada sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan, tegangan output dari generator langsung disalurkan ke masing-masing bus beban dan ada juga yang disalurkan menuju distribusi ring. Beban tegangan menengah (6,6 kV) langsung mendapatkan suplai dari generator sedangkan untuk beban rendah masih membutuhkan sebuah trafo *step down* untuk menurunkan tegangan menjadi 0,38 kV. Selain itu

juga terdapat 4 buah trafo 3 *windings* berkapasitas 16/8/8 MVA. Trafo-trafo tersebut digunakan untuk menghubungkan antara masing-masing *substation* ke sistem *ring* 33 kV. Tabel 3.2 berikut menunjukkan data trafo 2 belitan dan Tabel 3.3 menunjukkan data trafo 3 belitan yang ada di PT Pertamina RU V Balikpapan.

Tabel 3.2 Data Trafo 2 Belitan

No.	ID Unit	MVA	Tegangan (kV)		%Z	X/R
			Primer	Sekunder		
1.	TR61A	1,6	6,6	0,38	5,7	7,1
2.	TR61C	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
3.	TR62A	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
4.	TR62C	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
5.	TR63A	1,6	6,6	0,38	5,7	7,1
6.	TR63C	1,6	6,6	0,38	5,7	7,1
7.	TR64A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
8.	TR64C	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
9.	TR65A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
10.	TR65C	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
11.	TR66A	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
12.	TR66B	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
13.	TR67A	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
14.	TR67B	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
15.	TR68A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
16.	TR68B	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
17.	TR69A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
18.	TR69B	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
19.	TR70A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
20.	TR70B	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
21.	TR71A	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
22.	TR71B	1,0	6,6	0,38	5,0	5,8
23.	TR74A	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
24.	TR74B	1,6	6,6	0,38	6,2	7,1
25.	TR-3	0,8	6,6	0,38	5,7	5,8
26.	TR13	0,5	6,6	0,38	4,8	4,7
27.	HS TR1	1	6,6	0,38	5,7	5,8
30.	HS TR3	1	6,6	0,38	5,7	20
31.	T8	1	6,6	0,38	5,7	5,8

Tabel 3.3 Data Trafo 3 Belitan

No.	ID Unit	MVA	Tegangan (kV)			%Z	X/R
			Prim.	Sek.	Ter.		
1.	T12	16/8/8	33	6,6	6,6	13,1	20
2.	T23	16/8/8	33	6,6	6,6	13,1	20
3.	T34	16/8/8	33	6,6	6,6	13,1	20
4.	T45	16/8/8	33	6,6	6,6	13,1	20

3.4 Beban

Beban yang dimiliki PT Pertamina RU V Balikpapan terdiri dari beban motor dan beban statis. Beban motor contohnya antara lain : *Boiler Feed Water Pump* (BFWP) dan *Cooling Water Pump* (CWP). Sedangkan contoh dari beban statis yaitu lampu-lampu penerangan.

Ada banyak motor yang digunakan untuk menunjang kegiatan operasi di PT Pertamina RU V Balikpapan. Umumnya motor yang digunakan adalah motor induksi dengan kapasitas besar yang menggunakan tegangan 6,6 kV. Sedangkan motor-motor berkapasitas kecil menggunakan tegangan 0,38 kV. Pada Tabel 3.4 berikut ditunjukkan data dari beberapa motor yang ada di PT Pertamina RU V Balikpapan.

Tabel 3.4 Data Beban Motor PT Pertamina RU V Balikpapan

No.	ID Unit	Rating (KW)	kVA	kV	FLA
1.	FDf-22	210	263	6,6	23
2.	L-SS38A	1244	1463,5	6,6	128
3.	KM-8-01C	970	1351	6,6	118,1
4.	CWP-24	155	194	6,6	17
5.	L-SSIII	38,75	45,6	6,6	3,98
6.	L-SSVIA	310,8	365,6	6,6	31,98
7.	L.TR-1	279,8	329,2	6,6	28,79
8.	GM-3-01A	1890	2146	6,6	187,7
9.	GM-8-05A	200	240	6,6	21,02
10.	MC-74LA	921,6	1152	0,38	1750,3
11.	L-HSTR1	35,78	44,72	0,38	67,9
12.	L-SS38A	283,5	315	0,38	478,6
13.	L-SS75B	112	140	0,38	212,7
14.	MC-65LC	921,6	1152	0,38	1750,3
15.	MC-64LA	480,2	600,2	0,38	911,9

Beban yang terkoneksi ke PP-2 lebih besar dibandingkan dengan yang terkoneksi ke PP-1. Hal ini dikarenakan beban-beban yang disuplai dari substation-substation ke PP-2 merupakan beban fasilitas produksi RU V Balikpapan.

BAB IV

HASIL SIMULASI DAN ANALISA

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan

Sebelum melakukan perhitungan nilai *protection coordination index* (PCI) yang akan dibuat sebagai acuan penempatan DG, sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan harus dimodelkan terlebih dahulu. Pemodelan dilakukan dengan cara membuat *single line diagram* pada *software* simulasi ETAP 12.6.

Pemodelan ini bertujuan untuk mengetahui sistem kelistrikan secara *existing* pada PT Pertamina RU V Balikpapan. Langkah selanjutnya yaitu melakukan analisa aliran daya dan analisa hubung singkat guna mengetahui rating arus hubung singkat maupun arus kontribusi yang dialirkan oleh peralatan ke titik gangguan. Analisa ini diperlukan untuk melakukan *resetting* pada sistem kelistrikan.

4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Setting Rele Pengaman

Pemilihan tipikal ini berguna untuk mempermudah dalam melakukan *setting* koordinasi rele arus lebih. Pada tugas akhir ini dipilih empat tipikal untuk dianalisa. Tipikal tersebut diambil dari *power plant* I sebanyak satu buah dan *power plant* II sebanyak tiga buah. Berikut adalah empat tipikal tersebut:

- 1 Tipikal 1 adalah tipikal pada *power plant* 2 bus 1AL-B dengan saluran terpanjang untuk sistem koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa pada PT Pertamina RU V Balikpapan. Tipikal ini terdiri dari dua level tegangan, yaitu 6,6 kV dan 0,38 kV. Pada tipikal ini terdapat beberapa rele pengaman yang dikoordinasikan, yaitu rele R-CB64MA3, rele R-CB64MA, rele R-1AL17 dan rele R-1AL13. Pemilihan tipikal ini berdasarkan belum pernah dilakukan *setting* koordinasi rele.
- 2 Tipikal 2 adalah tipikal pada *power plant* 2 bus 1AL-B dengan beban terbesar untuk sistem koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan fasa pada PT Pertamina RU V Balikpapan. Tipikal ini berada pada level tegangan 6,6 kV. Pada tipikal ini terdapat beberapa rele pengaman yang dikoordinasikan, yaitu rele R-CBGM-32-05A, rele R-CB70MA, rele R-1AL16 dan rele R-1AL13. Pemilihan tipikal ini berdasarkan belum pernah dilakukan *setting* koordinasi rele.

- 3 Tipikal 3 yaitu tipikal yang mengkoordinasikan rele pengaman arus lebih dari tersier T45 menuju STG 2-1 pada *power plant* 2 PT Pertamina RU V. Balikpapan. Tipikal ini berada pada level tegangan 6,6 kV. Pada tipikal ini rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu rele R-1AL21 dan rele R-1AL13. Pemilihan tipikal ini berdasarkan belum pernah dilakukan *setting* koordinasi rele.
- 4 Tipikal 4 yaitu tipikal yang mengkoordinasikan rele pengaman arus lebih dari beban L-SSVIA menuju pembangkit STG 1-6 sebesar 6 MW pada *power plant* 1 PT Pertamina RU V Balikpapan. Balikpapan. Tipikal ini berada pada level tegangan 6,6 kV. Pada tipikal ini rele pengaman yang dikoordinasikan yaitu rele R-NP15 dan rele R-NP8A. Pemilihan tipikal ini berdasarkan belum pernah dilakukan *setting* koordinasi rele.

4.3 Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat

Analisa gangguan hubung singkat diperlukan sebelum melakukan *setting* rele arus lebih. Analisa ini dilakukan untuk mengetahui besarnya level arus hubung singkat yang terjadi sesuai dengan konfigurasi yang diuraikan pada tipikal. Terdapat 2 parameter dalam perhitungan arus hubung singkat yaitu hubung singkat minimum dan hubung singkat maksimum. Arus hubung singkat minimum yaitu gangguan hubung singkat *line to line* pada saat 30 *cycle*. Gangguan hubung singkat *line to line* dipilih dikarenakan pada gangguan ini memiliki level hubung singkat yang paling kecil. Sedangkan hubung singkat maksimum yaitu gangguan hubung singkat 3 fasa ke tanah 4 *cycle*. Analisa hubung singkat maksimum cukup dilakukan pada 4 *cycle* dikarenakan waktu kerja minimal dari OCR yaitu sebesar 0,1 s.

4.3.1 Hubung Singkat Minimum

Hubung singkat minimum terjadi pada saat enam generator di PT Pertamina RU V Balikpapan bekerja secara normal. Hubung singkat ini dianalisa pada saat 30 *cycle* gangguan *line to line* untuk menentukan *setting* rele arus lebih instan. Ketika terjadi gangguan hubung singkat minimum pada salah satu bus, rele dapat bekerja secara instan atau sesuai dengan *setting time delay* yang telah ditentukan. Pada simulasi gangguan hubung singkat minimum dilakukan pada bus-bus dalam tipikal yang telah dipilih. Hasil simulasi hubung singkat minimum dipresentasikan pada tabel 4.1 berikut.

Tabel 4.1 Data Hubung Singkat Minimum 30 *Cycle*

No.	Bus	Tegangan (kV)	Isc. Minimum 30 Cycle (kA)
1.	1AL-B (Bus B)	6,6	10,56
2.	SS64MA	6,6	9,41
3.	Bus 82	0,38	27,86
4.	SS70MA	6,6	8,68
5.	Bus 1HT	6,6	14,58

4.3.2 Hubung Singkat Maksimum

Hubung singkat maksimum terjadi pada saat enam generator beroperasi secara normal. Hubung singkat ini digunakan sebagai batasan arus hubung singkat terbesar yang mungkin terjadi. Pada simulasi gangguan hubung singkat maksimum dilakukan pada bus-bus dalam tipikal yang telah dipilih. Hasil simulasi hubung singkat maksimum dipresentasikan pada tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 Data Hubung Singkat Maksimum 4 *Cycle*

No.	Bus	Tegangan (kV)	Isc. Maksimum 4 Cycle (kA)
1.	1AL-B (Bus B)	6,6	17,46
2.	SS64MA	6,6	14,99
3.	Bus 82	0,38	33,75
4.	SS70MA	6,6	13,71
5.	Bus 1HT	6,6	22,02

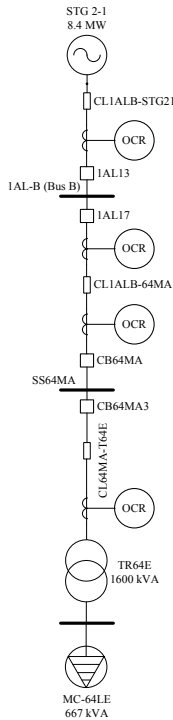
4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa

Koordinasi rele arus lebih gangguan fasa merupakan *setting* masing-masing rele pada setiap peralatan dimana antara rele satu dengan yang lainnya harus bekerja sesuai dengan *setting* waktu yang telah ditentukan. Koordinasi ini hanya berguna jika terjadi gangguan arus lebih fasa saja. Gangguan tersebut meliputi *over load* dan *short circuit*. Sehingga perancangan koordinasi proteksi yang baik dan benar akan menjamin keberlangsungan pada proses industri. Pada koordinasi rele arus lebih dilakukan *setting* arus dan waktu pada rele arus lebih (50/51). Sesuai standard IEEE 242, *grading time* untuk rele *digital* adalah 0,2 sampai 0,3 detik. Pemilihan untuk tugas akhir ini dipilih *grading time* 0,2 detik.

Setelah dilakukan perhitungan untuk menentukan nilai *pick up low set*, *pick up high set*, *time dial*, dan *time delay*, selanjutnya kurva koordinasi tipikal diplot pada *Star-Protective Device Coordination*. *Plotting* ini bertujuan untuk melihat *time current curve* pada koordinasi rele telah tepat atau belum. Rele pengaman juga harus memperhatikan arus *starting* motor dan arus pengisian (*inrush current*) pada trafo.

