

# ANALISIS SISTEM KOORDINASI PROTEKSI PADA PT.PLN (PERSERO) GARDU INDUK GODEAN MENGUNAKAN *SOFTWARE* ETAP

Muhammad Rifky Sukma Pangestu, Ramadoni Syahputra, Anna Nur Nazillah Chamim

Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Yogyakarta  
Jl. Lingkar Barat, Tamantirto, Kasihan, Bantul, Yogyakarta 55183, Telp: 0274-387656 Fax. 0274-387646  
Email : [rifkyjava123@gmail.com](mailto:rifkyjava123@gmail.com)

---

*Distribution channel is a channel on the electrical power system that is directly connected to customers or consumers using a medium voltage channel system. Reliable distribution channels must be able to distribute electricity even if a disturbance occurs. The coordination failure of the protection system is one of the disruptions causes on the distribution channel. Therefore, to maintain power continuity, the value of the relay setting in coordination system must be correct. Where the relay on the circuit breaker (CB) when a disturbance does not spread to other systems. In this final project, the author will discuss about the comparison between the value of OCR and GFR relay settings in the Godean Substation with the value of the relay setting that are calculated manually and the will be simulated with ETAP software to get good coordination results.*

**Keywords :** Relay, OCR, GFR, Circuit breaker, ETAP, Protection, Substation.

## I. PENDAHULUAN

Berkembangnya penduduk disuatu daerah sangat mempengaruhi kebutuhan energi listrik pada daerah tersebut. Untuk itu tentu saja membutuhkan pensuplai energi yang dapat memenuhi kebutuhan sehari-hari. Hal ini tentu saja menuntut PLN guna meningkatkan kualitas jaringan distribusi yang memadai dan mencakup keandalan serta keselamatan untuk digunakan oleh konsumen.

Keandalan pada suatu saluran distribusi sangat berhubungan erat dengan keamanan pada saluran tersebut. Untuk meningkatkan keandalan pada saluran distribusi diperlukan peralatan proteksi guna mengurangi terjadinya gangguan. Peralatan yang dimaksud harus memiliki koordinasi yang baik sehingga ketika terjadi suatu gangguan peralatan tersebut dapat bekerja dengan baik sesuai fungsinya masing-masing. Dikarenakan proteksi yang gagal bekerja dapat menyebabkan kerusakan pada sistem dan peralatan listrik

pada saluran distribusi. Dari gangguan tersebut menyebabkan kurangnya keandalan pada saluran distribusi listrik. Karena saluran distribusi berhubungan langsung dengan konsumen sehingga pemasangan saluran ini lebih rumit dibandingkan saluran transmisi. Ditinjau langsung dari setiap gangguan yang terjadi pada saluran listrik, kebanyakan terjadi pada saluran distribusi dibandingkan saluran transmisi.

Saat ini pendistribusian listrik menggunakan dua saluran untuk menyalurkan energi listrik ke pelanggan, yaitu dengan saluran udara dan saluran tanah. Sebagian besar dari gangguan saluran distribusi terjadi pada saluran udara yang disebabkan dari sentuhan pohon dan sambaran petir. Namun gangguan ini bersifat *temporer* (sementara), oleh karena itu penggunaan penutup balik otomatis (*recloser*) dapat mengatasi waktu

pemutusan penyediaan daya (*supply interrupting time*).

Adapun beberapa jenis gangguan yang terjadi pada saluran distribusi meliputi arus hubung singkat, gangguan tegangan lebih, dan gangguan beban lebih. Gangguan arus hubung singkat terjadi antar fase (3 fase atau 2 fase) atau 1 fase ke tanah yang dapat bersifat *temporer* atau *permanent*. Gangguan tegangan lebih bisa terjadi karena kesalahan AVR atau pun karena sambaran petir. Sedangkan gangguan beban lebih terjadi karena pembebanan pada sistem distribusi melebihi kapasitas yang terpasang. Sebenarnya gangguan ini bukan gangguan murni, namun bila dibiarkan terus menerus dapat menyebabkan kerusakan pada sistem dan peralatan yang harganya terbilang mahal.

ETAP (*Electric Transient and Analysis Program*) adalah suatu perangkat lunak yang mendukung sistem tenaga listrik. Perangkat ini dapat bekerja dalam keadaan *offline* guna mensimulasikan sistem tenaga listrik, *online* untuk pengelolaan data *real-time*. Fitur yang terdapat didalamnya juga bermacam-macam yang dapat digunakan untuk menganalisis pembangkitan tenaga listrik, sistem transmisi hingga sistem distribusinya.

Pada penelitian tugas akhir ini akan dilakukan analisis koordinasi proteksi pada saluran distribusi di Gardu Induk Godean khususnya pada peralatan proteksi *Over Current Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR), atau lebih jelasnya lagi dengan judul “Analisis Koordinasi Proteksi pada PT. PLN (Persero) Gardu Induk Godean Menggunakan *Software* Etap”.

## II. TEORI PENDUKUNG

### 1. Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan kumpulan suatu komponen-komponen atau alat-alat listrik seperti generator, transformator, saluran transmisi, saluran distribusi, dan beban, yang dihubungkan

sehingga membentuk suatu sistem.



Gambar 1. Sistem Tenaga Listrik

### 2. Gardu Induk

Gardu induk adalah sejumlah peralatan pemutus dan penghubung aliran arus dan transformator penaik/penurunan tegangan yang dipasang antar dua komponen sistem tenaga listrik lainnya. Secara garis besar pada sistem tenaga listrik gardu induk dapat dibedakan berdasarkan penggunaannya, yaitu gardu induk pembangkit dan gardu induk distribusi.

#### 2.1. Berdasarkan Fungsi Tegangannya

##### a. Gardu Induk Transmisi

Gardu induk transmisi adalah gardu induk yang dayanya didapatkan dari satuan transmisi atau sub-transmisi yang kemudian disalurkan ke daerah beban (industry, kota dan sebagainya) melalui saluran primer/transmisi. Gardu induk transmisi yang ada di Indonesia adalah tegangan tinggi sebesar 150 kV dan tegangan tinggi 30 kV.

##### b. Gardu Induk Distribusi

Gardu induk distribusi adalah gardu induk yang dayanya didapatkan dari gardu induk transmisi yang sudah diturunkan tegangannya melalui trafo tenaga menjadi tegangan menengah (20 kV, 12 kV, dan 6 kV) yang kemudian akan diturunkan kembali menjadi tegangan rendah (127/220 V atau 220/380 V) sesuai dengan kebutuhan pelanggan.

#### 2.2. Berdasarkan Penempatannya

a. Gardu Induk Jenis Pasang Luar  
(*Outdoor Substation*)

Gardu induk jenis pasang luar ini terdiri dari peralatan tinggi pasang luar, misalnya Transformator, peralatan penghubung (*Switch Gear*) yang mempunyai alat control pasang dalam seperti meja penghubung (*Switch Board*).



