

KOORDINASI *OVER CURRENT RELAY* (OCR) DAN *GROUND FAULT RELAY* (GFR) DI SISTEM PROTEKSI GARDU INDUK 150 KV KENTUNGAN SLEMAN

Rifa Setiawan¹, Ramadoni Syahputra¹, M. Yusvin Mustar¹

¹Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Yogyakarta

Jl. Lingkar Barat, Tamantirto, Kasihan, Bantul, Yogyakarta 55183, Telp: 0274-387656 Fax. 0274-387646

Email: rifasetya95@gmail.com

The development of technology that is currently happening, namely the availability of electrical energy that must be fulfilled properly. The more the population grows in an area, the electricity needs will increase, so that the electric current used is also getting bigger with the increase in electrical energy load which is getting bigger and bigger, it will affect the work ability of the transformer. Therefore the transformer used must be protected from excessive loads. Over Current Relay (OCR) and Ground Fault Relay (GFR), which are overcurrent security relays that will work because of more current installed on high voltage, medium voltage, and also on power transformer security. OCR and GFR are relays that work when there is an increase in the current passing through the relay. This study will analyze the coordination of Overcurrent Relay (OCR) and Ground Fault Relay (GFR) systems in the Kentungan 150 Kv substation. And using ETAP (Electric Transient And Analysis Program) software as the main simulator.

KEYWORDS: Protection System, Over Current Relay, Ground Fault Relay, ETAP 12.6

I. PENDAHULUAN

Semakin berkembangnya penduduk pada suatu daerah, maka kebutuhan akan listrikpun semakin meningkat. Sehingga pensuplai listrik yang berasal dari Gardu Induk (GI) harus memadai dan mencakup keselamatan bagi para konsumen. Perkembangan penduduk yang semakin meningkat juga berpengaruh terhadap kebutuhan listrik yang disuplai, semakin besar perkembangan penduduk maka

semakin besar pula beban listrik yang dibutuhkan, sehingga arus listrik juga semakin besar, yang dapat berdampak kepada kemampuan kerja trafo yang terbatas. Dengan adanya beban berlebih maka kemampuan sebuah trafo yang terbatas harus dilindungi dengan sistem proteksi yang baik, sehingga trafo tidak mengalami gangguan atau bahkan terbakar.

Pada tahun 2013 silam tepatnya pada hari Rabu, 02 Oktober, terjadi ledakan pada trafo di Gardu Induk tegangan tinggi saluran dan

pusat pengatur beban Jawa Bali milik perusahaan listrik Negara, Jalan Mayjen Sutoyo, Cililitan Kramat Jati, Jakarta Timur. Adapun penyebab utama dari meledaknya trafo di gardu induk ini adalah beban yang melebihi dari kapasitas trafo yang hanya 500 kVA, akibatnya trafo menjadi panas dan timbulah ledakan.

Masalah-masalah yang sering terjadi di Gardu Induk adalah beban lebih yang sering sekali menyebabkan terputusnya arus listrik, khususnya di bagian jaringan distribusi, sehingga sistem jaringan transmisi harus memiliki sistem proteksi yang baik agar gangguan yang terjadi pada jaringan distribusi tidak berdampak besar pada jaringan transmisi yang merupakan pusat penyalur listrik.

Pada Gardu Induk, komponen-komponen kelistrikan merupakan hal yang sangat penting dalam penyaluran tenaga listrik, maka sistem proteksi yang ada pada Gardu Induk harus mempunyai syarat keandalan, kecepatan, keamanan serta sensitivitas yang baik agar Gardu Induk aman dari gangguan. Maka pada tugas akhir ini akan menganalisis kerja koordinasi sistem Overcurrent Relay (OCR) dan juga Ground Fault Relay (GFR) yang ada di Gardu Induk Kentungan.

Penelitian ini dilaksanakan untuk mengetahui sistem kerja proteksi OCR dan GFR di Gardu Induk Kentungan dan pengaturan setting relay yang bekerja, sehingga penyaluran listrik berjalan dengan baik dan memenuhi standar, dengan harapan sistem kerja relay OCR dan GFR ini tetap bekerja memenuhi standar untuk tahun-tahun yang akan datang.