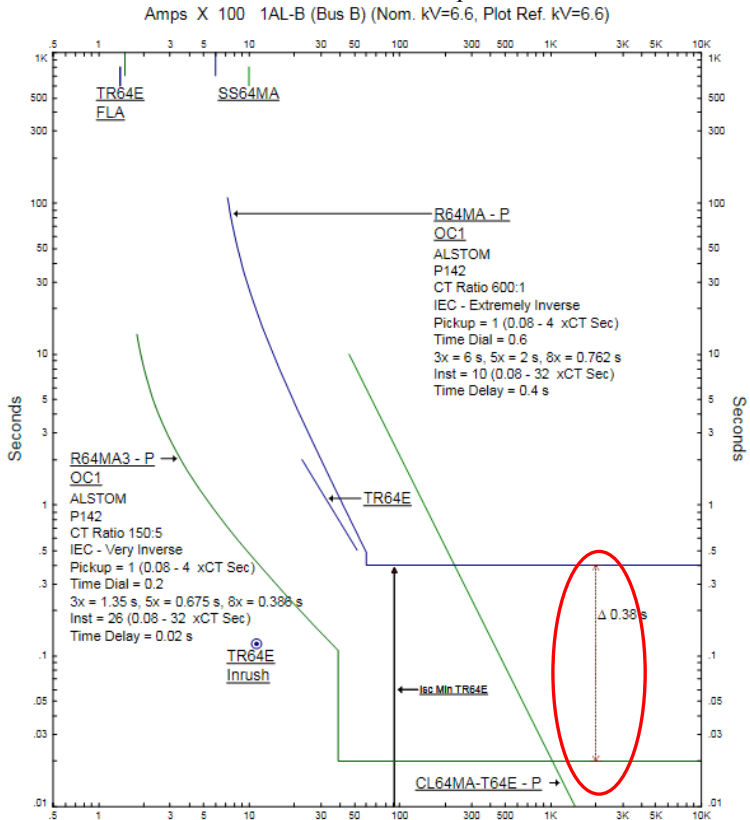
4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 1

Koordinasi rele arus lebih tipikal 1 pada Gambar 4.1 merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih dari beban MC-64LE menuju pembangkit STG 2-1 sebesar 8,4 MW melalui trafo TR64E 1600 kVA pada *power plant* 2. Rele yang dikoordinasikan yaitu rele R-CB64MA3, rele R-CB64MA, rele R-1AL17 dan rele R-1AL13. Tipikal 1 direpresentasikan melalui gambar 4.1 sebagai berikut:



Gambar 4.1 Koordinasi Rele Tipikal 1

Untuk mempermudah pembacaan kurva pada *time current curve*, maka tipikal 1 ini dibagi menjadi 2 bagian. Untuk tipikal 1a yang dikoordinasikan adalah rele R-CB64MA3 dan rele R-CB64MA. Gambar 4.2 berikut adalah *time current curve* dari tipikal 1a.

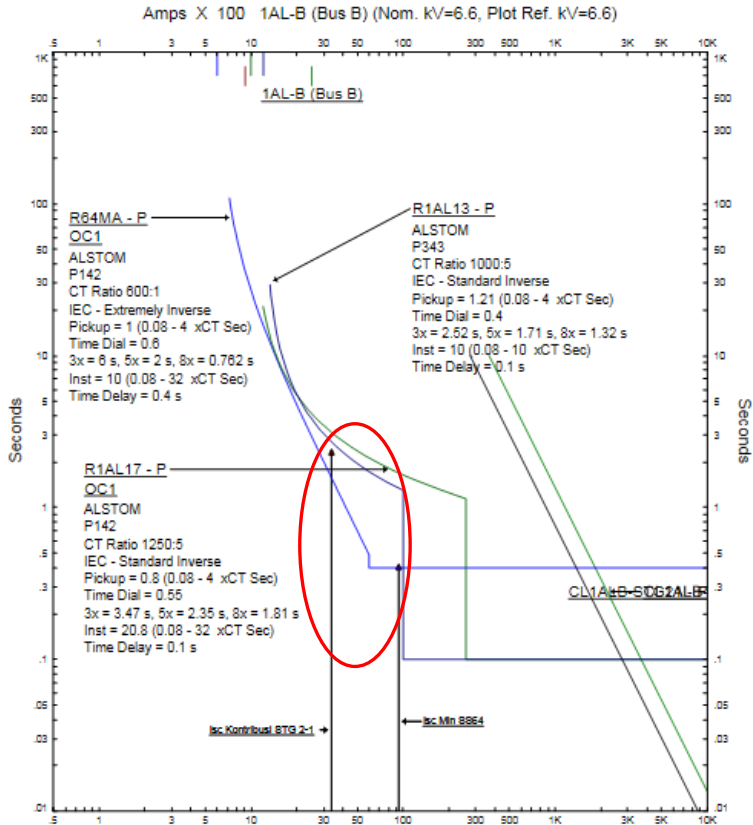


Gambar 4.2 Hasil Plot Eksisting Rele Gangguan Fasa Tipikal 1a

Pada gambar TCC diatas apabila terjadi hubung singkat minimum disisi primer trafo TR64E sebesar 9,22 kA, maka rele 64MA3 akan bekerja terlebih dahulu pada waktu 0,02 detik. Dan apabila rele 64MA3 gagal bekerja, maka rele R64MA akan bekerja pada waktu 0,4 detik. Hal tersebut sangat tidak diperkenankan karena menurut standar

IEEE 242 untuk perbedaan waktu minimum rele digital berbasis mikroprosesor antara 0,2 – 0,3 detik.

Tipikal 1b adalah lanjutan dari tipikal 1a. Tipikal ini mengkoordinasikan R-CB64MA, rele R-1AL17 dan rele R-1AL13. Berikut adalah gambar dari *time current curve* dari tipikal 1b.



Gambar 4.3 Hasil *Plot* Eksisting Rele Gangguan Fasa Tipikal 1b

Pada TCC untuk tipikal 1b, apabila terjadi hubung singkat minimum pada bus SS64MA sebesar 9,35 kA rele R64MA akan *trip* pada 0,4 detik dan apabila gagal maka rele R1AL13 akan bekerja terlebih dahulu dibandingkan dengan rele R1AL17. Hal ini tidak

diperbolehkan karena tidak sesuai dengan urutan kerja rele. Selain itu, arus kontribusi STG 2-1 mengenai kurva invers dari rele R1AL13 sehingga menyebabkan apabila terjadi hubung singkat minimum di bus 1AL-B rele ini tidak bekerja secara instan.

Dari analisis kurva *existing* dapat diketahui bahwa *setting* rele masih perlu disempurnakan agar bisa didapatkan koordinasi rele pengaman yang tepat. Perhitungan harus memperhatikan manufaktur rele yang dipakai dan *grading time* harus sesuai dengan standart IEEE 242. Perhitungan ulang *setting* rele tersebut adalah sebagai berikut :

☑ Rele CB64MA3

Manufacturer : Alstom
Model : P142
Curve Type : IEC Very Inverse
CT Ratio : 150 / 5
: 140 A
Isc.min bus SS64MA : 9,41 kA
Isc.max bus SS64MA : 14,99 kA
Isc.max sec. Trafo TR 64E : 33,75 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{Prim. TR 64E} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Prim. TR 64E}$$

$$1,05 \times 140 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 140$$

$$147 \leq I_{set} \leq 196$$

$$\frac{147}{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{196}{In}$$

$$0,98 In \leq \text{Tap} < 1,3 In$$

Dipilih Tap 0,9867 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 148 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,1 detik

$$t = \frac{K}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^n - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{t}{K \left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^n - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{\left[\left(\frac{SS64MA}{14990} \right) - 1 \right]}{1}$$

$$T_d = \frac{\left[\left(\frac{14990}{14990} \right) - 1 \right]}{1}$$

$T_d = 0,74$ detik

$$\geq 1 \text{ h} =$$

Instantaneous Pickup

$$I_{scmax} \text{ TR 64E} \times \frac{1}{(6.6 \text{ kV})} \leq I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc \text{ min SS64MA}}$$

$$33750 \times \frac{1}{6.6} \leq I_{set} \leq 0,8 \times 9410$$

$$1943,18 \leq I_{set} \leq 7528$$

$$\frac{1943,18}{12,95} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{7528}{12,95} I_n$$

$$12,95 I_n \leq \text{Tap} \leq 50,18 I_n$$

Dipilih Tap 13 I_n (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)

$I_{set} = 1950 \text{ A}$

Time Delay

Time delay dipilih 0.1 detik

☑ Rele CB64MA

Manufacturer : Alstom

Model : P142

Curve Type : IEC *Standart Inverse*

CT Ratio : 600 / 5

Isc.min bus SS64MA : 9,41 kA

Isc.max bus SS64MA : 14,99 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times I_{sc \text{ min bus SS64MA}} \leq I_{set} \leq 1,4 \times I_{sc \text{ min bus SS64MA}}$$

$$1,05 \times 9410 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 9410$$

$$9920,5 \leq I_{set} \leq 13174$$

$$\frac{9920,5}{12,95} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{13174}{12,95} I_n$$

$$0,98 I_n \leq \text{Tap} \leq 1,316 I_n$$

Dipilih Tap 0,988 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
 Iset = 592,8 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

$$t = \frac{[(\text{---}) -]}{[(\text{---}) -]}$$

$$T_d = \frac{[(\text{---}) -]}{[(\text{---}) -]}$$

$$T_d = \frac{[(\text{---}^{SS64MA})^{0,02} -]}{[(\text{---}) -]}$$

$$T_d = \frac{[(\text{---}^{14990})^{0,02} -]}{[(\text{---}) -]}$$

Td = 0,14 detik
 ≥ detik, dipilih Td = 0,475 detik

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA R64MA} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times \text{Iscmin SS64MA}$$

$$1,6 \times 564 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 9410$$

$$902,4 \leq I_{>>} \leq 7528$$

$$\frac{902,4}{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{7528}{In}$$

$$1,5 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 12,55 \text{ In}$$

Dipilih Tap 3,65 In (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)
 Iset = 2190 A

Time Delay

Time delay dipilih 0.3 detik

Rele CB1AL17

- Manufacturer : Alstom
- Model : P142
- Curve Type : IEC Standart Inverse
- CT Ratio : 1250 / 5
- Isc.min bus 1AL-B : 10,56 kA
- Isc.max bus 1AL-B : 17,46 kA

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times R1A17 &\leq I_{set} \leq 1,4 \times FLA R1A17 \\ 1,05 \times 564 &\leq I_{set} \leq 1,4 \times 564 \\ 592,2 &\leq I_{set} \leq 789,6 \\ \frac{592,2}{In} &\leq Tap \leq \frac{789,6}{In} \\ 0,47 In &\leq Tap \leq 0,63 In \end{aligned}$$

Dipilih Tap 0,475 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 592,5 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

$$t = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^2 - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{t}{K}$$

$$T_d = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{1A-B}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{17460}{475 \cdot 125} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

Td = 0,15 detik

≥ detik, dipilih Td = 0,475 detik

Rele CBAL13

<i>Manufacturer</i>	: Alstom
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: IEC <i>Standart Inverse</i>
<i>CT Ratio</i>	: 1000 / 5
Isc.min STG 2-1	: 3,36 kA
Isc.max STG 2-1	: 4,96 kA

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times I_{sc} &\leq I_{set} \leq 1,4 \times FLA STG 2-1 \\ 1,05 \times 918,5 &\leq I_{set} \leq 1,4 \times 918,5 \\ 964,425 &\leq I_{set} \leq 1285,9 \end{aligned}$$

$$\frac{964,425}{0,96} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{\quad}{100} I_n$$

$$0,96 I_n \leq \text{Tap} \leq 1,28 I_n$$

Dipilih Tap 0,965 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 965 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t = \frac{\quad}{\left[\left(\frac{\quad}{\quad} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{\quad}{\left[\left(\frac{\quad}{\quad} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{\quad}{\left[\left(\frac{\text{STG 2-1}}{\quad} \right)^{0,02} - \right]}$$

$$T_d = \frac{\quad}{\left[\left(\frac{4960}{965 \cdot 100} \right)^{0,02} - \right]}$$