Gambar 2. Gardu Induk Jenis Pasang Luar

Pada umumnya gardu induk jenis pasang luar ini banyak dipergunakan karena biaya konstruksinya yang murah serta pendinginannya lebih mudah namun memerlukan lahan yang luas.

b. Gardu Induk Jenis Pasang Dalam  
(*Indoor Substation*)

Gardu induk jenis pasang dalam dimana peralatannya dipasang didalam gedung atau diruang tertutup, meskipun ada sebagian kecil peralatannya yang terpasang diluar.



Gambar 3. Gardu Induk Jenis Pasang Dalam

Secara garis besar gardu induk ini digunakan dipusat kota, biasa digunakan untuk menghindari kebakaran ataupun

gangguan suara. Namun untuk biaya konstruksinya terbilang sangat mahal.

c. Gardu Induk Setengah Pasang Luar  
(*Combine Outdoor Substation*)

Gardu induk jenis ini dapat juga dikatakan gardu induk setengah pasang dalam yang mana sebagian dari peralatannya terdapat di dalam ruangan dan di luar ruangan.



Gambar 4. Gardu Induk Pasang Setengah Luar

Gardu induk jenis ini bermacam-macam bentuknya dengan berbagai pertimbangan yang sangat ekonomi serta untuk mencegah kontaminasi garam.

d. Gardu Induk Jenis Pasang Bawah Tanah  
(*Under Ground Substation*).

Gardu induk jenis ini sebagian besar berada di pusat kota yang disebabkan oleh tanah yang tidak memadai. Biasanya alat pendinginnya terletak diatas tanah.

e. Gardu Induk Jenis Mobil (*Mobile Substation*)

Gardu induk mobil dimana peralatannya ditempatkan diatas *Trailer*. Biasanya gardu ini digunakan ketika terjadi gangguan disalah satu gardu lainnya guna mencegah terjadinya beban lebih dan juga biasanya digunakan pada pemakaian sementara di lokasi pembangunan tenaga listrik. Gardu ini tidak dapat dikatakan gardu utama melainkan sebagai gardu cadangan (sebagai penghubung yang dapat berpindah-pindah).

### 3. Transformator

ANSI (*American National Standards Institute*)/IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineering*) mendefinisikan sebuah transformator sebagai perangkat listrik statis, yang tidak melibatkan bagian yang terus bergerak, digunakan dalam sistem tenaga listrik untuk mentransfer daya antar sirkuit melalui penggunaan elektromagnetik induksi. Transformator memiliki nilai/rating yang berbeda-beda tergantung dengan beban yang terpasang. Rating yang dimiliki trafo berbeda-beda seperti 500kVA, 20MVA, 60MVA, dll.

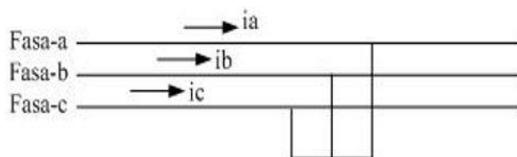
### 4. Hubung Singkat

Hubung singkat adalah gangguan yang terjadi ketika penghantar bertegangan atau penghantar tidak bertegangan saling terhubung secara langsung tidak melalui media (resistor/bahan) yang semestinya sehingga terjadi aliran arus yang tidak normal (sangat besar) pada sebuah saluran.

Adapun beberapa gangguan hubung singkat yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik 3 fasa, yaitu:

#### a. Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Gangguan hubung singkat 3 fasa ini termasuk jenis gangguan simetris, yang mana arus maupun tegangan dari setiap fasanya tetap seimbang setelah gangguan terjadi. Sehingga pada sistem seperti ini hanya dapat dianalisis dengan menggunakan komponen positif saja.



Gambar 5. Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Persamaan matematis gangguan hubung singkat 3 fasa seperti dibawah ini:

$$I_A = \frac{V_f}{Z_1}$$

Keterangan:

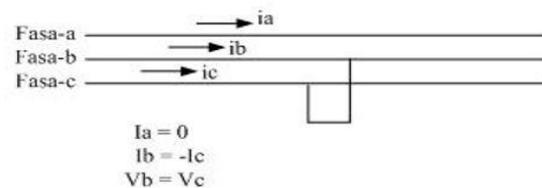
$I_A$  = Arus pada Fasa A.

$V_f$  = Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan.

$Z_1$  = Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan.

#### b. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Pada gangguan hubung singkat 2 fasa yang mana 1 fasa saling terhubung dengan 1 fasa lainnya, arus saluran tidak mengandung komponen urutan nol dikarenakan tidak ada gangguan terhubung ketanah.



Gambar 6. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Persamaan matematis gangguan hubung singkat 2 fasa:

$$I_{a1} = \frac{V_1}{Z_1 + Z_2}$$

Keterangan:

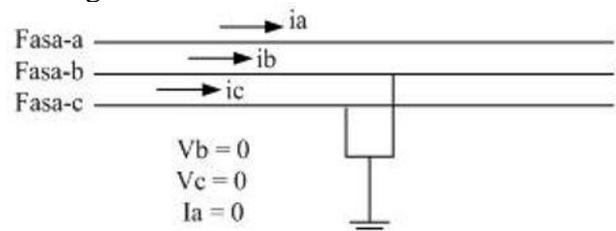
$V_f$  = Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan.

$Z_1$  = Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan.

$Z_2$  = Impedansi urutan negatif dilihat dari titik gangguan.

#### c. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa ke Tanah.

Pada gangguan 2 fasa ke tanah terjadi ketika 2 buah fasa terhubung dengan tanah/ground.



Gambar 7. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa ke Tanah

Persamaan matematis untuk jenis gangguan hubung singkat 2 fasa ke tanah:

$$I_{A1} = \frac{V_f}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

Keterangan:

$V_f$  = Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan.

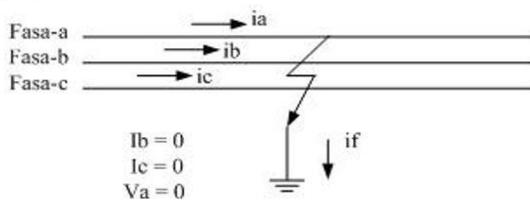
$Z_0$  = Impedansi urutan nol dilihat dari titik gangguan.

$Z_1 - Z_2$  = Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan.

#### d. Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Gangguan yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan asimetris sehingga memerlukan metode komponen simetris untuk menganalisis tegangan dan arus saat terjadi gangguan. Gangguan yang terjadi dapat dianalisis dengan menghubungkan-singkat semua sumber tegangan pada sistem dan mengganti titik (*node*) gangguan dengan sebuah sumber tegangan yang besarnya sama dengan tegangan sesaat sebelum terjadi gangguan dititik tersebut.