II. TEORI PENDUKUNG

1. Transformator Daya



Gambar 1. Bentuk Fisik Transformator

Transformator Daya adalah suatu peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan tenaga atau daya listrik dari tegangan tinggi ke tegangan rendah atau sebaliknya. Dalam operasi penyaluran tenaga listrik transformator dapat dikatakan jantung dari transmisi dan distribusi.

Dalam kondisi ini suatu transformator diharapkan dapat beroperasi secara maksimal (kalau bias secara terus menerus tanpa berhenti). Trafo juga berfungsi mentransformasikan daya listrik dengan merubah besaran tegangannya tanpa merubah frekuensinya dan juga memiliki fungsi sebagai pengaturan tegangan. Pada transformator daya terdapat trafo pentanahan yang berfungsi untuk mendapatkan titik netral dari trafo daya, peralatan ini disebut juga sebagai Neutral Current Transformer (NCT), ada juga NGR yaitu Neutral Grounding Resistance yaitu pentanahan pada trafo. Mengingat kerja keras dari suatu transformator seperti itu, maka cara pemeliharaan juga dituntut sebaik mungkin. Oleh karena itu transformator harus dipelihara dengan menggunakan sistem dan peralatan yang benar, baik dan tepat. Untuk itu regu pemeliharaan harus mengetahui bagian-bagian transformator dan bagian-bagian mana yang perlu diawasi melebihi bagian lainnya.

2. Jenis Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Jenis gangguan pada sistem tenaga listrik adalah sebagai berikut:

A. Gangguan Internal

Faktor ini menyangkut gangguan-gangguan yang berasal dari sistem itu sendiri. Misalnya usia pakai komponen sudah lama (tua/sudah tidak layak pakai), kondisi komponen yang sudah aus, dan lain sebagainya. Hal ini bisa mengurangi sensitivitas *relay* pengaman, juga mengurangi daya isolasi peralatan listrik lainnya.

B. Factor manusia (*human error*)

dalam proses kerja dari sistem tenaga listrik, banyak melibatkan semua aspek, khususnya manusia. *Human Error* disebabkan kesalahan atau kelalaian manusia dalam penanganan proses kerja dari sistem. Hal ini dikarenakan manusia dalam proses penanganan sistem, bekerja tidak sesuai dengan standar yang telah ditetapkan. Misalnya salah menyambung rangkaian, keliru dalam mengkalibrasi suatu piranti pengaman, dan sebagainya.

C. Gangguan Eksternal

1. *Over Voltage* atau Gangguan Tegangan Lebih

Gangguan tegangan lebih adalah salah satu gangguan yang terjadi dikarenakan adanya sebuah tegangan pada sistem tenaga listrik yang lebih besar dari keadaan normalnya. Gangguan ini dapat terjadi karena beberapa faktor, diantaranya adalah faktor internal dan eksternal. Gangguan yang disebabkan oleh faktor internal biasanya mencakup perubahan beban yang tiba-tiba, operasi pelepasan dan pemutusan yang tiba-tiba dikarenakan adanya gangguan hubung singkat pada jaringan, serta kegagalan isolasi. Sedangkan dari faktor eksternal biasanya

disebabkan oleh petir yang menyambar ke saluran atau tertimpa pohon akibat angin kencang.

2. *Short Circuit Fault* atau Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat adalah jenis gangguan yang disebabkan adanya lonjakan arus sangat besar yang terjadi pada sistem tenaga listrik. Ditinjau dari waktu berlangsungnya, gangguan hubung singkat terdiri dari dua macam, yaitu:

a. Gangguan Hubung Singkat Permanen

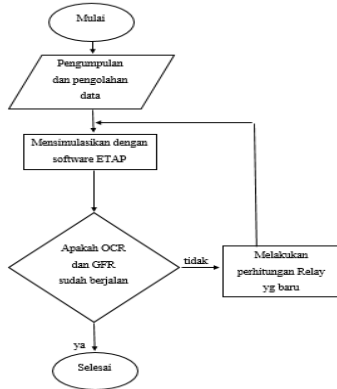
Gangguan hubung singkat permanen adalah gangguan hubung singkat yang berlangsung dengan waktu yang lama. Gangguan ini disebabkan oleh hubung singkat pada kabel, belitan trafo, dan generator.