Td = 0,16 detik
≥ , dipilih Td = 0,4 detik

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA STG 2-1} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{\text{semin STG 2-1}}$$

$$1,6 \times 918,5 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 3360$$

$$1469,6 \leq I_{\gg} \leq 2688$$

$$\frac{1469,6}{1} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{2688}{1} I_n$$

$$1,469 I_n \leq \text{Tap} \leq 2,688 I_n$$

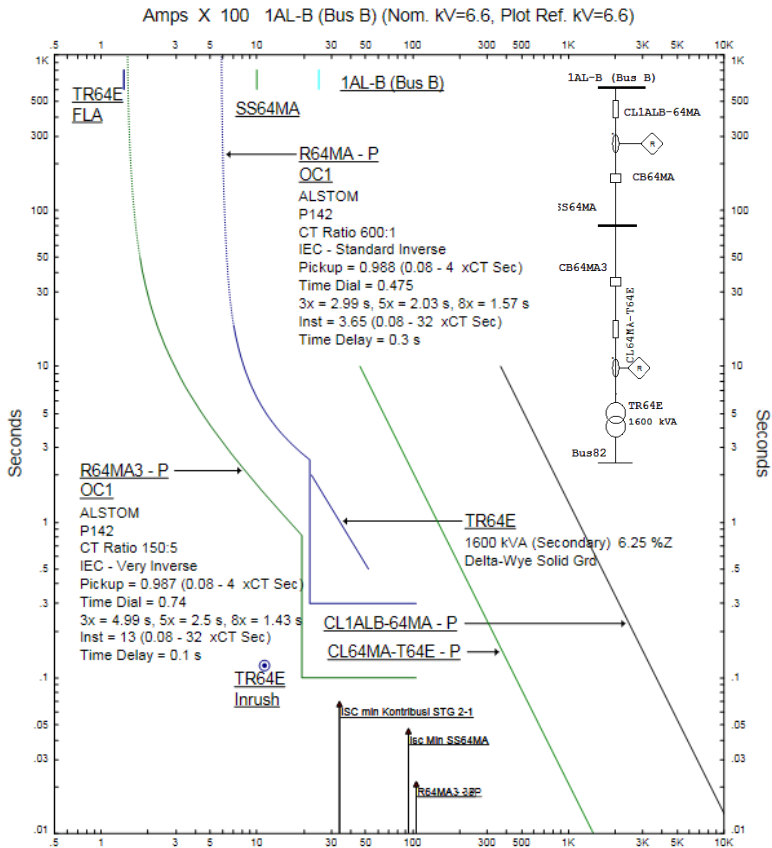
Dipilih Tap 2,688 In (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)
Iset = 2688 A

Time Delay

Time delay dipilih 0.7 detik

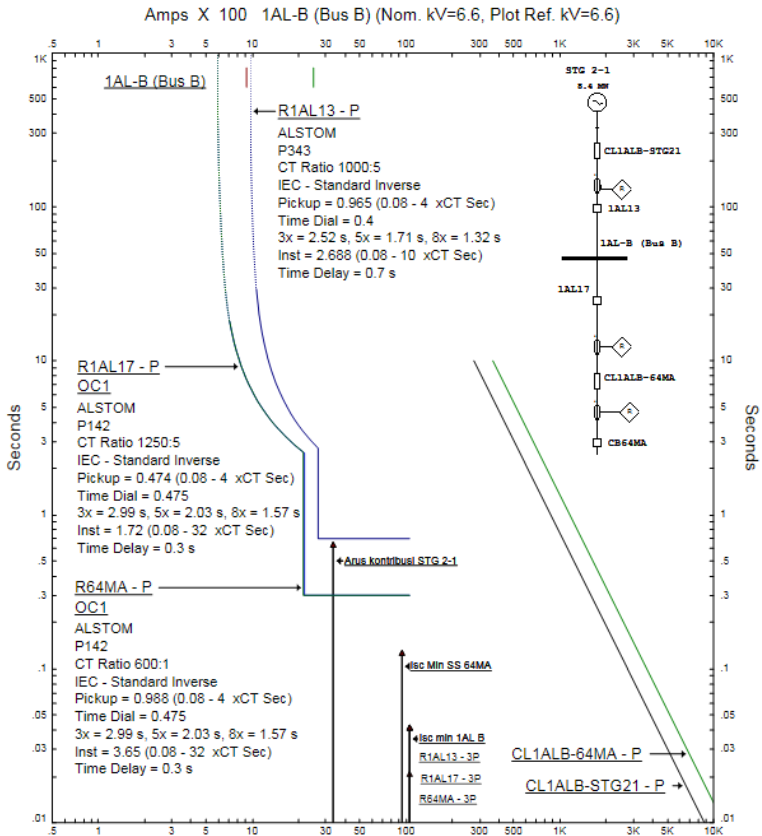
Dengan menggunakan hasil perhitungan tersebut, maka dapat di *plot* kurva arus waktu kondisi *resetting* pada *software* simulasi ETAP

12.6. Dan hasilnya adalah seperti Gambar 4.4 untuk TCC tipikal 1a dan Gambar 4.5 untuk tipikal 1b.



Gambar 4.4 Hasil Plot Resetting Rele Gangguan Fasa Tipikal 1a

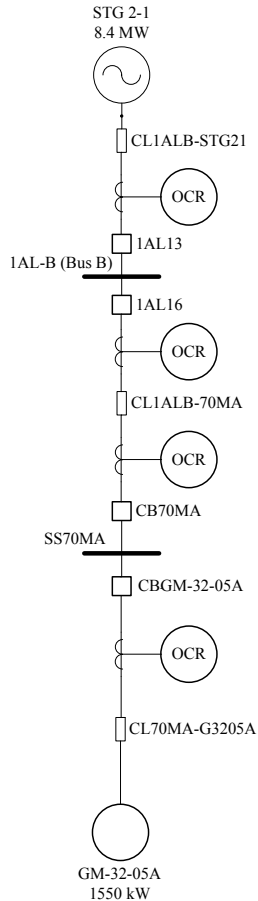
Dari hasil *resetting* rele pengaman dapat dilihat pada kurva TCC bahwa apabila terjadi hubung singkat di trafo TR64E, bus SS64MA maupun di bus 1AL-B, rele pengaman sudah bekerja secara instan. Interval waktu antara rele utama dan rele *back up* sudah sesuai dengan standart yaitu sebesar 0,2 s.



Gambar 4.5 Hasil Plot Resetting Rele Gangguan Fasa Tipikal 1b

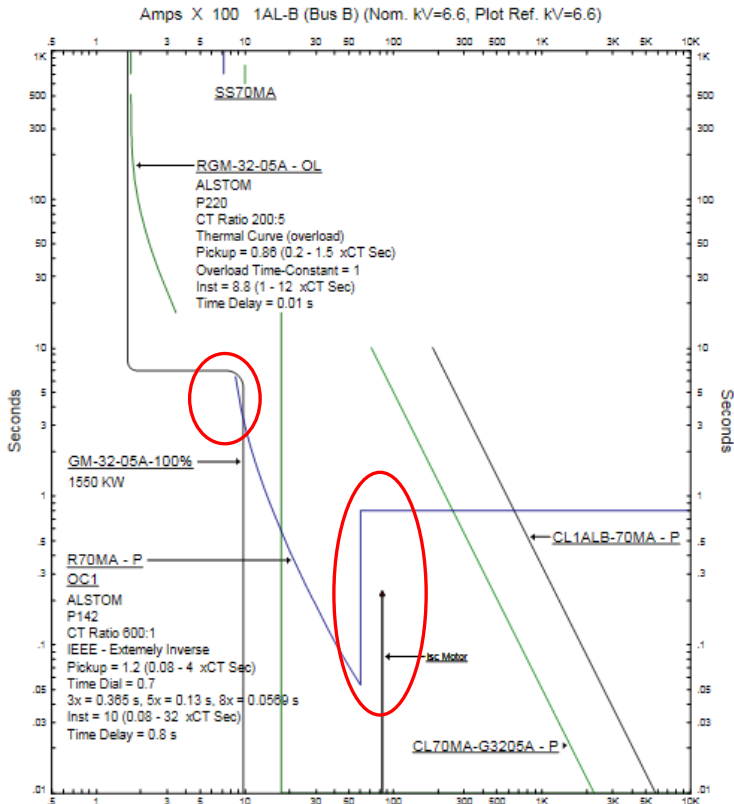
4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 2

Koordinasi rele arus lebih tipikal 2 merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih dari beban motor GM-32-05A menuju pembangkit STG 2-1 sebesar 8,4 MW pada *power plant* 2. Rele yang dikoordinasikan yaitu rele R-CBGM-32-05A, rele R-CB70MA, rele R-1AL16 dan rele R-1AL13. Untuk pengaman motor GM 32-05A menggunakan *over load relay* (OLR) dengan *thermal curve*. Sedangkan rele di atasnya menggunakan rele arus lebih biasa. Tipikal 1 direpresentasikan melalui gambar 4.6 sebagai berikut:



Gambar 4.6 Koordinasi Rele Tipikal 2

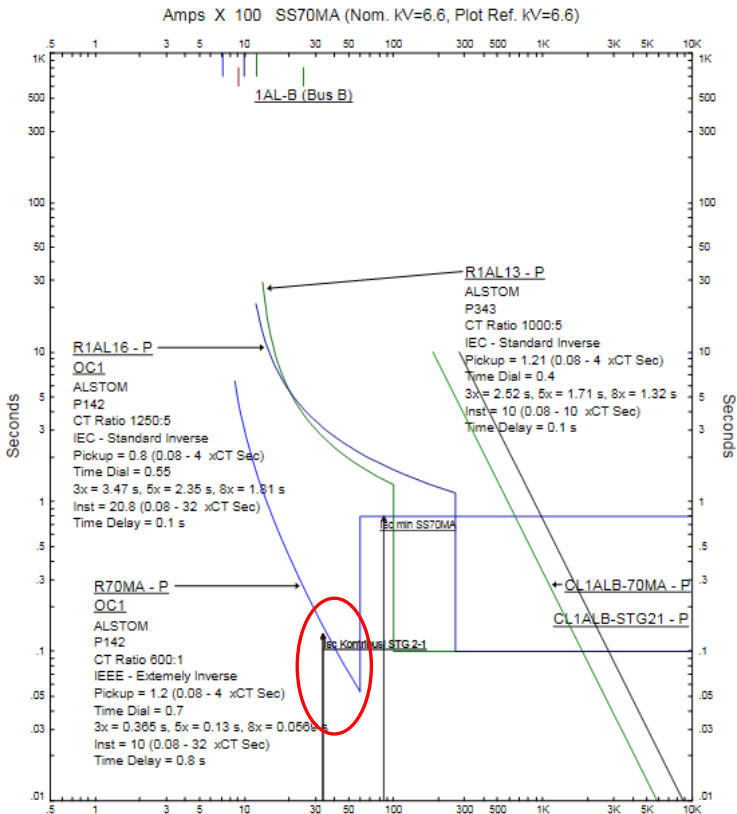
Untuk mempermudah pembacaan kurva pada *time current curve* (TCC), maka tipikal 2 ini juga akan dibagi menjadi 2 bagian yaitu 2a dan 2b. Untuk tipikal 2a yang dikoordinasikan adalah rele R-CBGM-32-05A dan rele R-CB70MA. Gambar 4.7 berikut adalah *time current curve* dari tipikal 2a berdasarkan data *existing* yang ada di PT Pertamina RU V Balikpapan.



Gambar 4.7 Hasil Plot Existing Rele Gangguan Fasa Tipikal 2a

Pada gambar TCC diatas apabila terjadi hubung singkat minimum pada motor GM-32-05A sebesar 8,4 kA maka rele RGM-32-05A akan bekerja terlebih dahulu pada waktu instan 0,01 detik. Dan apabila rele RGM-32-05A gagal maka rele R70MA akan bekerja pada waktu 0,7 detik. Hal tersebut sangat tidak diperkenankan karena menurut standar IEEE 242 untuk perbedaan waktu minimum rele digital berbasis mikroprosesor antara 0,2 – 0,3 detik. Selain itu, kurva invers dari rele R70MA mengenai kurva *starting* motor GM-32-05A sehingga motor tidak akan bisa start karena rele R70MA akan selalu trip apabila motor ini *start*.

Tipikal 2b adalah lanjutan dari tipikal 2a. Tipikal ini mengkoordinasikan rele R-CB70MA, rele R-1AL16 dan rele R-1AL13.. Berikut adalah gambar dari *time current curve* dari tipikal 2b.



Gambar 4.8 Hasil *Plot Existing* Rele Gangguan Fasa Tipikal 2b

Pada hasil *plot existing* tipikal 2b terdapat beberapa kesalahan koordinasi. Yang pertama yaitu apabila terjadi hubung singkat minimum pada bus SS70MA sebesar 8,63 kA maka rele R70MA akan trip pada waktu 0,7 detik. Dan apabila gagal, maka rele R1AL13 akan bekerja terlebih dahulu dibandingkan dengan rele R1AL16. Kesalahan yang kedua yaitu arus kontribusi dari STG 2-1 mengenai kurva invers dari

rele R1AL13. Sehingga apabila terjadi hubung singkat minimum pada bus 1AL-B, rele R1AL13 tidak bekerja secara instan.