Melalui metode ini sistem tiga fasa tidak seimbang dapat direpresentasikan dengan menggunakan teori komponen simetris yaitu berdasarkan komponen urutan positif, urutan negatif, dan urutan nol.



Gambar 8. Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Persamaan matematis gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah, yaitu:

$$I_{A1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

Keterangan:

$V_f$  = Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan

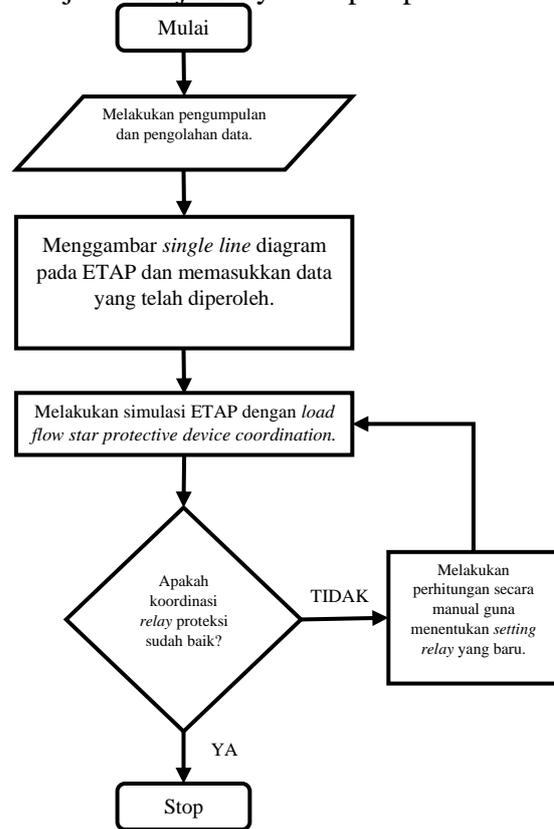
$Z_0$  = Impedansi urutan nol

$Z_1$  = Impedansi urutan positif

$Z_2$  = Impedansi urutan negative

### III. METODE PENELITIAN

Adapun tahapan penelitian yang akan dijelaskan melalui *Flowchart* bagaimana jalannya penelitian ini berlangsung dari awal hingga akhir, berikut *flowchart* yang menjelaskan jalannya tahapan penelitian:



Gambar 9. *Flowchart* Tahapan Penelitian

### IV. HASIL PEMBAHASAN

#### 1. Data dan Spesifikasi Trafo

Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Godean 150 kV	
Name	Trafo 1
Merk/Type	Pauwels/3011160130
Year of Manufacture	2017
Rated Power	60 MVA
Frequency	50 Hz

Phase	3
Vector Group	YNyn0+d
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
Short Circuit 150 kV	40 kA
Short Circuit 20 kV	25 kA
Impedance	12,251 %

Tabel 1. Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Godean 150 kV

## 2. Data dan Spesifikasi Relay

Jenis Relay	Relay pada 150 kV		
	Merk	Inominal	Rasio CT
OCR	AREVA MICOM P141	1A	300/1A
GFR	AREVA MICOM P141	1A	300/1A

Tabel 2. Spesifikasi Relay OCR dan GFR 150 kV

Jenis Relay	Relay pada 20 kv		
	Merk	Inominal	Rasio CT
OCR	SCHNEIDER MICOM P141	5A	2000/5A
GFR	SCHNEIDER MICOM P141	5A	2000/5A

Tabel 3. Spesifikasi Relay OCR dan GFR 20 kV

## 3. Data Penghantar Saluran

Penghantar yang digunakan adalah AAAC 240 mm<sup>2</sup> dan AAAC 150 mm<sup>2</sup> dengan jarak sejauh 6,5 km. Berdasarkan SPLN 1985:64 penghantar tersebut memiliki imedansi:

No	Penampang Nominal (mm <sup>2</sup> )	Impedansi urutan positif (Ω/km)	Impedansi urutan negatif (Ω/km)
1	150	0,2162 + j0,3305	0,3224 + j1,6180
2	240	0,1344 + j0,3158	0,2824 + j1,6034

Tabel 4. Nilai Impedansi Menurut SPLN No: 064 1985

## 4. Impedansi Sumber

Untuk menghitung nilai impedansi sumber terlebih dahulu sudah didapatkan data teknis pada trafo 1, yang pada tegangan primer 150 kV memiliki nilai *short circuit* sebesar 40 kA dan pada tegangan sekunder 20 kV memiliki nilai *short circuit* sebesar 25 kA. Maka untuk mencari nilai impedansi sumber harus mencari Daya *Short Circuit* (MVA) terlebih dahulu menggunakan persamaan dibawah ini:

$$MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V_{primer}$$

$$\begin{aligned} MVA_{sc} &= \sqrt{3} \times 25 \text{ kA} \times 150 \text{ kV} \\ &= 6495,19 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Dari nilai di atas dapat dihitung besarnya nilai impedansi sumber ( $X_s$ ), yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} X_{s(150kV)} &= \frac{kV (sisi primer)^2}{MVA_{sc}} \\ &= \frac{150^2}{6495,19} = 3,46 \Omega \end{aligned}$$

Karena yang dibutuhkan adalah nilai dari sisi 20 kV maka hasil dari impedansi sumber ( $X_{s(150kV)}$ ) tersebut akan dikonversikan ke sisi 20 kV dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\begin{aligned} X_{s(20kV)} &= \frac{kV (sisi sekunder)^2}{kV (sisi primer)^2} \\ &\quad \times X_{s(150kV)} \end{aligned}$$

$$X_{s(20kV)} = \frac{20^2}{150^2} \times 3,46 \Omega$$

$$X_{s(20kV)} = 0,062 \Omega$$

## 5. Reaktansi Transformator

Untuk mencari besarnya nilai reaktansi trafo ( $X_t$ ) harus memahami data spesifikasi trafo tersebut terlebih dahulu. Dimana pada trafo 1 di Gardu Induk Godean ini memiliki belitan trafo/*vector group* YNyn0+d. Untuk mencari besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol dapat menggunakan nilai impedansi yang ada pada trafo 1 sebesar 12,251 %.