b. Gangguan Hubung Singkat Temporer

Gangguan hubung singkat temporer atau sementara adalah gangguan hubung singkat yang disebabkan oleh alam, seperti sambaran petir, pohon disekitar jaringan distribusi listrik, ataupun keadaan tiupan angin yang kencang pada jaringan distribusi listrik.

III. METODELOGI PENELITIAN

Berikut ini adalah diagram alir analisis dan perhitungan untuk menentukan arus gangguan hubung singkat serta *setting relay*nya.



IV. HASIL PEMBAHASAN

1. Data dan Spesifikasi Transformator

Daya : 60 MVA
 Tegangan : 150/20 kV
 Impedansi : 12,8%
 Vector Group : Ynyn0
 Rn : 0,3 Ω

2. Data dan Spesifikasi Relay GI Kentungan

Jenis Relay	Setting	Sisi Incoming	Sisi Penyulang
OCR (Standard Inverse)	TMS	0,25	1,2
	t (detik)	1,0	0,8
GFR (Standard Inverse)	TMS	0,45	1,3
	t (detik)	0,35	0,4

Tabel 1. Data dan Spesifikasi Relay

3. Data Penghantar Saluran

Penghantar yang digunakan adalah AAAC 240 mm² dengan jarak sejauh 6,49 km. Berdasarkan SPLN 1985:64 penghantar tersebut memiliki imedansi:

Jenis Penghantar	Impedansi Urutan Positif/Negatif	Impedansi Urutan Nol
AAAC	0,1344+j	0,2824+j
(A3C)	0,3158	1,6033

Tabel 2. Data Penghantar SPLN

A. Menghitung Impedansi Sumber

$$MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$$

Dimana:

I_{sc} = Arus hubung singkat sisi 20 kV (kA)

V = Tegangan sisi primer (kV)

Maka:

$$MVA_{sc} = \sqrt{3} \times 16 \text{ kA} \times 150 \text{ kV} = 4156,92 \text{ MVA}$$

Dari nilai diatas dapat dihitung besarnya impedansi sumber (X_s) adalah sebagai berikut:

$$X_{s(150kV)} = \frac{kV \text{ (sisi primer)}^2}{MVA \text{ hubung singkat}} = \frac{150^2}{4156,92} = 5,41 \Omega$$

Karena yang dibutuhkan adalah nilai dari sisi 20 kV maka hasil impedansi sumber (X_{s150kV}) tersebut dikonversikan ke sisi 20 kV dengan cara:

$$MVA_{150kV} = MVA_{20kV}$$

$$\frac{kV_1^2}{Z_1} = \frac{kV_2^2}{Z_2}$$

$$Z_2 = \frac{kV_2^2}{kV_1^2} \times Z_1$$

Sehingga:

$$X_{s(20kV)} = \frac{kV \text{ (sisi sekunder)}^2}{kV \text{ (sisi primer)}^2} \times X_{s(150kV)}$$

$$X_{s(20kV)} = \frac{20^2}{150^2} \times 5,41 \Omega = 0,097 \Omega$$

B. Menghitung Reaktansi Transformator

Besar impedansi trafo 12,8%, dengan impedansi tersebut dapat diketahui reaktansi urutan positif dan negatif, serta nol. Namun, perlu diketahui nilai ohm pada 100%, yaitu:

$$X_{t(ada\ 100\%)} = \frac{kV(sisi\ sekunder)^2}{MVA\ Transformator}$$

$$= \frac{20^2}{60} = 6,66\Omega$$

Maka besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol adalah:

- Reaktansi urutan positif dan negatif ($X_{t1} = X_{t2}$)
 $X_t = Impedansi \times X_{t(100\%)}$
 $= 12,8\% \times 6,66 = 0,852\ \Omega$
- Reaktansi urutan nol (X_{t0})
 Transformator 1 memiliki *vector group* YNyn0 yang artinya transformator 1 memiliki belitan delta didalamnya sehingga diambil nilai sebesar $10 \times X_{t1}$.