Dari analisis kurva *existing* dapat diketahui bahwa *setting* rele masih perlu disempurnakan agar bisa didapatkan koordinasi rele pengaman yang tepat. Perhitungan harus memperhatikan manufaktur rele yang dipakai dan *grading time* harus sesuai dengan standart IEEE 242. Perhitungan ulang *setting* rele pengaman tersebut adalah sebagai berikut :

☑ Rele CBGM-32-05 A

Manufacturer : Alstom
Model : P220
Curve : Thermal Curve
CT Ratio : 200 / 5
Isc.min SS70MA : 8,68 kA
Isc.max SS70MA : 13,71 kA

Thermal Overload

$$1,05 \times 163,5 \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA Motor GM-32-05A}$$

$$171,675 \leq I_{set} \leq 228,9$$

$$\frac{171,675}{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{228,9}{In}$$

$$0,86 In \leq \text{Tap} \leq 1,14 In$$

Dipilih Tap 0,91 In (*range* dipilih 0,2 – 1,5 dengan *step* 0,01)
Iset = 182 A

Time Konstan = 1 detik

Instantaneous Pickup

$$\text{LRC Motor GM-32-05A} \leq I_{set} \leq 0,8 \times \text{Iscmin SS70MA}$$

$$6 \times 163,5 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 8680$$

$$981 \leq I_{set} \leq 6944$$

$$\frac{981}{2} In \leq \text{Tap} \leq \frac{6944}{0} In$$

$$4,9 In \leq \text{Tap} \leq 34,72 In$$

Dipilih Tap 7 In (*range* dipilih 1 - 12, dengan *step* 0,1)
Iset = 1400 A

Time Delay

Time delay dipilih 0,1 detik

☑ Rele CB70MA

- Manufacturer : Alstom
- Model : P142
- Curve Type : IEC Standart Inverse
- CT Ratio : 600 / 5
- Isc.min bus SS70MA : 8,68 kA
- Isc.max bus SS70MA : 13,71 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times R70MA \leq I_{set} \leq 1,4 \times FLA R70MA$$

$$1,05 \times 420,33 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 420,33$$

$$441,34 \leq I_{set} \leq 588,46$$

$$\frac{441,34}{In} \leq Tap \leq \frac{588,46}{In}$$

$$0,73 In \leq Tap \leq 0,98 In$$

Dipilih Tap 0,94 In (range dipilih 0,08 - 4 dengan step 0,01)
Iset = 564 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

$$t = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^2 - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^2 - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{SS70MA}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,3}{\left[\left(\frac{13710}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

Td = 0,14 detik
≥ 0,14 , dipilih Td = 0,55 detik

Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}
1,6 \text{ FLA R70MA} &\leq I_{\gg} \leq 0,8 \times \text{Iscmin SS70MA} \\
1,6 \times 420,33 &\leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 8680 \\
672,528 &\leq I_{\gg} \leq 6944 \\
\frac{672,528}{\text{In}} \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq \frac{6944}{\text{In}} \text{ In} \\
1,12 \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq 11,57 \text{ In}
\end{aligned}$$

Dipilih Tap 3,94 In (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)
Iset = 2364 A

Time Delay

Time delay dipilih 0.3 detik

☑ Rele CB1AL16

- Manufacturer : Alstom
- Model : P142
- Curve Type : IEC Standart Inverse
- CT Ratio : 1250 / 5
- Isc.min bus 1 AL-B : 10,56 kA
- Isc.max bus 1 AL-B : 17,46 kA

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
1,05 \times \text{R1AL16} &\leq \text{Iset} \leq 1,4 \times \text{FLA R1AL16} \\
1,05 \times 420,33 &\leq \text{Iset} \leq 1,4 \times 420,33 \\
441,34 &\leq \text{Iset} \leq 588,46 \\
\frac{441,34}{125} \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq \frac{588,46}{125} \text{ In} \\
0,35 \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq 0,47 \text{ In}
\end{aligned}$$

Dipilih Tap 0,47 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 587,5 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

$$t = \frac{\text{---}}{[(\text{---}) -]}$$

$$T_d = \frac{[\left(\frac{\quad}{\quad} \right) -]}{\quad}$$

$$T_d = \frac{[\left(\frac{\quad}{1AL-B} \right)^{0,02} -]}{\quad}$$

$$T_d = \frac{[\left(\frac{17460}{47} \right)^{0,02} -]}{\quad}$$

$T_d = 0,15$ detik

≥ 5 detik, dipilih $T_d = 0,55$ detik

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA R1AL16} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times I_{scmin} \text{ 1AL-B}$$

$$1,6 \times 420,33 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 10560$$

$$672,528 \leq I_{>>} \leq 8448$$

$$\frac{672,528}{125} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{8448}{125} I_n$$

$$0,54 I_n \leq \text{Tap} \leq 6,76 I_n$$

Dipilih Tap 3,94 I_n (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)

$I_{set} = 2364 \text{ A}$

Time Delay

Time delay dipilih 0,3 s

Rele CBAL13

Manufacturer : Alstom

Model : P343

Curve Type : IEC *Standart Inverse*

CT Ratio : 1000 / 5

Isc.min STG 2-1 : 3,36 kA

Isc.max STG 2-1 : 4,96 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \quad - \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA STG 2-1}$$

$$1,05 \times 918,5 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 918,5$$

$$964,425 \leq I_{set} \leq 1285,9$$

$$\frac{964,425}{\quad} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{\quad}{00} I_n$$

$$0,96 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 1,28 \text{ In}$$

Dipilih Tap 0,965 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 965 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{\text{---}}{\text{---}} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{\text{---}}{\text{---}} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{\left[\left(\frac{\text{---}}{\text{---}} \text{STG 2-1} \right)^{0,02} - \right]}{\text{---}}$$

$$T_d = \frac{\left[\left(\frac{4960}{965 \cdot 100} \right)^{0,02} - \right]}{\text{---}}$$

Td = 0,16 detik
≥ , dipilih Td = 0,4 detik

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA STG 2-1} \leq I_{>>} \leq 0,8 \times \text{Iscmin STG 2-1}$$

$$1,6 \times 918,5 \leq I_{>>} \leq 0,8 \times 3360$$

$$1469,6 \leq I_{>>} \leq 2688$$

$$\frac{1469,6}{\text{---}} \text{ In} \leq \text{Tap} \leq \frac{2688}{\text{---}} \text{ In}$$

$$1,469 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 2,688 \text{ In}$$

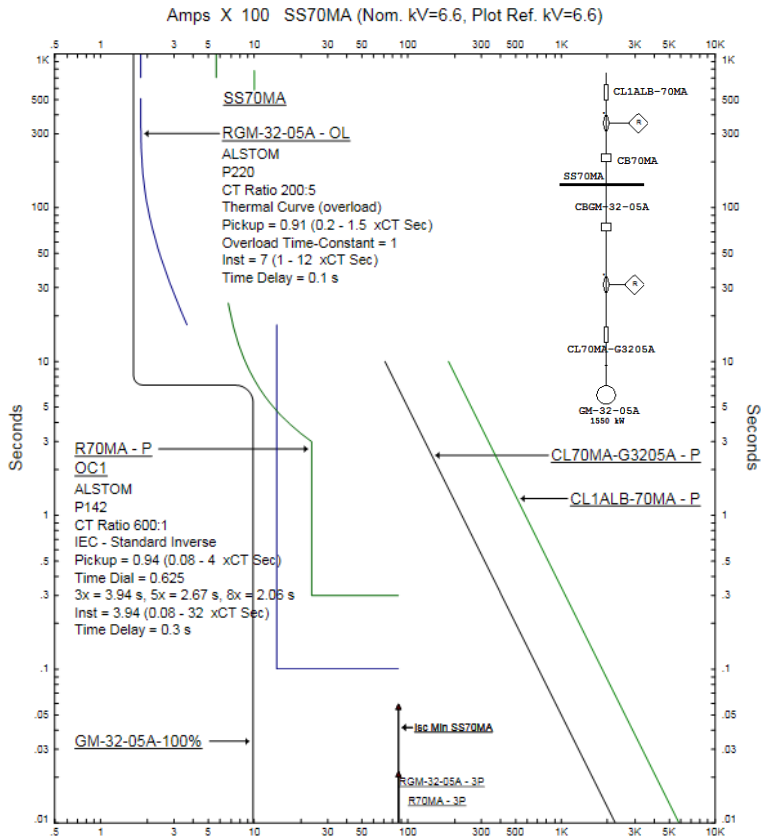
Dipilih Tap 2,688 In (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)
Iset = 2688 A

Time Delay

Time delay dipilih 0,7 detik

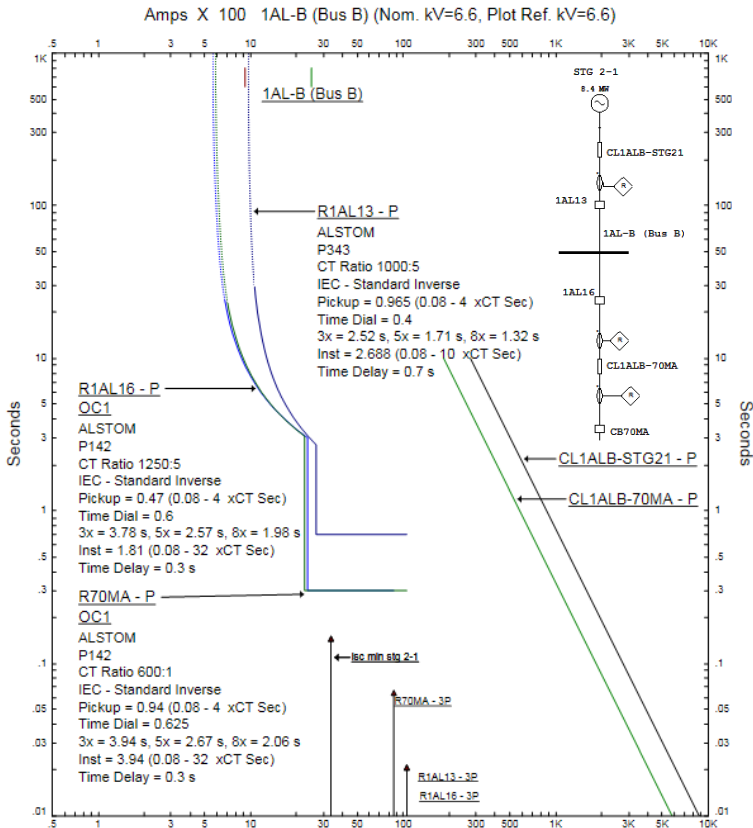
Dengan menggunakan hasil perhitungan tersebut, maka dapat di *plot* kurva arus waktu kondisi *resetting* pada *software* simulasi ETAP

12.6. Dan hasilnya adalah seperti Gambar 4.9 untuk TCC tipikal 2a dan Gambar 4.10 untuk tipikal 2b.



Gambar 4.9 Hasil *Plot Resetting* Rele Gangguan Fasa Tipikal 2a

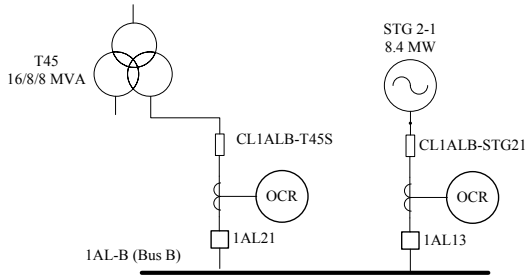
Dari hasil *resetting* yang telah dilakukan, dapat dilihat pada kurva TCC bahwa jika terjadi hubung singkat baik itu di motor, bus SS70MA dan bus 1AL-B, rele akan bekerja di sisi instan. Selain itu, kurva dari rele CB70MA sudah tidak memotong kurva motor sehingga motor GM 32-05A dapat *start*.



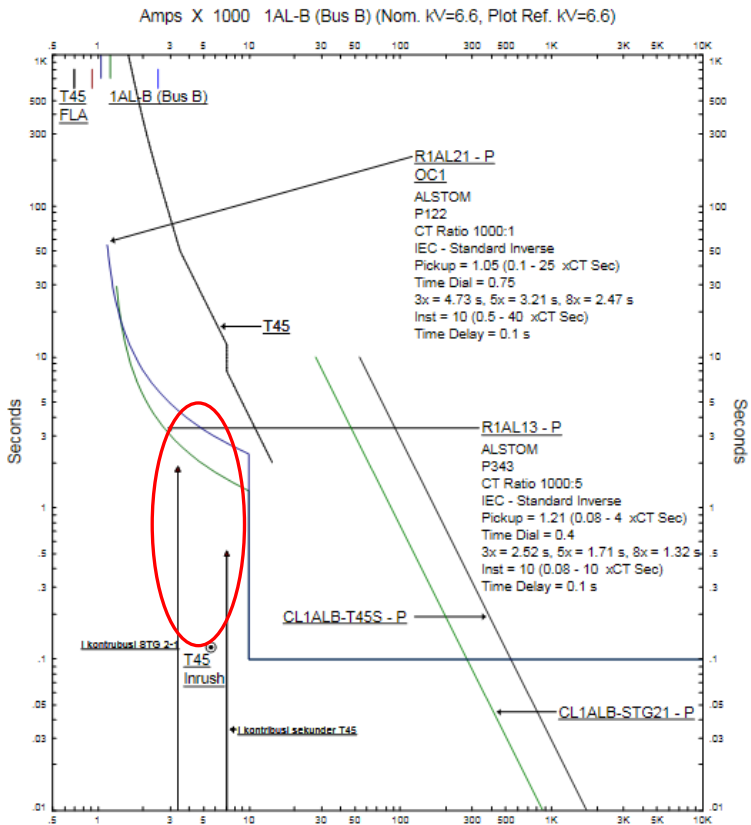
Gambar 4.10 Hasil Plot Resetting Rele Gangguan Fasa Tipikal 2b

4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 3

Koordinasi rele arus lebih tipikal 3 merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih dari tersier T45 menuju STG 2-1 pada *power plant* 2 PT Pertamina RU V Balikpapan. Pada tipikal ini rele pengaman yang dikoordinasikan, yaitu rele R-1AL21 dan rele R-1AL13. Analisa pada tipikal ini diambil dengan tujuan untuk mengetahui kerja rele pengaman apabila terjadi hubung singkat di bus 1AL-B. Tipikal 3 direpresentasikan melalui Gambar 4.11 sebagai berikut:



Gambar 4.11 Koordinasi Relé Tipikal 3



Gambar 4.12 Hasil Plot Existing Relé Gangguan Fasa Tipikal 3

Pada koordinasi tipikal 3 terdapat beberapa koordinasi rele pengaman yang masih harus di *setting* ulang , hal ini dapat dilihat pada kurva arus dan waktu pada Gambar 4.12.