Namun, perlu diketahui juga nilai ohm dalam keadaan 100% nya.

$$\begin{aligned}
 X_{t(ada\ 100\%)} &= \frac{kV\ (sisi\ sekunder)^2}{MVA\ Transformator} \\
 &= \frac{20^2}{60} = 6,67\ \Omega
 \end{aligned}$$

Maka besarnya reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol adalah, sebagai berikut:

1. Reaktansi urutan positif dan negatif ( $X_{t1} = X_{t2}$ )  

$$X_t = Impedansi \times X_{t(100\%)}$$

$$X_t = 12,251\ \% \times 6,67\ \Omega$$

$$= 0,8171\ \Omega$$

2. Reaktansi urutan nol ( $X_{t0}$ )

Dikarenakan transformator 1 di Gardu Induk Godean memiliki *vector group* YNyn0+d yang artinya trafo tersebut memiliki belitan delta didalamnya, sehingga diambil nilai sebesar  $3 \times X_{t1}$ .

Maka,  $X_{t0} = 3 \times 0,8171\ \Omega = 2,452\ \Omega$

## 6. Perhitungan Setting Relay OCR dan GFR

Diketahui pada setiap penyulang yang terpasang pada jaringan Trafo 1 Gardu Induk Godean memiliki rasio 400/1 A, dan arus beban maksimum sebesar 7,87 A dengan karakteristik *relay* arus lebih menggunakan standar *inverse*.

### 6.1. Setting Relay OCR di sisi *incoming* 20 kV

*Relay incoming* yang penempatannya berada diatas sebelum masuk ke feeder/penyulang, terdiri atas OCR dan GFR. Untuk perhitungan nilai *setting relay incoming* pada Gardu Induk Godean adalah sebagai berikut

Nilai *Setting* Arus atau yang biasa disebut  $I_{set}$

$$I_{nominal} = 1732,05\ \text{Ampere}$$

$$\text{Ratio CT} = 2000: 5A / 400: 1A$$

$$I_{set\ primer} = 1,2 \times I_{nominal}$$

$$I_{set\ primer} = 1,2 \times 1732,05A$$

$$I_{set\ primer} = 2078,46\ \text{Ampere}$$

$$\begin{aligned}
 I_{set\ sekunder} &= \frac{I_{set\ primer}}{\text{ratio CT}} \\
 &= \frac{2078,46}{2000 : 5} \\
 &= \frac{2078,46}{400}
 \end{aligned}$$

$$I_{set\ sekunder} = 5,196\ \text{Ampere}$$

Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

$$t = 0,600\ \text{detik}$$

Waktu kerja *relay* (t) yang digunakan untuk mencari nilai TMS didapatkan dari waktu kerja *relay* awal 0,6 detik, yang mana bertujuan sebagai waktu tunda antara *relay incoming* dan *relay outgoing* (penyulang). Maka mencari nilai TMSnya adalah sebagai berikut:

$$t = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{I_{hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{primer}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$0,6 = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{13135,02}{2078,46} \right]^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,6}{3,727} = 0,16$$

### 6.2. Setting Relay GFR di sisi *incoming* 20 kV

Nilai *setting* pada *relay* gangguan tanah harus lebih sensitif, hal ini bertujuan untuk *relay* bekerja sesuai kriterianya, yaitu *relay* cadangan, maka dibuatlah perhitungannya dengan  $8\% \times$  arus gangguan terkecil.

$$I_{set\ primer}$$

$$= 8\% \times \text{gangguan di 100\% penyulang}$$

$$= 8\% \times 1782,93\ A$$

$$= 142,634\ A$$

$$I_{set\ sekunder} = \frac{I_{set\ primer}}{ratio\ CT}$$

$$= \frac{142,634}{2000:5}$$

$$= 0,357\ A$$

Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

$$t = 0,600\ \text{detik}$$

Waktu kerja *relay* ( $t$ ) yang digunakan untuk mencari nilai TMS didapatkan dari waktu kerja *relay* awal 0,6 detik, yang mana bertujuan sebagai waktu tunda antara *relay incoming* dan *relay outgoing* (penyulang). Maka mencari nilai TMSnya adalah sebagai berikut:

$$t = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{I_{sc\ 1\ fasa\ ke\ tanah}}{I_{primer}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$0,6 = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{1782,93}{142,634\ A} \right]^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,6}{2,702} = 0,22$$

Hasil dari perhitungan nilai *setting relay* OCR dan GFR dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

<i>Relay Incoming</i> 20 kV	Hasil perhitungan <i>setting relay</i>	
OCR	TMS	0,16
	Ratio CT	2000:5
	t (s)	0,600 detik
	I <sub>set primer</sub>	2078,46 A
	I <sub>set sekunder</sub>	5,196 A
GFR	TMS	0,22
	Ratio CT	2000:5
	t (s)	0,600 detik
	I <sub>set primer</sub>	142,634 A
	I <sub>set sekunder</sub>	0,357 A

Tabel 5. Hasil Perhitungan Setting Relay OCR dan GFR

### 6.3. Setting Relay OCR di sisi penyulang

*Relay* di sisi penyulang atau *outgoing feeder* ditempatkan dibawah *relay incoming* yaitu di titik awal dari suatu

penyulang, hal tersebut guna melindungi penyulang tersebut dari suatu arus gangguan hubung singkat. *Relay* ini terdiri atas OCR dan juga GFR. Untuk perhitungan *setting relay* penyulang akan dijelaskan dibawah ini:

Nilai *Setting* Arus atau yang biasa disebut I<sub>set</sub>

$$I_{beban\ maksimal} = 400\ \text{Ampere}$$

$$\text{Ratio CT} = 2000:5A / 400:1A$$

$$I_{set\ primer} = 1,2 \times I_{beban\ maksimal}$$

$$= 1,2 \times 400\ A$$

$$I_{set\ primer} = 480\ \text{Ampere}$$

$$I_{set\ sekunder} = \frac{I_{set\ primer}}{ratio\ CT} = \frac{480}{2000:5}$$

$$= \frac{480}{400}$$

$$I_{set\ sekunder} = 1,2\ \text{Ampere}$$

Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

Waktu kerja *relay* ( $t$ ) yang digunakan untuk mencari nilai TMS penyulang didapatkan dari waktu kerja *relay* awal yaitu 0,3 detik. Maka untuk mencari nilai TMSnya adalah sebagai berikut:

$$t = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{I_{hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{primer}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$0,3 = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{13135,02}{480} \right]^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,3}{2,04605} = 0,147$$

### 6.4. Setting Relay GFR di sisi penyulang

Nilai *setting* pada *relay* gangguan tanah harus lebih sensitif, hal ini bertujuan untuk *relay* bekerja sesuai kriterianya, yaitu *relay* cadangan, maka dibuatlah perhitungannya dengan  $10\% \times$  arus gangguan terkecil, dimana nilai arus gangguan terkecil terletak pada  $100\%$  panjang penyulang.

$$\begin{aligned}
 I_{set \text{ primer}} &= 10\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ penyulang} \\
 &= 10\% \times 1782,93 \text{ A} \\
 &= 178,293 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{set \text{ sekunder}} &= \frac{I_{set \text{ primer}}}{\text{ratio CT}} \\
 &= \frac{178,293}{2000:5} \\
 &= 0,446 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Nilai Setting TMS (*Time Multiplier Setting*)