Maka, $X_{t0} = 10 \times 0,852 = 8,52\ \Omega$

C. Perhitungan *Setting Relay OCR* dan *GFR*

Diketahui pada penyulang MDI 5 Transformator 3 (trafo 3) Gardu Induk Kentungan arus yang terpasang mempunyai rasio 600: 5 A, dengan arus beban maksimum pada penyulang sebesar 6 A dan mempunyai karakteristik *standard inverse*.

1. *Setting Relay* Sisi Penyulang 20 kV

Besarnya nilai *setting relay* di sisi penyulang ditentukan oleh arus beban maksimum dan rasio CT pada penyulang. *Relay* yang memiliki karakteristik *standard inverse* biasanya disetting sebesar 1,05 sampai $1,1 \times I_{load\ maks}$. Persyaratan lainnya yaitu *setting* waktu kerja sisi hilir (waktu minimum *relay*) sebesar 0,3 detik, persyaratan ini dilakukan agar *relay* tidak akan *trip* dikarenakan adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang terkoneksi di jaringan

distribusi disaat PMT penyulang dimasukkan.

a. Nilai *Setting Relay OCR*

Untuk mencari nilai *setting relay OCR* menggunakan rumus sebagai berikut:

- Setelan arus

Diketahui:

$$I_{beban} = 480\ Ampere$$

$$Rasio\ CT = 400 : 1\ Ampere$$

$$I_{set\ (primer)} = 1,1 \times I_{beban}$$

$$= 1,1 \times 480\ A$$

$$= 528\ A$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dapat dihitung nilai *setting* pada sisi sekundernya dengan cara:

$$\frac{I_{set\ (sekunder)}}{Rasio\ CT} = I_{set\ (primer)} \times \frac{1}{Rasio\ CT}$$

$$= 528\ A \times \frac{1}{600/1}$$

$$= 528\ A \times \frac{5}{600}$$

$$= 4,4\ A$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi penyulang yang diambil adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari panjang jaringan dengan waktu ketetapan $t = 0,3$ detik. Maka, dapat diketahui nilai TMS sebagai berikut:

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

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

$$= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$= \frac{0,14}{\left(\frac{12167,5}{528}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = 0,099\ detik$$

b. Nilai *Setting Relay GFR*

Untuk mencari nilai *setting relay GFR* menggunakan rumus sebagai berikut:

- Setelan arus

Untuk mencari nilai *setting* di sisi primer dengan cara 10% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil. Arus gangguan terkecil terjadi di titik 100% maka:

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (primer)} &= 10\% \times \text{Arus gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)} \\ &= 10\% \times 321,56 \text{ A} \\ &= 32,15 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah didapat nilai *setting relay* di sisi primer, maka dapat dihitung nilai *setting* di sisi sekunder dengan cara:

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ sekunder} &= \frac{I_{set} \text{ (primer)}}{\text{Rasio CT}} \times \frac{5}{600} \\ &= 32,15 \times \frac{5}{600} \text{ Ampere} \\ &= 0,26 \text{ A} \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Waktu ketetapan yang dipakai adalah $t = 0,3$ detik, sehingga besarnya nilai TMS adalah:

$$\begin{aligned} t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\ TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan \text{ hubung singkat 1 fasa tanah}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{3310,05}{32,15}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ TMS &= 1,44 \end{aligned}$$

2. *Setting Relay Sisi Incoming 20 kV*

Data yang diperoleh:

Kapastitas transformator : 60 MVA

Tegangan Transformator : 150/20 kV
 Impedansi : 12,8%
 CT/Rasio : 2000/5A

a. *Setting Relay OCR*

- Setelan Arus

Arus nominal transformator pada sisi 20 kV

$$\begin{aligned} I_{nominal} \text{ (sisi 20kV)} &= \frac{kVA}{\frac{kV\sqrt{3}}{60000}} \\ &= \frac{60000}{20\sqrt{3}} \\ &= 1732,05 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (primer)} &= 1,1 \times I_{nominal} \\ &= 1,1 \times 1732,05 \text{ A} \\ &= 1905,2 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dapat dihitung nilai pada sisi sekundernya:

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (sekunder)} &= \frac{I_{set} \text{ (primer)}}{\text{Rasio CT}} \times \frac{1}{1000/1} \\ &= 1905,2 \times \frac{1}{1000/1} \\ &= 4,763 \text{ A} \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Setelan TMS untuk sisi incoming waktu kerja *relay* adalah 0,4 detik. Sehingga besarnya nilai waktu kerja *relay incoming* adalah:

$$t \text{ incoming} = 0,3 \text{ (penyulang)} + 0,4 \text{ (incoming)} = 0,7 \text{ detik.}$$

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan \text{ hubung singkat 3 fasa}}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{12167,5}{1905,2}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = 0,195 \text{ detik} \end{aligned}$$

b. *Setting Relay GFR*

- Setelan Arus

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (primer)} &= 8\% \times \text{ arus gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)} \\ &= 8\% \times 321,56 \text{ A} \\ &= 25,72 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dihitung nilai sekundernya:

$$\begin{aligned}
 \frac{I_{set}(\text{sekunder})}{\text{Rasio CT}} &= I_{set}(\text{primer}) \times \frac{1}{600/1} \\
 &= 25,72 \text{ A} \times \frac{1}{600} \\
 &= 25,72 \text{ A} \times \frac{5}{600} \\
 &= 0,21 \text{ A}
 \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Nilai waktu kerja relay yang digunakan sisi *incoming* sebesar waktu kerja *relay* penyulang (awal atau hilir) + 0,4 detik, sehingga:
 $t_{incoming} = 0,3 + 0,4 = 0,7$ detik

$$\begin{aligned}
 t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\
 0,3 &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{3310,05}{25,72}\right)^{0,02} - 1} \\
 TMS &= 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{3310,05}{25,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,21
 \end{aligned}$$

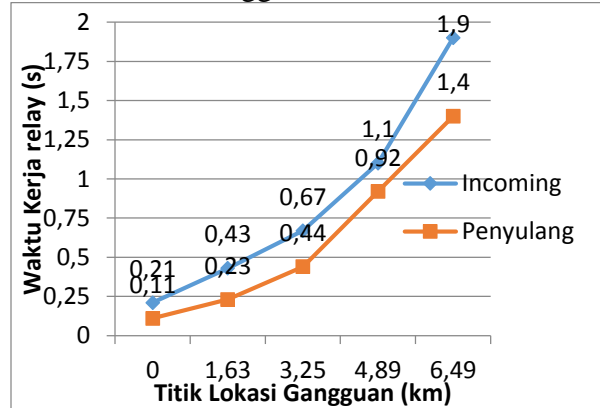
D. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

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

1. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi <i>Incoming</i> (s)
0	0,21	0,11
25	0,43	0,23
50	0,67	0,44
75	1,1	0,92
100	1,9	1,4

Tabel 3. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 3 Fasa



Gambar 5. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 3 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi warna biru dan *relay* penyulang diberi warna merah. Dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat daripada *relay incoming* dikarenakan *relay* penyulang adalah *relay* yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan *relay* utama sedangkan *relay incoming* sebagai *relay* cadangan (*backup*) yang merasakan gangguan setelah *relay* utama.

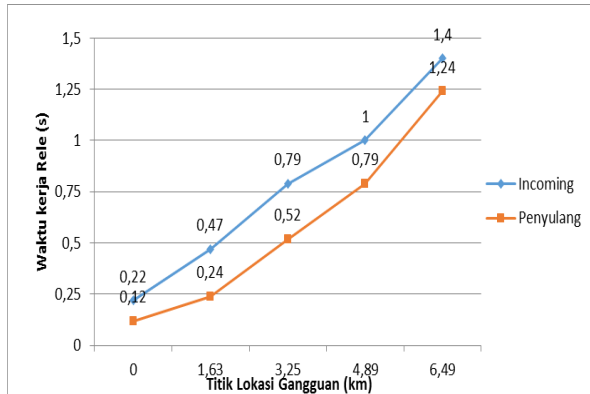
selain itu, semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka semakin besar atau lama pula waktu kerja dari kedua *relay*nya sehingga grafik yang terbentuk adalah dari kiri bawah semakin menaik kearah kanan atas.

2. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>
0	0,22	0,12
25	0,47	0,24
50	0,79	0,52
75	1,0	0,79

100	1,4	0,98
-----	-----	------

Tabel 4. Waktu Kerja Relay 2 Fasa



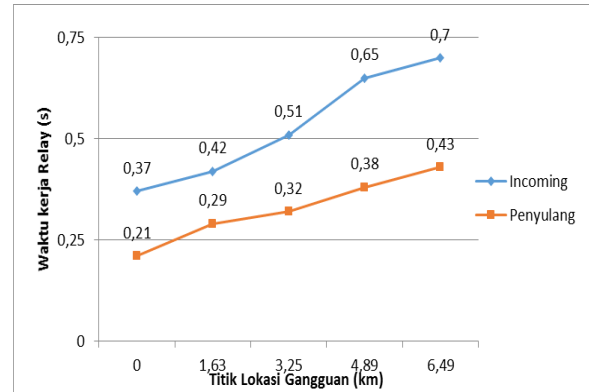
Gambar 6. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay 2 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat disimpulkan bahwa lokasi gangguan berbanding lurus dengan waktu kerja dari kedua *relay*nya, artinya semakin jauh titik lokasi (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) gangguan yang terjadi maka semakin lama pula waktu kerjanya. Selain itu dapat dilihat kurva yang terbentuk adalah dari kiri bawah semakin naik ke atas kanan karena semakin besar atau tinggi waktunya.

3. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
0	0,37	0,21
25	0,42	0,29
50	0,51	0,32
75	0,65	0,38
100	0,7	0,43

Tabel 5. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 1 Fasa ke Tanah



Gambar 7. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay 1 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat diketahui bahwa waktu kerja dari kedua *relay* terhadap titik lokasi (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) gangguan berbanding lurus yang artinya semakin panjang atau jauh titik lokasi gangguan yang terjadi maka semakin lama pula waktu kerja dari kedua *relay*nya.

Selain itu selisih waktu kerja dari kedua *relay* (kurva) ini adalah yang paling sedikit diantara 2 kurva lainnya. dikarenakan hubung singkat 1 fasa ke tanah harus cepat diatasi, oleh karena itu waktu kerja kedua *relay* tidak memiliki selisih yang besar.

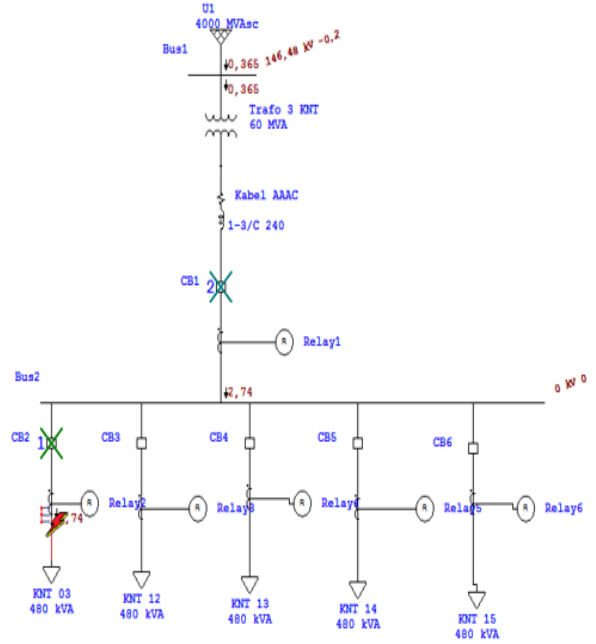
E. Analisis Setting Relay

Nama Rele	Rele Terpasang		Rele Terhitung		
	Sisi Incoming	Sisi Penyulang	Sisi Incoming	Sisi Penyulang	
O C R	TM S	0,23	0,267	0,194	0,099
	T	0,7	0,3	0,69	0,29
G F R	TM S	0,23	0,267	0,21	0,144
	T	0,7	0,3	0,70	0,30