Pada hasil *plot existing* tipikal 3 terdapat beberapa kesalahan koordinasi. Yang pertama yaitu apabila terjadi hubung singkat minimum pada tersier trafo T45, maka rele R1AL13 akan bekerja dahulu dibandingkan dengan rele pengaman trafo itu sendiri yaitu R1AL21. Kesalahan yang kedua yaitu arus kontribusi dari STG 2-1 mengenai kurva invers dari rele R1AL13. Sehingga apabila terjadi hubung singkat minimum pada bus 1AL-B, rele R1AL13 tidak bekerja secara instan. Demikian pula rele pengaman trafo R1AL-21 yang bekerja pada sisi invers apabila terjadi gangguan.

Dari analisis kurva *existing* dapat diketahui bahwa *setting* rele yang ada masih perlu disempurnakan agar bisa didapatkan koordinasi rele pengaman yang sesuai dengan yang diharapkan. Perhitungan harus memperhatikan manufaktur rele yang dipakai dan *grading time* harus sesuai dengan standart IEEE 242. Perhitungan ulang *setting* rele pengaman ini adalah sebagai berikut:

☑ Rele CBAL21

<i>Manufacturer</i>	: Alstom
<i>Model</i>	: P122
<i>Curve Type</i>	: IEC <i>Standart Inverse</i>
<i>CT Ratio</i>	: 1000 / 5
Isc.min STG 2-1	: 3,36 kA
Isc.max STG 2-1	: 4,96 kA
Isc.min Trafo T45	: 7,2 kA
Isc.max Trafo T45	: 9,54 kA

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{tersier} &\leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA} \\
 1,05 \times 699,8 &\leq I_{set} \leq 1,4 \times 699,8 \\
 734,79 &\leq I_{set} \leq 979,72 \\
 \frac{734,79}{00} \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq \frac{\quad}{00} \text{ In} \\
 0,73 \text{ In} &\leq \text{Tap} \leq 0,98 \text{ In}
 \end{aligned}$$

Dipilih Tap 0,735 In (*range* dipilih 0,1 - 25 dengan *step* 0,01)

Iset = 735 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,5 detik

$$t = \frac{1}{\left[\left(\frac{\quad}{\quad} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{1}{\left[\left(\frac{\quad}{\quad} \right) - \right]}$$

$$T_d = \frac{1}{\left[\left(\frac{\text{Trafo T45}}{\quad} \right)^{0,02} - \right]}$$

$$T_d = \frac{5}{\left[\left(\frac{9540}{965 \cdot 100} \right)^{0,02} - \right]}$$

$T_d = 0,18$ detik

≥ 8 detik, dipilih $T_d = 0,325$ detik

Instantaneous Pickup

1,6 FLA tersier $\leq I_{set} \leq 0,8 \times I_{scmin}$ STG 2-1

$1,6 \times 699,8 \leq I_{set} \leq 0,8 \times 3360$

$1119,68 \leq I_{set} \leq 2688$

$\frac{1119,68}{In} \leq \text{Tap} \leq \frac{2688}{In}$

$1,119 In \leq \text{Tap} \leq 2,688 In$

Dipilih Tap 2,6 In (*range* dipilih 0,5 - 40 dengan *step* 0,01)

Iset = 2600 A

Time Delay

Time delay dipilih 0,5 detik

Rele CBAL13

Manufacturer : Alstom

Model : P343

Curve Type : IEC Standart Inverse

CT Ratio : 1000 / 5

Isc.min STG 2-1 : 3,36 kA

Isc.max STG 2-1 : 4,96 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \quad - \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA STG 2-1}$$

$$1,05 \times 918,5 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 918,5$$

$$964,425 \leq I_{set} \leq 1285,9$$

$$\frac{964,425}{100} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{1285,9}{100} I_n$$

$$0,96 I_n \leq \text{Tap} \leq 1,28 I_n$$

Dipilih Tap 0,965 In (*range* dipilih 0,08 - 4 dengan *step* 0,01)

Iset = 965 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$t = \frac{0,7}{\left[\left(\frac{\text{Tap}}{100} \right)^2 - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,7}{\left[\left(\frac{\text{Tap}}{100} \right)^2 - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,7}{\left[\left(\frac{\text{STG 2-1}}{100} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T_d = \frac{0,7}{\left[\left(\frac{4960}{965 \cdot 100} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

Td = 0,16 detik

≥ detik, dipilih Td = 0,4 detik

Instantaneous Pickup

$$1,6 \text{ FLA STG 2-1} \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times I_{scmin} \text{ STG 2-1}$$

$$1,6 \times 918,5 \leq I_{\gg} \leq 0,8 \times 3360$$

$$1469,6 \leq I_{\gg} \leq 2688$$

$$\frac{1469,6}{100} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{2688}{100} I_n$$

$$1,469 I_n \leq \text{Tap} \leq 2,688 I_n$$

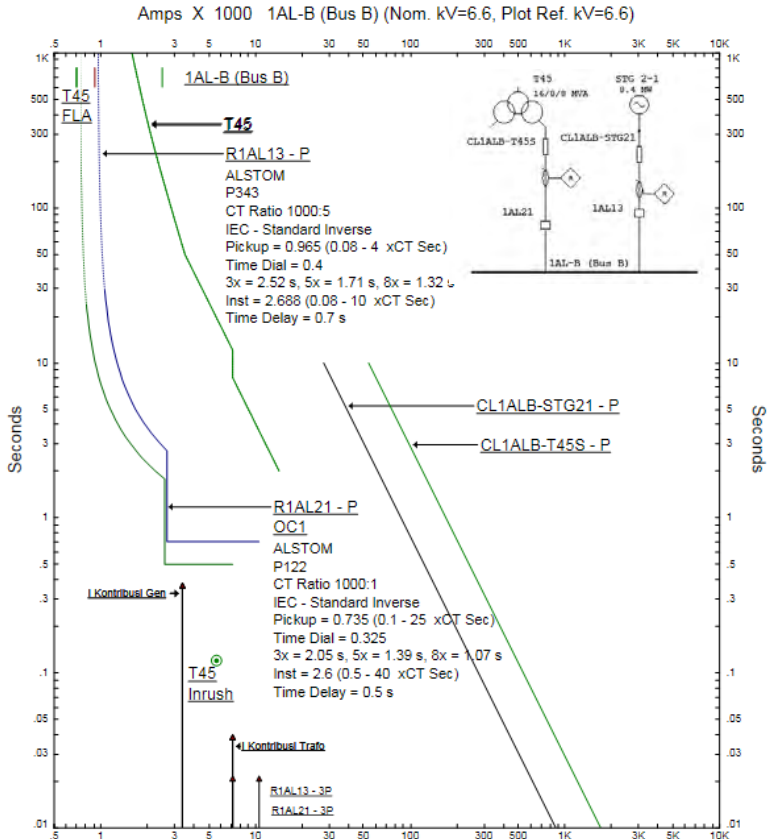
Dipilih Tap 2,688 In (*range* dipilih 0,08 - 32 dengan *step* 0,01)

Iset = 2688 A

Time Delay

Time delay dipilih 0,7 detik

Dengan menggunakan hasil perhitungan tersebut, maka dapat di plot kurva arus waktu kondisi *resetting* pada *software* simulasi ETAP 12.6. Dan hasilnya adalah seperti Gambar 4.13 untuk TCC tipikal 3.



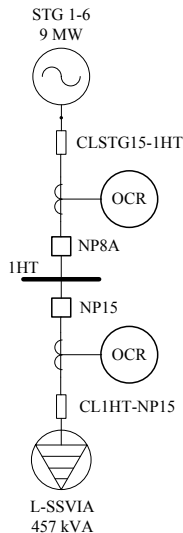
Gambar 4.13 Hasil Plot *Resetting* Rele Gangguan Fasa Tipikal 3

Dari hasil *resetting* yang telah dilakukan, dapat dilihat pada kurva TCC bahwa jika terjadi hubung singkat di bus 1AL-B, rele STG

2-1 R1AL13 maupun rele trafo T45 R1AL21 sudah bekerja disisi instan. sehingga apabila terjadi sebuah gangguan, rele akan sesegera mungkin memutus *circuit breaker*.

4.4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Tipikal 4

Koordinasi rele arus lebih tipikal 3 merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih beban L-SSVIA menuju pembangkit STG 1-6 sebesar 6 MW pada *power plant* 1 PT Pertamina RU V Balikpapan. Balikpapan. Pada tipikal ini rele pengaman yang dikoordinasikan, yaitu rele R-NP15 dan rele R-NP8A. Tipikal 4 direpresentasikan melalui gambar 4.14 sebagai berikut:

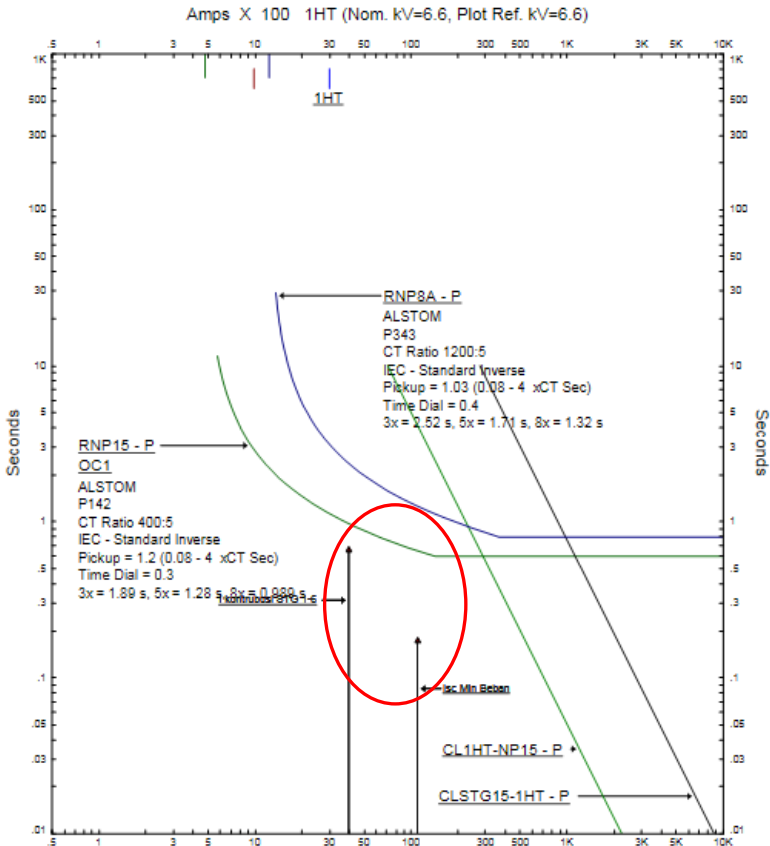


Gambar 4.14 Koordinasi Rele Tipikal 4

Pada koordinasi tipikal 4 terdapat beberapa koordinasi rele pengaman yang masih harus *setting* ulang, hal ini dapat dilihat pada kurva arus dan waktu pada gambar 4.15.

Pada hasil *plot existing* tipikal 4 masih terjadi sebuah kesalahan koordinasi. Apabila terjadi hubung singkat di bus 1HT, maka arus kontribusi dari STG 2-1 mengenai kurva invers dari rele RNP8A.

Sehingga apabila terjadi hubung singkat minimum pada bus 1HT, rele RNP8A tidak bekerja secara instan. Hal ini berakibat rele tidak akan segera bekerja apabila terjadi sebuah gangguan baik gangguan minimum maupun gangguan maksimum.