Waktu kerja *relay* ( $t$ ) yang digunakan untuk mencari nilai TMS didapatkan dari waktu kerja *relay* awal yaitu 0,3 detik. Maka untuk mencari nilai TMSnya adalah sebagai berikut:

$$t = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{I_{sc \text{ 1 fasa ke tanah}}}{I_{primer}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$0,3 = TMS \times \frac{0,14}{\left[ \frac{1782,93}{178,293 \text{ A}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,3}{2,971} = 0,101$$

Hasil dari perhitungan nilai *setting relay* OCR dan GFR dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Relay Penyulang 20 kV	Hasil perhitungan <i>setting relay</i>	
OCR	TMS	0,147
	Ratio CT	2000:5
	t (s)	0,3 detik
	I <sub>set primer</sub>	480 A
	I <sub>set sekunder</sub>	1,2 A
GFR	TMS	0,101
	Ratio CT	2000:5
	t (s)	0,3 detik
	I <sub>set primer</sub>	178,293 A
	I <sub>set sekunder</sub>	0,446 A

Tabel 6. Hasil Perhitungan Setting Relay OCR dan GFR

## 7. Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay*

Sebelumnya *Relay* yang digunakan memiliki karakteristik *Standard Inverse* (SI). Untuk mengetahui waktu kerja *relay* dilakukan pemeriksaan terhadap besarnya arus gangguan pada setiap titik gangguan yang diasumsikan terjadinya gangguan yaitu 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% dari panjang penyulang. Perhitungan yang digunakan untuk melakukan pemeriksaan waktu kerja *relay* ini adalah, sebagai berikut:

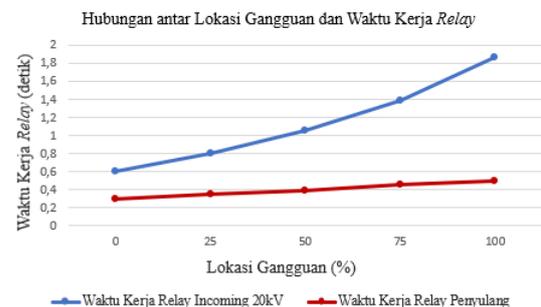
$$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left( \frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1}$$

### 7.1. Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 3 Fasa.

Untuk mengetahui nilai dari waktu kerja *relay* pada gangguan 3 fasa dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Rekapitulasi Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> 20kV	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i>	Selisih Waktu
0	0,6 detik	0,3 detik	0,3 detik
25	0,8 detik	0,35 detik	0,45 detik
50	1,06 detik	0,39 detik	0,67 detik
75	1,39 detik	0,45 detik	0,94 detik
100	1,87 detik	0,49 detik	1,38 detik

Tabel 7. Rekapitulasi Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 3 fasa



Gambar 10. Kurva Hubungan antar Lokasi Gangguan 3 fasa dan Waktu Kerja *Relay*

Dari kurva hubungan diatas dapat diketahui bahwa *relay incoming* 20kV diberi label warna biru sedangkan *relay penyulang* diberi label warna merah, dan pada kurva diatas dapat diketahui juga

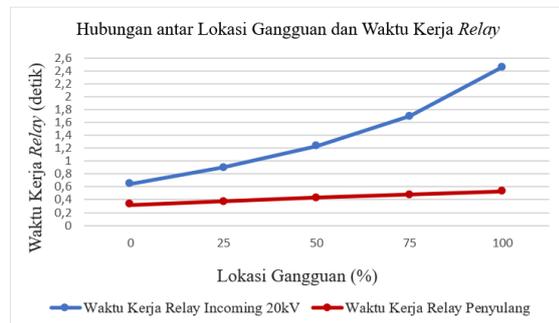
waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari *relay incoming* 20kV. Selain itu dari kurva diatas dapat diketahui juga bahwa semakin jauh lokasi gangguan maka waktu kerja atau waktu tunda *relay* akan semakin lama sehingga grafik nya berbentuk landai.

## 7.2. Waktu Kerja Relay pada Arus Gangguan 2 fasa

Untuk mengetahui nilai dari waktu kerja *relay* pada gangguan 2 fasa dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja Relay Incoming 20kV	Waktu Kerja Relay Penyulang	Selisih Waktu
0	0,65 detik	0,32 detik	0,33 detik
25	0,9 detik	0,37 detik	0,53 detik
50	1,23 detik	0,43 detik	0,8 detik
75	1,7 detik	0,48 detik	1,22 detik
100	2,46 detik	0,53 detik	1,93 detik

Tabel 8. Rekapitulasi Waktu Kerja Relay pada Arus Gangguan 2 fasa



Gambar 11. Kurva Hubungan antar Lokasi Gangguan 2 fasa dan Waktu Kerja Relay

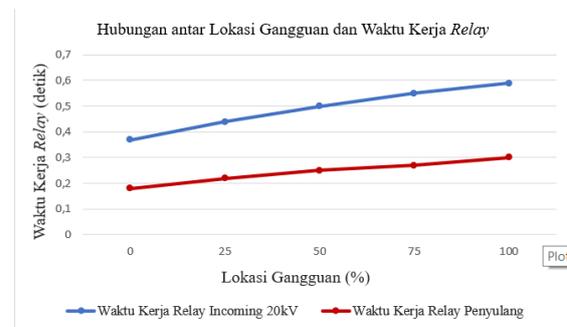
Dari kurva hubungan diatas dapat diketahui bahwa *relay incoming* 20kV diberi label warna biru sedangkan *relay* penyulang diberi label warna merah, dan pada kurva diatas dapat diketahui juga waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari *relay incoming* 20kV. Selain itu dari kurva diatas dapat diketahui juga bahwa semakin jauh lokasi gangguan maka waktu kerja atau waktu tunda *relay* akan semakin lama sehingga grafik nya berbentuk landai.

## 7.3. Waktu Kerja Relay pada Arus Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Untuk mengetahui nilai dari waktu kerja *relay* pada gangguan 1 fasa ke tanah dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja Relay Incoming 20kV	Waktu Kerja Relay Penyulang	Selisih Waktu
0	0,37 detik	0,18 detik	0,19 detik
25	0,44 detik	0,22 detik	0,22 detik
50	0,5 detik	0,25 detik	0,25 detik
75	0,55 detik	0,27 detik	0,28 detik
100	0,59 detik	0,3 detik	0,29 detik

Tabel 9. Rekapitulasi Waktu Kerja Relay pada Arus Gangguan 1 fasa ke tanah



Gambar 11. Kurva Lokasi Gangguan 1 fasa ke tanah dan Waktu Kerja Relay

Dari kurva hubungan diatas dapat diketahui bahwa *relay incoming* 20kV diberi label warna biru sedangkan *relay* penyulang diberi label warna merah, dan pada kurva diatas dapat diketahui juga waktu kerja *relay* terhadap titik lokasi arus gangguan berbanding lurus dimana semakin panjang titik lokasi arus gangguan yang terjadi maka waktu kerja *relay* akan semakin lama juga. Dapat dilihat dari kurvanya yang berbentuk garis miring dari kiri bawah menuju kanan atas karena waktu kerja *relay* yang semakin lama ketika titik arus gangguan semakin jauh.