Gambar 4.15 Hasil Plot Existing Rele Gangguan Fasa Tipikal 4

Dari analisis kurva *existing* dapat diketahui bahwa *setting* rele masih perlu disempurnakan agar bisa didapatkan koordinasi rele pengaman yang tepat. Perhitungan harus memperhatikan manufaktur rele yang dipakai dan *grading time* harus sesuai dengan standart IEEE 242. Perhitungan ulang *setting* rele pengaman adalah sebagai berikut :

☑ Rele CBNP15

Manufacturer : Alstom
Model : P142
Curve Type : IEC Standart Inverse
CT Ratio : 400 / 5
Isc.min bus 1HT : 14,58 kA
Isc.max bus 1HT : 22,02 kA

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{RNP15} \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA RNP15}$$
$$1,05 \times 39,98 \leq I_{set} \leq 1,4 \times 39,98$$
$$41,979 \leq I_{set} \leq 55,97$$
$$\frac{41,979}{\text{In}} \leq \text{Tap} \leq \text{In}$$
$$0,104 \text{ In} \leq \text{Tap} \leq 0,14 \text{ In}$$

Dipilih Tap 0,14 In (*range* dipilih 0,08 – 4 dengan *step* 0,01)
Iset = 564 A

Time Dial

Dipilih waktu operasi (t) = 0,3 detik

$$t = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{\text{---}}{\text{---}} \right) - \right]}$$
$$T_d = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{\text{---}}{\text{---}} \right) - \right]}$$
$$T_d = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{\text{Bus 1HT}}{\text{---}} \right)^{0,02} - \right]}$$
$$T_d = \frac{\text{---}}{\left[\left(\frac{22020}{4} \right)^{0,02} - \right]}$$

Td = 0,27 detik
≥ detik, dipilih Td = 0,3 detik

Instantaneous Pickup: disable

☑ Rele RNP8A

Manufacturer	: Alstom
Model	: P343
Curve Type	: IEC Standart Inverse
CT Ratio	: 1000 / 5
Isc.min STG 1-6	: 3,99 kA
Isc.max STG 1-6	: 5,45 kA

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times & -6 \leq I_{set} \leq 1,4 \times \text{FLA STG 1-6} \\ 1,05 \times 984,1 & \leq I_{set} \leq 1,4 \times 984,1 \\ 1033,3 & \leq I_{set} \leq 1377,74 \\ \frac{1033,3}{100} I_n & \leq \text{Tap} \leq \frac{1377,74}{100} I_n \\ 1,03 I_n & \leq \text{Tap} \leq 1,37 I_n \end{aligned}$$

Dipilih Tap 1,03 In (range dipilih 0,08 - 4 dengan step 0,01)
Iset = 1030 A

Time Dial

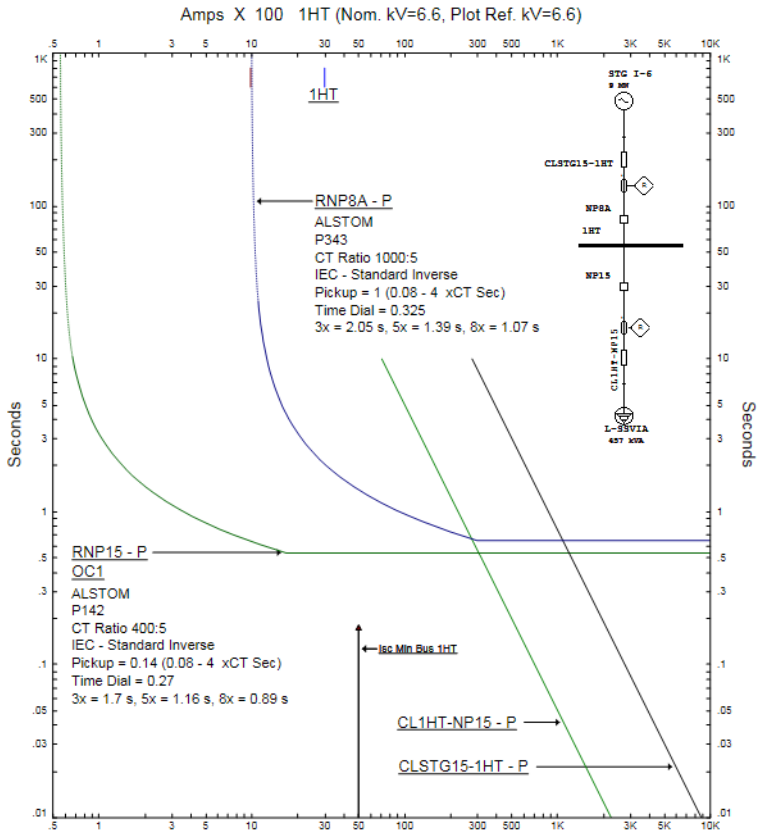
Dipilih waktu operasi (t) = 0,7 detik

$$\begin{aligned} t &= \frac{0,7}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^2 - 1 \right]} \\ T_d &= \frac{0,7}{\left[\left(\frac{I_{sc}}{I_{set}} \right)^2 - 1 \right]} \\ T_d &= \frac{0,7}{\left[\left(\frac{I_{sc \text{ STG 1-6}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]} \\ T_d &= \frac{0,7}{\left[\left(\frac{5450}{100} \right)^{0,02} - 1 \right]} \end{aligned}$$

Td = 0,17 detik
≥ detik, dipilih Td = 0,4 detik

Instantaneous Pickup: disable

Dengan menggunakan hasil perhitungan tersebut, maka dapat di plot kurva arus waktu kondisi *resetting* pada *software* simulasi ETAP 12.6. Dan hasilnya adalah seperti Gambar 4.16 untuk TCC tipikal 4.



Gambar 4.16 Hasil Plot *Resetting* Rele Gangguan Fasa Tipikal 4

Dari hasil *resetting* yang telah dilakukan, dapat dilihat pada kurva TCC bahwa jika terjadi hubung singkat di bus 1HT rele generator 1-6 RNP8A sudah tidak bekerja disisi invers. Sehingga apabila terjadi gangguan rele ini dapat sesegera mungkin memutus *circuit breaker* (CB).

4.5 Pemilihan Kandidat Penempatan DG

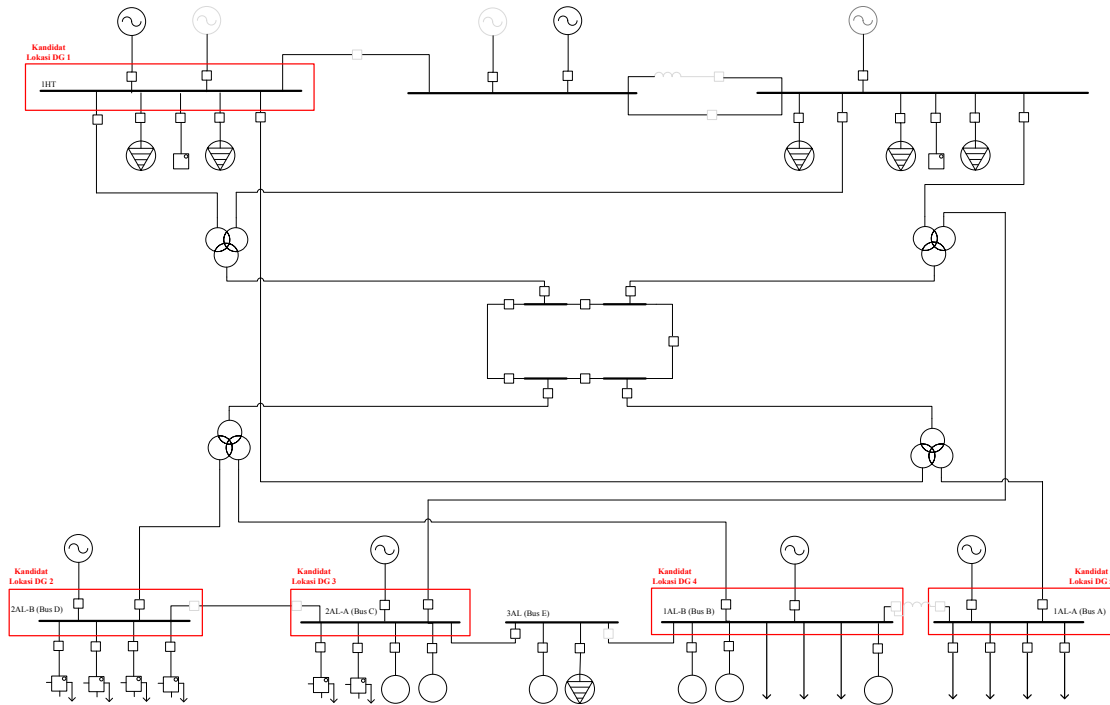
Setelah melakukan *resetting* rele arus lebih pada system kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan, langkah selanjutnya yang dilakukan adalah menentukan kandidat lokasi DG. Pada tugas akhir ini dipilih 5 kandidat penempatan DG yang meliputi *power plant* 1 dan *power plant* 2. Kelima kandidat lokasi tersebut adalah bus 1HT, bus 2AL-B (bus D), bus 2AL-A (bus C), bus 1AL-B (bus B) dan yang terakhir yaitu bus 1AL-A (bus A). Gambar 4.17 gambar dari kandidat lokasi penempatan DG tersebut. Kandidat lokasi penempatan DG yang akan diintegrasikan ke sistem ditunjukkan oleh Gambar 4.17.

4.6 Perhitungan Nilai *Protection Coordination Index* (PCI)

Perhitungan nilai *protection coordination index* (PCI) dilakukan dengan cara melihat arus hubung singkat yang terjadi pada bus kandidat lokasi penempatan DG. DG yang berupa *steam turbine generator* (STG) di-*inject* pada masing-masing kandidat. Kemudian dilakukan simulasi hubung singkat minimum 30 *cycle* dan dilihat besar arus hubung singkatnya. Besarnya DG yang di-*inject* berkisar dari 1 MVA hingga 10 MVA. Berikut adalah data arus hubung singkat disetiap bus setelah di-*inject* DG.

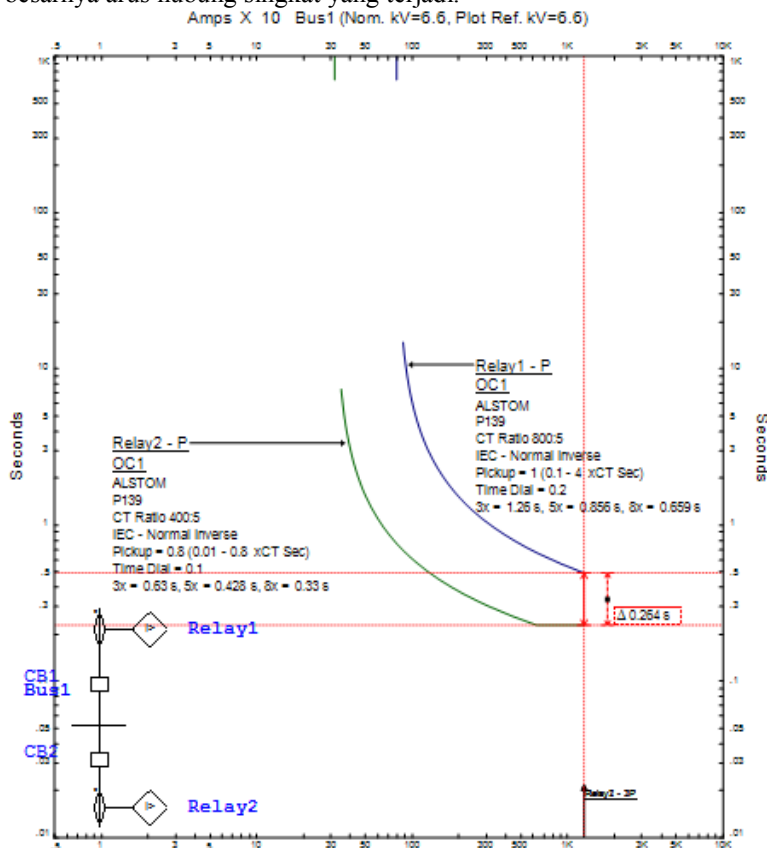
Tabel 4.3 Data Hubung Singkat Minimum Pada Kandidat Lokasi DG

Kapasitas DG (MVA)	Isc Min (kA)				
	Bus 1HT	Bus D	Bus C	Bus B	Bus A
1	14,91	12,89	13,13	10,89	13,14
2	15,24	13,22	13,46	11,23	13,47
3	15,58	13,55	13,79	11,56	13,80
4	15,91	13,88	14,12	11,89	14,13
5	16,24	14,21	14,45	12,22	14,46
6	16,57	14,54	14,78	12,55	14,76
7	16,90	14,87	15,11	12,88	15,12
8	17,23	15,20	15,44	13,21	15,45
9	17,56	15,53	15,77	13,54	15,78
10	17,89	15,86	16,10	13,87	16,11



Gambar 4.17 Kandidat Lokasi Penempatan DG

Setelah data hubung singkat dari 1 MVA – 10 MVA diperoleh, nilai *coordination time interval* (CTI) dapat dicari dengan cara memasukkan pada kurva rele arus lebih (OCR) utama dan *back up*. Mengacu pada [7], kurva yang digunakan yaitu kurva *invers*. Gambar 4.18 berikut adalah cara untuk memperoleh nilai CTI berdasarkan besarnya arus hubung singkat yang terjadi.