Berbeda dengan hasil waktu kerja *relay* sebelumnya, dimana selisih waktu kerja *relay* arus gangguan 1 fasa ke tanah ini memiliki selisih waktu kerja yang paling kecil antara *relay* penyulang dengan *relay incoming* 20kV di setiap titik gangguannya,

yang tidak lebih dari 0,3 detik. Hal ini dikarenakan arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah harus cepat ditangani, sehingga *relay* di sisi penyulang dan sisi *incoming* 20kV ini harus lebih sensitif untuk menerima gangguan.

### 8. Perbandingan Relay Terpasang dan Terhitung

Dilakukannya perbandingan dari nilai *setting relay* terpasang dengan terhitung yang mana nantinya akan berpengaruh terhadap simulasi yang akan dijalankan. Dibawah ini merupakan tabel perbandingan *setting relay* OCR terpasang dengan terhitung:

Jenis Relay	Relay Terpasang		Relay Terhitung		
	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	
OCR	TMS	0,23	0,26	0,16	0,147
	Rasio CT	2000/5	400/1	2000/5	400/1
	t	0,6 detik	0,3 detik	0,6 detik	0,3 detik

Tabel 10. Perbandingan Setting Relay OCR Terpasang dengan Terhitung

Dari tabel diatas dapat dilihat perbandingan antara *setting relay* OCR terpasang dengan terhitung. Diantara kedua nilai *setting* tersebut tidak menunjukkan nilai yang berbeda jauh, dimana nilai TMS dan t (waktu kerja) pada *relay* OCR di sisi *incoming* 20kV terpasang sebesar 0,23 dan 0,6 detik, sedangkan pada nilai *setting* terhitung di sisi *incoming* 20kV nilai TMS dan t (waktu kerja) sebesar 0,16 dan 0,6 detik. Nilai *setting* OCR terpasang dengan terhitung memiliki selisih 0,07 pada nilai TMS dan pada t (waktu kerja) memiliki nilai yang sama 0,6 detik.

Pada sisi penyulang nilai *setting* OCR terpasang juga sama tidak terdapat selisih yang terlalu besar, dimana TMS dan t (waktu kerja) di sisi penyulang terpasang adalah 0,26 dan 0,3 detik, dan pada *setting*

terhitung nilai TMS dan t (waktu kerja) adalah 0,147 dan 0,3 detik. Nilai *setting* OCR terpasang dan terhitung memiliki selisih 0,113 pada nilai TMS dan pada t (waktu kerja) tidak terdapat selisih nilai yaitu 0,3 detik.

Adapun nilai *setting relay* lainnya adalah GFR atau *Ground Fault Relay*. Dibawah ini merupakan tabel perbandingan antara nilai *setting relay* GFR terpasang dengan terhitung:

Jenis Relay	Relay Terpasang		Relay Terhitung		
	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	
GFR	TMS	0,43	0,29	0,22	0,101
	Rasio CT	2000/5	400/1	2000/5	400/1
	t	0,6 detik	0,3 detik	0,37 detik	0,18 detik

Tabel 11. Perbandingan Setting Relay GFR Terpasang dengan Terhitung

Dari tabel diatas dapat dilihat perbandingan antara *setting relay* GFR terpasang dengan terhitung. Dimana nilai TMS dan t (waktu kerja) pada *relay* GFR di sisi *incoming* 20kV terpasang sebesar 0,43 dan 0,6 detik, sedangkan pada nilai *setting* terhitung di sisi *incoming* 20kV nilai TMS dan t (waktu kerja) sebesar 0,22 dan 0,37 detik. Nilai *setting* GFR terpasang dengan terhitung memiliki selisih 0,21 pada nilai TMS dan pada t (waktu kerja) memiliki selisih 0,23 detik.

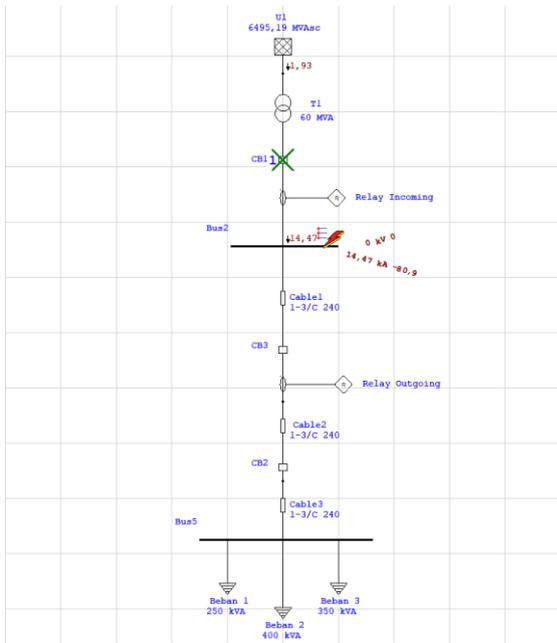
Sedangkan pada sisi penyulang nilai TMS dan t (waktu kerja) di sisi penyulang terpasang adalah 0,29 dan 0,3 detik, dan pada *setting* terhitung nilai TMS dan t (waktu kerja) adalah 0,101 dan 0,18 detik. Nilai *setting* GFR terpasang dan terhitung memiliki selisih 0,189 pada nilai TMS dan pada t (waktu kerja) terdapat selisih 0,12 detik.

Jika diperhatikan dari tabel 10 dan 11 nilai *setting relay* OCR dan GFR terpasang dengan terhitung pada *setting relay* OCR tidak memiliki selisih yang begitu besar bahkan nilai t (waktu kerja) memiliki nilai

yang sama yaitu 0,6 detik pada sisi *incoming* dan 0,3 detik pada sisi penyulangnya. Sedangkan pada nilai *setting relay* GFR terdapat selisih  $t$  (waktu kerja) 0,23 detik pada sisi *incoming* dan 0,18 detik pada sisi penyulang. Dimana nilai  $t$  (waktu kerja) ini digunakan untuk mem-*pick up* atau aktif ketika terjadinya gangguan yang dirasakan oleh *relay*. Jika ditinjau kembali pada tabel-tabel diatas koordinasi dari kedua nilai *setting* tersebut bisa dibilang sudah bagus sehingga tinggal dilaksanakannya simulasi pada saat terjadi gangguan di *software* ETAP.