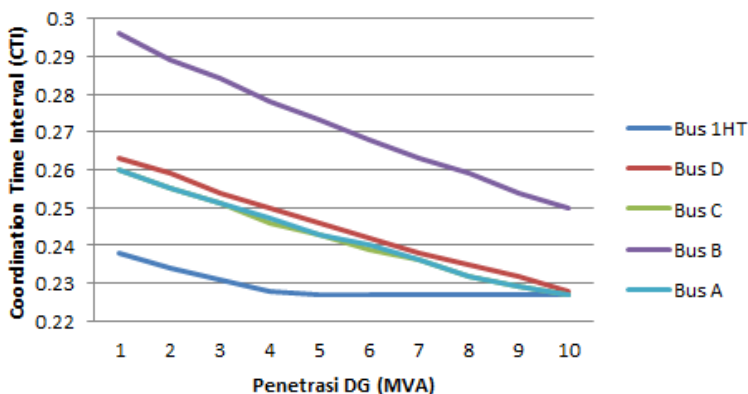
Gambar 4.18 Cara Penentuan Nilai CTI

Semakin besar nilai arus hubung singkat minimum pada bus kandidat, maka nilai dari CTI akan semakin kecil atau nilainya menuju *steady*. Tabel 4.4 berikut adalah data dari nilai CTI yang telah diperoleh.

Tabel 4.4 Nilai CTI Pada Setiap Bus Kandidat

Kapasitas DG (MVA)	CTI (second)				
	Bus 1HT	Bus 2AL (Bus D)	Bus 2AL-A (Bus C)	Bus 1AL-B (Bus B)	Bus 1AL-A (Bus A)
1	0,238	0,263	0,260	0,296	0,260
2	0,234	0,259	0,255	0,289	0,255
3	0,231	0,254	0,251	0,284	0,251
4	0,228	0,250	0,246	0,278	0,247
5	0,227	0,246	0,243	0,273	0,243
6	0,227	0,242	0,239	0,268	0,240
7	0,227	0,238	0,236	0,263	0,236
8	0,227	0,235	0,232	0,259	0,232
9	0,227	0,232	0,229	0,254	0,229
10	0,227	0,228	0,227	0,250	0,227

Dari data CTI pada tabel 4.4 tersebut, dapat di *plot* sebuah grafik antara MVA DG dengan nilai CTI nya. Grafik tersebut menunjukkan bagaimana pengaruh meningkatnya kapasitas DG terhadap nilai CTI. Gambar 4.19 berikut adalah *plotting* dari grafik tersebut.



Gambar 4.19 Kurva MVA DG – CTI

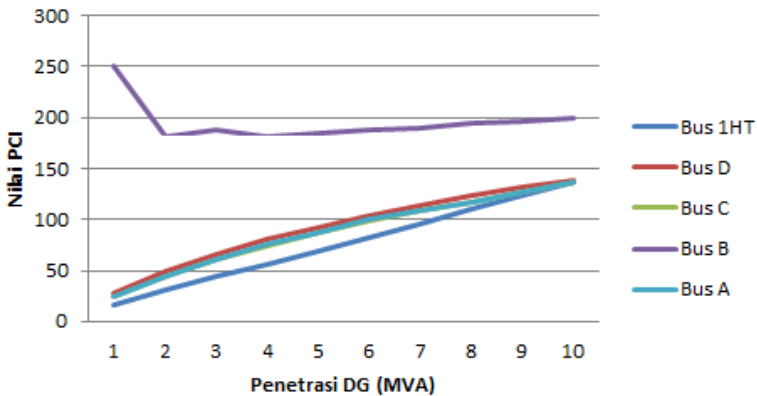
Dari Gambar 4.19 dapat dilihat bahwa nilai CTI pada bus 1 HT mengalami *steady state* pada saat di-*inject* DG sebesar 5 MVA. Artinya,

penetrasi maksimum yang diijinkan masuk ke bus 1 HT adalah sebesar 5 MVA. Sehingga untuk analisa selanjutnya akan dipilih DG dengan kapasitas 5MVA.

Protection Coordination Index (PCI) dihitung berdasarkan persamaan (2.34) yaitu dengan cara membandingkan besarnya kapasitas DG yang akan di-inject dengan nilai CTI yang ada pada bus tersebut. Tabel 4.5 berikut ini adalah data nilai PCI yang telah dihitung pada masing-masing bus kandidat lokasi DG PT Pertamina RU V Balikpapan.

Tabel 4.5 Nilai PCI Pada Setiap Bus Kandidat

Kapasitas DG (MVA)	PCI				
	Bus 1HT	Bus D	Bus C	Bus B	Bus A
1	16,12903	27,0270	25	250	25
2	30,30303	48,7804	44,44444	181,8181	44,4444
3	43,47826	65,2173	61,22449	187,5	61,2244
4	55,55555	80	74,07407	181,8181	75,7169
5	68,49315	92,5925	87,71929	185,1851	87,7192
6	82,19178	103,448	98,36065	187,5	100
7	95,89041	112,903	109,375	189,1891	109,375
8	109,5890	123,076	117,6470	195,1219	117,647
9	123,2876	132,3529	126,7605	195,6521	126,7605
10	136,9853	138,8889	136,9863	200	136,9863

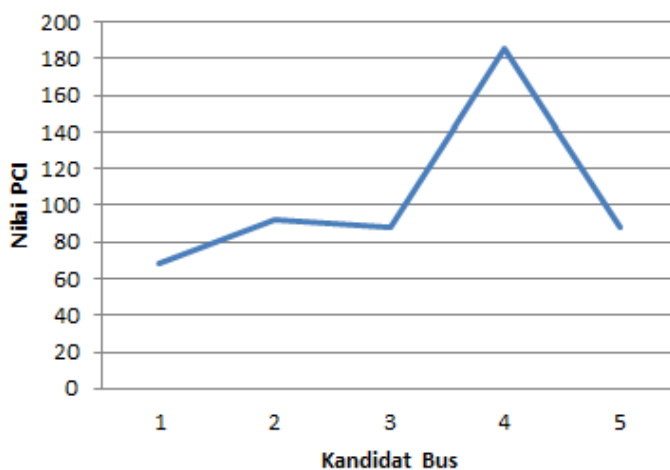


Gambar 4.20 Grafik PCI Setiap Bus Kandidat

Pada tugas akhir ini, kapasitas DG yang akan di-*inject* ke jaringan yaitu sebesar 5 MVA. DG yang digunakan berupa *steam turbine generator* (STG) dengan bahan bakar biomass. Nilai PCI untuk kapasitas 5 MVA di representasikan pada Tabel 4.6. Sedangkan untuk grafiknya di tunjukkan oleh Gambar 4.21.

Tabel 4.6 Nilai PCI Untuk 5 MVA

No.	Bus	PCI
1.	IHT	68,49
2.	Bus D	92,59
3.	Bus C	87,72
4.	Bus B	185,15
5.	Bus A	87,72



Gambar 4.21 Grafik PCI Pada 5 MVA

Dari nilai PCI pada Tabel 4.6 dan Gambar 4.21 tersebut, nilai PCI terbesar berada pada bus B yaitu sebesar 185,15. Artinya, jika DG sebesar 5 MVA di *inject* pada bus ini mempunyai pengaruh yang sedikit pada sistem proteksinya. Sehingga bus B direkomendasikan apabila PT Pertamina RU V Balikpapan akan menambahkan sebuah DG untuk menambah kinerja dari sistem kelistrikannya. Sedangkan untuk nilai PCI yang terkecil berada pada bus IHT yaitu sebesar 68,49. Apabila DG di-

inject pada bus ini, pengaruhnya akan lebih banyak jika dibandingkan dengan bus B.

4.7 Pemasangan Dan Evaluasi DG

Evaluasi dilakukan untuk mengetahui seberapa berpengaruh sebuah apabila DG di-*inject* pada sistem kelistrikan PT Pertamina RU V Balikpapan. DG yang akan di-*inject* adalah jenis *synchronous distributed generator* dengan menggunakan bahan bakar *biomass*. Berikut adalah data DG yang akan di evauasi.

Tabel 4.7 Data DG Yang Di Evaluasi

Tegangan	6,6 KV
Kapasitas	5 MVA
FLA	437,4 A
<i>Power Factor</i>	85 %
Efisiensi	95 %

Sesuai dengan hasil nilai PCI pada Tabel 4.6, evaluasi DG dilakukan pada bus yang memiliki nilai indeks koordinasi terbesar dan terkecil. Evaluasi dilakukan dengan cara simulasi *protective device coordination* dan dilihat waktu operasi CB dengan *sequence viewer*.

4.7.1 Evaluasi Pada Bus B

Evaluasi pertama dilakukan pada Bus B yang mana memiliki nilai indeks koordinasi yang paling besar diantara bus yang lainnya yaitu sebesar 185,15. Pada evaluasi ini yang diperhatikan yaitu urutan dan waktu kerja dari rele pengaman. Tabel 4.8, 4.9 dan 4.10 berikut adalah data dari waktu urutan kerja rele sebelum dan sesudah di-*inject* DG pada bus B.

Tabel 4.8 *Sequence Of Operation Event* Bus B Sebelum Di-*inject* DG

<i>Time (ms)</i>	<i>ID</i>	<i>Condition</i>
100	RGM-32-05A	<i>Overload Phase – Instaneous</i>
180	CBGM-32 05A	<i>Tripped by RGM-32-05A Overload Phase Instaneous</i>
300	R1AL16	<i>Phase- OCl-50</i>
300	R170MA	<i>Phase- OCl-50</i>
380	1AL16	<i>Tripped by R1AL16 Phase-OCl-50</i>

Tabel 4.9 *Sequence Of Operation Event Bus B Sebelum Di-inject DG (Lanjutan)*

Time (ms)	ID	Condition
380	CB70MA	<i>Tripped by R70MA Phase-OC1-50</i>
500	R1AL21	<i>Phase- OC1-50</i>
580	1AL21	<i>Tripped by R1AL21 Phase-OC1-50</i>
700	R1AL13	<i>Phase- OC1-50</i>
780	1AL13	<i>Tripped by R1AL13 Phase-OC1-50</i>

Tabel 4.10 *Sequence Of Operation Event Bus B Setelah Di-inject DG*

Time (ms)	ID	Condition
100	RGM-32-05A	<i>Overload Phase – Instaneous</i>
180	CBGM-32 05A	<i>Tripped by RGM-32-05A Overload Phase Instaneous</i>
300	R1AL16	<i>Phase- OC1-50</i>
300	R170MA	<i>Phase- OC1-50</i>
380	1AL16	<i>Tripped by R1AL16 Phase-OC1-50</i>
380	CB70MA	<i>Tripped by R70MA Phase-OC1-50</i>
500	R1AL21	<i>Phase- OC1-50</i>
580	1AL21	<i>Tripped by R1AL21 Phase-OC1-50</i>
700	R1AL13	<i>Phase- OC1-50</i>
780	1AL13	<i>Tripped by R1AL13 Phase-OC1-50</i>

Dari Tabel 4.8, 4.9 dan 4.10, dapat dilihat bahwa penambahan DG pada bus B tidak berpengaruh pada koordinasi proteksinya. Sebelum dan sesudah di-*inject* DG, rele bekerja dalam waktu yang sama.

4.7.2 Evaluasi Pada Bus 1HT

Sama halnya dengan bus B, pada bus 1HT juga akan di evaluasi dengan cara simulasi *protective device coordination* dan dilihat waktu operasi CB dengan *sequence viewer*. Tabel 4.11, 4.12 dan 4.13 berikut adalah hasil evaluasi tersebut.