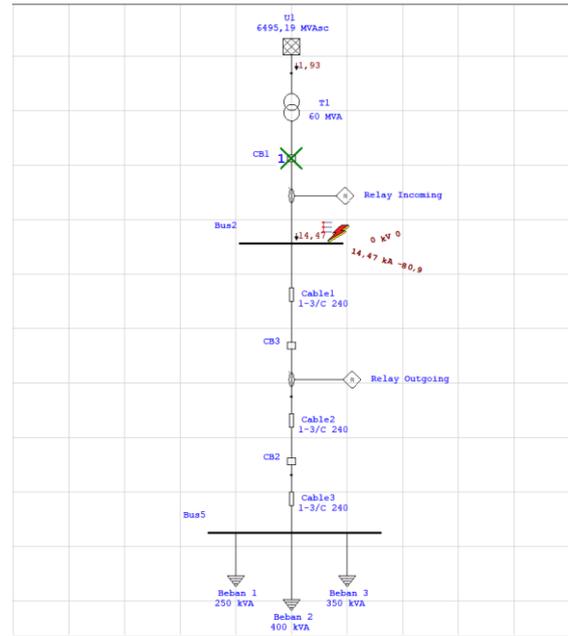
## 9. Simulasi ETAP

- a. Simulasi Koordinasi di sisi incoming dengan nilai setting relay terpasang



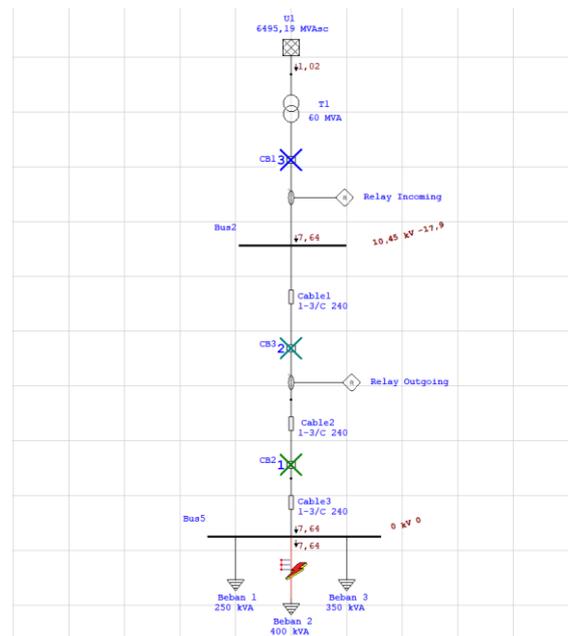
Gambar 12. Koordinasi di sisi incoming dengan nilai setting relay terpasang

- b. Simulasi Koordinasi di sisi incoming dengan nilai setting relay terhitung



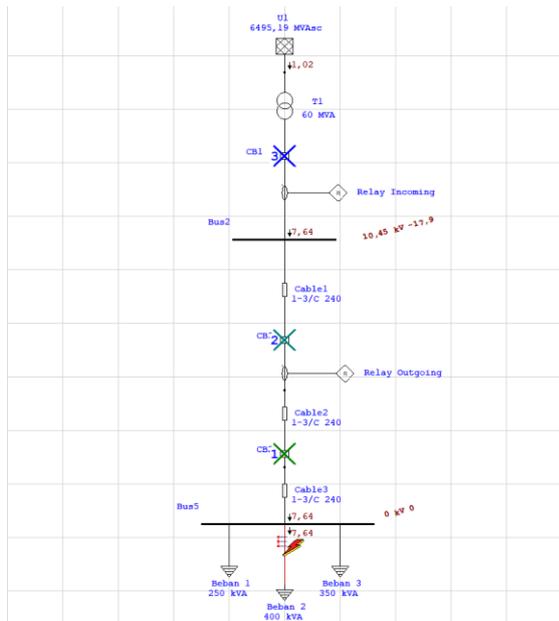
Gambar 13. Koordinasi di sisi incoming dengan nilai setting relay terhitung

- c. Simulasi Koordinasi di sisi outgoing dengan nilai setting relay terpasang



Gambar 14. Koordinasi di sisi outgoing dengan nilai setting relay terpasang

- d. Simulasi Koordinasi di sisi outgoing dengan nilai setting relay terhitung



Gambar 15. Koordinasi di sisi outgoing dengan nilai setting relay terhitung

## V. PENUTUP

### 5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis data dan simulasi sistem kerja proteksi menggunakan *software* aplikasi ETAP 12.6 pada jaringan distribusi di Gardu Induk Godean 150 kV, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Arus gangguan terbesar di Gardu Induk Godean terjadi pada arus hubung singkat 3 fasa di titik lokasi 0% sebesar 13135,02 *Ampere*, arus hubung singkat 2 fasa di titik lokasi 0% sebesar 11375,27 *Ampere* dan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah di titik 0% sebesar 7926,73 *Ampere*. Nilai arus hubung singkat pada jaringan dipengaruhi oleh jarak terjadinya gangguan, dimana semakin dekat lokasi gangguan terjadi maka nilai arus hubung singkat yang terbaca oleh *relay* akan semakin besar, begitu juga sebaliknya semakin jauh lokasi gangguan yang terjadi maka nilai arus hubung singkat yang terbaca oleh *relay* akan semakin kecil.
2. Dari nilai *setting relay* OCR dan GFR nilai *setting* di sisi *incoming* lebih besar dari sisi *outgoing feedernya*. Dengan hasil perhitungan dan analisis tersebut

sudah memenuhi standar koordinasi sehingga diharapkan ketika diterapkan selektifitas koordinasi proteksi dapat lebih meningkat ketika terjadi gangguan.

3. Dari hasil perhitungan *setting relay* didapatkan juga selisih waktu kerja *relay* pada sisi *incoming* dan *outgoing feedernya*. Selisih waktu kerja pada gangguan arus hubung singkat 3 fasa sebesar 0,3 detik, pada gangguan arus hubung singkat 2 fasa sebesar 0,33 detik dan pada gangguan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah sebesar 0,19 detik. Selisih waktu kerja *relay* terkecil pada saat terjadi arus hubung singkat 1 fasa ke tanah, hal tersebut dikarenakan gangguan ke tanah harus secepatnya ditangani sehingga pada nilai *setting* GFR dibuat lebih sensitif daripada nilai *setting* OCR.
4. Setelah dilakukannya simulasi pada *software* aplikasi ETAP 12.6, hasil simulasi dari nilai *setting relay* terpasang dan terhitung menunjukkan koordinasi yang baik yang mana ketika diberikan arus gangguan, *relay* yang bekerja adalah *relay* terdekat dari titik gangguan tersebut. Namun pada simulasi ini *relay incoming* yang dihitung secara manual bekerja lebih sensitif dari pada *relay incoming* yang terpasang dilapangan. Tetapi hal tersebut tidak terlalu berpengaruh terhadap koordinasi proteksi yang ada di Gardu Induk Godean karena koordinasi dengan nilai *setting* yang terpasang masih tergolong baik.