Tabel 4.11 *Sequence Of Operation Event Bus 1HT Sebelum Di-inject DG*

Time (ms)	ID	Condition
537	RNP15	<i>Phase-OC1-51</i>
617	NP15	<i>Tripped by RNP15 Phase-OC1-51</i>

Tabel 4.12 *Sequence Of Operation Event Bus IHT Sebelum Di-inject DG (Lanjutan)*

Time (ms)	ID	Condition
1496	Relay190	<i>Phase-OC1-51</i>
1523	Relay184	<i>Phase-OC1-51</i>
1576	NP21	<i>Tripped by Relay190 Phase-OC1-51</i>
1603	NP8	<i>Tripped by Relay184 Phase-OC1-51</i>
6828	RNP8A	<i>Phase-OC1-51</i>
6908	NP8A	<i>Tripped by RNP8A Phase-OC1-51</i>

Tabel 4.13 *Sequence Of Operation Event Bus IHT Setelah Di-inject DG*

Time (ms)	ID	Condition
537	RNP15	<i>Phase-OC1-51</i>
617	NP15	<i>Tripped by RNP15 Phase-OC1-51</i>
1637	Relay190	<i>Phase-OC1-51</i>
1668	Relay184	<i>Phase-OC1-51</i>
1717	NP21	<i>Tripped by Relay190 Phase-OC1-51</i>
1748	NP8	<i>Tripped by Relay184 Phase-OC1-51</i>
9006	RNP8A	<i>Phase-OC1-51</i>
9086	NP8A	<i>Tripped by RNP8A Phase-OC1-51</i>

Dari tabel 4.11, 4.12 dan 4.13 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan antara sebelum dan sesudah dipasang DG. Perbedaan terlihat pada waktu kerja rele. Setelah dipasang DG, waktu kerja rele semakin lama sehingga rele tidak bekerja dengan cepat.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil studi dan analisa evaluasi pengaruh pemasangan DG pada PT Pertamina RU V Balikpapan yang telah dilakukan, maka diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil plot koordinasi kurva arus waktu *existing* PT Pertamina RU V Balikpapan memperlihatkan bahwa terdapat *setting* waktu yang tidak sesuai dengan standart. Missal untuk koordinasi antara rele R64MA3 dengan rele R64MA mempunyai *grading time* sebesar 0,38 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standart IEEE 242 yang mana besarnya *grading time* untuk rele digital adalah 0,2-0,3 detik. Selain itu, ada pula rele yang tidak bekerja secara instan. Missal rele R1AL13 yang bekerja pada sisi invers. Ketika terjadi gangguan hubung singkat minimum pada bus 1AL-B, rele R1L-B tidak bekerja secara instan. Oleh karena itulah, *setting* ulang untuk penyetelan rele arus lebih perlu dilakukan agar kerja rele lebih cepat dan tepat.
2. Berdasarkan nilai PCI yang telah dihitung pada Tabel 4.6, nilai PCI yang terbesar berada pada bus B. Apabila diinginkan DG dengan kapasitas 5 MVA akan di-*inject* pada sistem, bus B memiliki nilai PCI yang terbesar dibandingkan dengan bus kandidat yang lainnya. PCI pada bus B bernilai 185,15 sedangkan untuk nilai PCI yang terkecil berada pada bus 1HT dengan nilai hanya 68,49. Dengan demikian, maka bus B direkomendasikan sebagai bus yang memiliki pengaruh paling sedikit apabila ingin mengintegrasikan DG ke sistem.
3. Dari hasil evaluasi yang telah dilakukan pada bus B dan bus 1HT, dapat disimpulkan bahwa apabila DG di-*inject* pada bus B koordinasi proteksi-nya masih berjalan sesuai dengan apa yang diharapkan. Urutan dan waktu kerja rele tidak mengalami perubahan. Missal pada waktu 300 ms R1AL16 mendeteksi gangguan fasa, sebelum dan sesudah dipasang DG kondisinya tidak berubah. Namun apabila di letakkan di bus 1HT, koordinasi proteksi mengalami perubahan pada waktu kerja relenya. Waktu kerja rele setelah dipasang DG lebih lama dibandingkan dengan sebelum dipasang DG sebesar 5 MVA. Sehingga perubahan yang

terjadi pada bus 1HT sudah sesuai dengan nilai PCI yang mana pengaruh terbesar terjadi pada bus yang mempunyai nilai PCI terkecil.

5.2 Saran

Dengan mempertimbangkan hasil studi yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, ada beberapa saran yang dapat menjadi masukan kedepannya sebagai berikut :

1. Karena adanya penyetelan rele yang kurang tepat, maka digunakan pergantian nilai *setting* rele pengaman dengan perhitungan manual yang disesuaikan manual rele sesuai dengan manufakturnya dan plot koordinasi kurva arus waktu. Hasil dari plot dapat memperlihatkan bahwa tidak ada rele yang terjadi *miss-coordination* dan *overlapping* antara rele utama dengan rele *backup*. Dapat dikatakan bahwa koordinasi kerja antar rele dapat berjalan dengan baik dan sesuai urutannya.
2. Bus B menjadi rekomendasi apabila PT Pertamina ingin menambah sebuah pembangkit baru yang berupa DG. Rekomendasi ini hanya berdasarkan pengaruh DG terhadap system proteksinya.
3. Untuk studi selanjutnya dapat dilakukan evaluasi DG tidak hanya dengan mempertimbangkan level hubung singkat melainkan juga dapat mempertimbangkan *drop* tegangan, kapasitas saluran, pembebanan dan kestabilan sistem. Semakin banyak yang parameter yang dipertimbangkan dalam melakukan evaluasi, maka rekomendasi yang diberikan akan lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Wahyu, Eko, “*Koordinasi Proteksi Terhadap Voltage SAG Dan Overcurrent Di PT. Chevron Pacific Indonesia Dengan Penambahan Pembangkit Terdistribusi*”, Tugas Akhir Teknik Elektro-ITS, 2012.
- [2] Hesam Yazdanpanahi, YunWeiLi dan Wilsun Xu, “*A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System*,” IEEETrans. On Smart Grid, Vol. 3, No. 3, Sept 2012.
- [3] Luis F.O, Antonio P.F dan Gareth P.H,”*Evaluating Distributed Generation Impacts With a Multiobjective Index*,” IEEETrans. On Power Delivery, Vol. 21, No. 3, July 2006
- [4] Wahyudi, “*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004
- [5] Lazar, Irwin, “*Electrical System Analysis and Design for Industrial Plant*”, McGraw-Hill Inc., USA, Ch. 1, 1980
- [6] Soeprijanto, Adi, “*Kestabilan Sistem Tenaga Listrik, Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik 2*”, Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya
- [7] Panangsang, Ontoseno, “*Short Circuit Simulation And Analysis, Diktat Mata Kuliah Analisa Sistem Tenaga 2*”, Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri, Institut Sepuluh Nopember Surabaya
- [8] Grainger J.J, Stevenson William, “*Power System Analysis*”, McGraw-Hill Inc., New York, Ch. 12, 1994
- [9] IEEE std 242-2001, “*IEEE Recommended Practice for Protection and Cordination of Industrial and Commercial Power System*”The institute of Electrical and Electronic Engineering, Inc, New York, Ch 15, 2001.
- [10] Phadke, Arun G, dan Thorp, James S, “*Computer relaying for Power System*”, John Wiley and Sons, Ltd., England, Ch. 2, 2009
- [11] ACEEE, “*Distributed Generation*”, <<http://www.aceee.org/topics/distributed-generation>>, 28 September 2014.
- [12] L. L. Lai and T. F. Chan, “*Distributed Generation Induction And Permanent Magnet Generators*”, John Wiley & Sons, Ltd., England, Ch. 1, 2007

- [13] H. H. Zeineldin, Y. Abdel-Rady I, Mohamed, “*A Protection Coordination Index For Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection For Meshed Distributed System*”,IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 4, No. 3, pp. 1523-1532, Sept. 2013

One-Line Diagram - Relay RU-V (Star Sequence-of-Operation)



LAMPIRAN 2
PERHITUNGAN NILAI *PROTECTION*
COORDINATION INDEX (PCI)

A. PCI Pada Bus 1HT

1. Kapasitas DG = 1 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{1}{0,3 - 0,238} = 16,129$$

2. Kapasitas DG = 2 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{2}{0,3 - 0,234} = 30,303$$

3. Kapasitas DG = 3 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{3}{0,3 - 0,231} = 43,478$$

4. Kapasitas DG = 4 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{4}{0,3 - 0,228} = 55,555$$

5. Kapasitas DG = 5 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{5}{0,3 - 0,227} = 68,493$$

6. Kapasitas DG = 6 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{6}{0,3 - 0,227} = 82,192$$

7. Kapasitas DG = 7 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{7}{0,3 - 0,227} = 95,890$$

8. Kapasitas DG = 8 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{8}{0,3 - 0,227} = 109,589$$

9. Kapasitas DG = 9 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{9}{0,3 - 0,227} = 123,288$$

10. Kapasitas DG = 10 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{10}{0,3 - 0,227} = 136,985$$

B. PCI Pada Bus 2AL (Bus D)

1. Kapasitas DG = 1 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{1}{0,3 - 0,263} = 27,027$$

2. Kapasitas DG = 2 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{2}{0,3 - 0,259} = 48,780$$

3. Kapasitas DG = 3 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{3}{0,3 - 0,254} = 65,217$$

4. Kapasitas DG = 4 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{4}{0,3 - 0,250} = 80,000$$

5. Kapasitas DG = 5 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{5}{0,3 - 0,246} = 92,592$$

6. Kapasitas DG = 6 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{6}{0,3 - 0,242} = 103,448$$

7. Kapasitas DG = 7 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{7}{0,3 - 0,238} = 112,903$$

8. Kapasitas DG = 8 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{8}{0,3 - 0,235} = 123,076$$

9. Kapasitas DG = 9 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{9}{0,3 - 0,232} = 132,353$$

10. Kapasitas DG = 10 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{10}{0,3 - 0,228} = 138,889$$

C. PCI Pada Bus 2AL-A (Bus C)

1. Kapasitas DG = 1 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{1}{0,3 - 0,260} = 25$$

2. Kapasitas DG = 2 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{2}{0,3 - 0,255} = 44,444$$

3. Kapasitas DG = 3 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{3}{0,3 - 0,251} = 61,224$$

4. Kapasitas DG = 4 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{4}{0,3 - 0,246} = 74,074$$

5. Kapasitas DG = 5 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{5}{0,3 - 0,243} = 87,719$$

6. Kapasitas DG = 6 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{6}{0,3 - 0,239} = 98,360$$

7. Kapasitas DG = 7 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{7}{0,3 - 0,236} = 109,375$$
8. Kapasitas DG = 8 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{8}{0,3 - 0,232} = 117,647$$
9. Kapasitas DG = 9 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{9}{0,3 - 0,229} = 126,760$$
10. Kapasitas DG = 10 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{10}{0,3 - 0,227} = 136,985$$

D. PCI Pada Bus 1AL-B (Bus B)

1. Kapasitas DG = 1 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{1}{0,3 - 0,296} = 250,000$$
2. Kapasitas DG = 2 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{2}{0,3 - 0,289} = 181,818$$
3. Kapasitas DG = 3 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{3}{0,3 - 0,284} = 187,500$$
4. Kapasitas DG = 4 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{4}{0,3 - 0,278} = 181,818$$
5. Kapasitas DG = 5 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{5}{0,3 - 0,273} = 185,185$$

6. Kapasitas DG = 6 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{6}{0,3 - 0,268} = 187,500$$
7. Kapasitas DG = 7 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{7}{0,3 - 0,263} = 189,189$$
8. Kapasitas DG = 8 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{8}{0,3 - 0,259} = 195,122$$
9. Kapasitas DG = 9 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{9}{0,3 - 0,254} = 195,652$$
10. Kapasitas DG = 10 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{10}{0,3 - 0,250} = 200,000$$

E. PCI Pada Bus 1AL-A (Bus A)

1. Kapasitas DG = 1 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{1}{0,3 - 0,260} = 25$$
2. Kapasitas DG = 2 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{2}{0,3 - 0,255} = 44,444$$
3. Kapasitas DG = 3 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{3}{0,3 - 0,251} = 61,224$$
4. Kapasitas DG = 4 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{4}{0,3 - 0,247} = 75,717$$

5. Kapasitas DG = 5 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{5}{0,3 - 0,243} = 87,719$$
6. Kapasitas DG = 6 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{6}{0,3 - 0,240} = 100,000$$
7. Kapasitas DG = 7 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{7}{0,3 - 0,236} = 109,375$$
8. Kapasitas DG = 8 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{8}{0,3 - 0,232} = 117,647$$
9. Kapasitas DG = 9 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{9}{0,3 - 0,229} = 126,760$$
10. Kapasitas DG = 10 MVA

$$PCI = \frac{\Delta P}{\Delta CTI} = \frac{10}{0,3 - 0,227} = 136,986$$

BIODATA PENULIS



Nama Lengkap : Eko Purwanto WH
TTL : Prob, 31 Mei 1992
Jenis Kelamin : Laki-laki
Agama : Islam
Alamat : Jl. Sahara No.12
Kebonagung Kraksaan
Kab. Probolinggo
No. HP : 085233208783
Email : purwantowijaya@gmail.com
il.com

Riwayat Pendidikan

1. 2013 – 2015 : S1 Teknik Elektro ITS Surabaya
2. 2010 – 2013 : D3 Teknik Elektro ITS Surabaya
3. 2007 - 2010 : SMA Negeri I Kraksaan
4. 2004 – 2007 : SMP Negeri 1 Kraksaan
5. 1998 - 2004 : SD Negeri Kandang Jati Kulon I Kraksaan

Pengalaman Organisasi

1. Kerja Praktek di PT PJB UP Paiton – Probolinggo
2. Kerja Praktek di PT PJB UP Gresik

Pengalaman Organisasi

1. Forum Silaturahmi Lembaga Dakwah Kampus (FSLDK) Jama'ah Masjid Manaru Ilmi (JMMI) – ITS (2011-2012)
2. Ketua Pemberdayaan Sumber Daya Umat (PSDU) SKI Salman Alfarisi Himpunan Mahasiswa D3 Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri - ITS (2012-2013)
3. Ketua Umum *Collegiate Of* SMAN 1 Kraksaan In ITS, PPNS & PENS (CAKRA-ITS) (2012/2013)