### 5.2. Saran

Setelah penelitian ini dilakukan, dapat diketahui bahwa koordinasi proteksi di Gardu Induk Godean sudah bekerja dengan baik dan memenuhi standar koordinasi. Diharapkan kedepannya *relay* atau sistem proteksi pada setiap saluran diatur kembali dan dilakukan pengecekan secara berkala agar sistem proteksi pada setiap saluran lebih handal dalam mengatasi gangguan, terlebih ketika adanya perubahan jaringan

seperti perubahan beban, impedansi kabel, panjang saluran dan lain sebagainya.

### REFERENSI

- [1] Djailani , Ahmad (2018). Analisis Koordinasi Proteksi Penyulang 20 kV dan Proteksi Pelanggan Khusus Tegangan Menengah Pada Gardu Induk Bantul. Tugas Akhir pada Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [2] Hariansyah, Muhammad (2011). Analisa Arus Gangguan Hubung Singkat Pada Incoming 20 kV Transformator 3 Gardu Induk Cibinong. Jurnal Sains dan Teknologi Elektro pada Universitas Ibn Khaldun Bogor
- [3] Jamal, A., Syahputra, R. (2016). Heat Exchanger Control Based on Artificial Intelligence Approach. International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 11(16), pp. 9063-9069.
- [4] Kartinisari, Evril Nursukma., Hernanda, I.G.N Satriyadi., Asfani Dimas Anton (2014). Analisis Pengaruh Kegagalan Proteksi dan Koordinasi Relay Terhadap Indeks Keandalan Subsistem Transmisi 150kV Di Surabaya Selatan. Jurnal Teknik POMITS Vol. 1, No. 1 (2014) 1-5
- [5] Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia (2013). Gardu Induk Semester 3. Jakarta: 2014
- [6] Khalik Al-Ridha, Firdaus (2016). Evaluasi Koordinasi Relay Arus Lebih (OCR) dan Gangguan Tanah (GFR) pada Gardu Induk Garuda Sakti Pekanbaru. Naskah Publikasi pada Teknik Elektro Universitas Riau.
- [7] Setiawan, Aji (2017). Analisis Koordinasi Proteksi Pada PT.PLN (Persero) Gardu Induk Wonosobo Menggunakan Software Aplikasi ETAP. Tugas Akhir pada Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [8] Suropto, Slamet. Buku Ajar Sistem Tenaga Listrik. Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [9] Syahputra, R. (2014). Estimasi Lokasi Gangguan Hubung Singkat pada Saluran Transmisi Tenaga Listrik. Jurnal Ilmiah Semesta Teknik Vol 17, No. 2, pp. 106-115, Nov 2014.
- [10] Syahputra, R., (2016), "Transmisi dan Distribusi Tenaga Listrik", LP3M UMY, Yogyakarta, 2016.
- [11] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. (2015). Performance Improvement of Radial Distribution Network with Distributed Generation Integration Using Extended Particle Swarm Optimization Algorithm. International Review of Electrical Engineering (IREE), 10(2). pp. 293-304.
- [12] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. (2015). Reconfiguration of Distribution Network with DER Integration Using PSO Algorithm. TELKOMNIKA, 13(3). pp. 759-766.
- [13] Syahputra, R., (2012), "Distributed Generation: State of the Arts dalam Penyediaan Energi Listrik", LP3M UMY, Yogyakarta, 2012.
- [14] Syahputra, R., (2015), "Teknologi dan Aplikasi Elektromagnetik", LP3M UMY, Yogyakarta, 2016.
- [15] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. (2014). Optimization of Distribution Network Configuration with Integration of Distributed Energy Resources Using Extended Fuzzy Multi-objective Method. International Review of Electrical Engineering (IREE), 9(3), pp. 629-639.
- [16] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. (2014). Performance Analysis of Wind Turbine as a Distributed Generation Unit in Distribution System. International Journal of Computer Science & Information Technology (IJCSIT), Vol. 6, No. 3, pp. 39-56.
- [17] Syahputra, R., (2013), "A Neuro-Fuzzy Approach For the Fault Location Estimation of

- Unsynchronized Two-Terminal Transmission Lines”, *International Journal of Computer Science & Information Technology (IJCSIT)*, Vol. 5, No. 1, pp. 23-37.
- [18] Syahputra, R., (2012), “Fuzzy Multi-Objective Approach for the Improvement of Distribution Network Efficiency by Considering DG”, *International Journal of Computer Science & Information Technology (IJCSIT)*, Vol. 4, No. 2, pp. 57-68.
- [19] Syahputra, R., Soesanti, I. (2015). “Control of Synchronous Generator in Wind Power Systems Using Neuro-Fuzzy Approach”, *Proceeding of International Conference on Vocational Education and Electrical Engineering (ICVEE) 2015, UNESA Surabaya*, pp. 187-193.
- [20] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. (2014). “Optimal Distribution Network Reconfiguration with Penetration of Distributed Energy Resources”, *Proceeding of 2014 1st International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE) 2014, UNDIP Semarang*, pp. 388 - 393.
- [21] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M., (2013), “Distribution Network Efficiency Improvement Based on Fuzzy Multi-objective Method”. *International Seminar on Applied Technology, Science and Arts (APTECS)*. 2013; pp. 224-229.
- [22] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M., (2012), “Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-objective Method”, *International Conference on Innovation, Management and Technology Research (ICIMTR)*, May 21-22, 2012, Melacca, Malaysia.
- [23] Syahputra, R. (2010). *Fault Distance Estimation of Two-Terminal Transmission Lines*. *Proceedings of International Seminar on Applied Technology, Science, and Arts (2nd APTECS)*, Surabaya, 21-22 Dec. 2010, pp. 419-423.
- [24] Syahputra, R., Soesanti, I. (2015). *Power System Stabilizer model based on Fuzzy-PSO for improving power system stability*. *2015 International Conference on Advanced Mechatronics, Intelligent Manufacture, and Industrial Automation (ICAMIMIA)*, Surabaya, 15-17 Oct. 2015 pp. 121 - 126.
- [25] Syahputra, R., Soesanti, I. (2016). *Power System Stabilizer Model Using Artificial Immune System for Power System Controlling*. *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*, 11(18), pp. 9269-9278.