Tabel 6. Perbandingan Setting Relay Terpasang dengan Terhitung

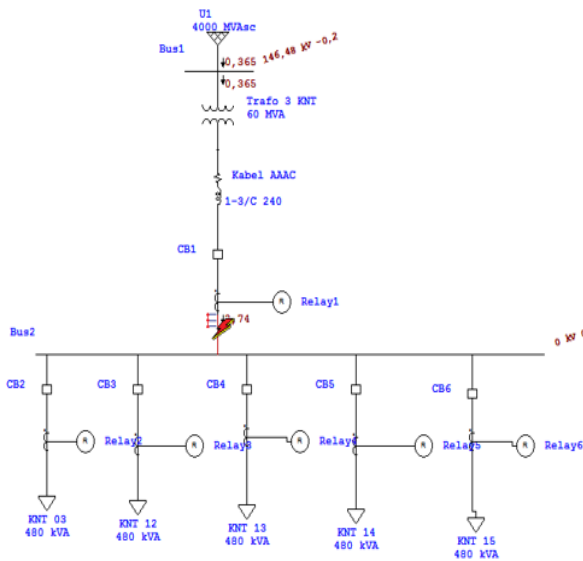
Dari Dapat dilihat pada tabel diatas adalah hasil dari perbandingan setting relay yang terpasang dengan relay yang

terhitung secara manual, Nilai setting yang terpasang dengan yang terhitung memiliki sedikit perbedaan yaitu nilai TMS dan t (time) pada bagian relay OCR di sisi incoming yang terpasang sebesar 0,23 dan 0,7 detik tetapi pada nilai setting pada sisi incoming di perhitungan manual di dapatkan nilai 0,194 dan 0,69 detik dengan nilai tersebut memiliki selisih sebesar 0,036 dan 0,01 detik. Pada bagian relay sisi penyulang juga terdapat perbedaan pada nilai setting TMS dan t (time) dimana pada nilai setting relay terpasang sebesar 0,267 dan 0,3 detik, sedangkan pada bagian sisi penyulang nilai setting dengan perhitungan manual sebesar 0,099 dan 0,3 detik, nilai setting pada bagian t (time) dan TMS pada bagian sisi penyulang memiliki selisih pada nilai TMS sebesar 0,168 detik dan t sebesar 0,0 detik.



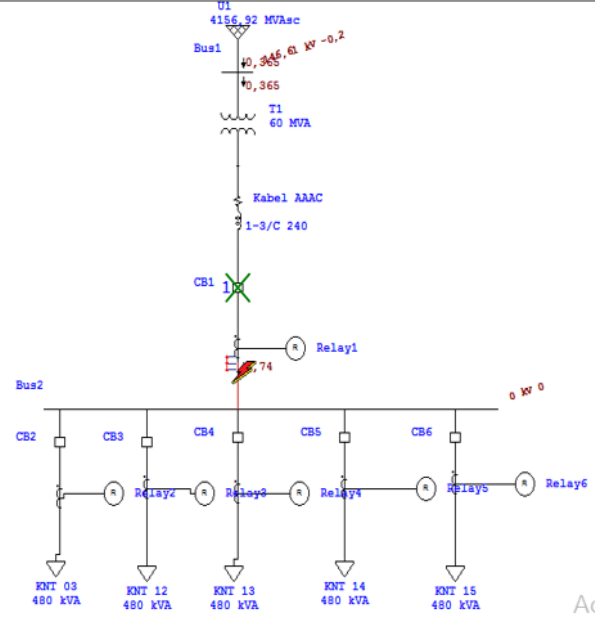
F. Simulasi ETAP 12.6

1. Simulasi Koordinasi Relay Proteksi pada sisi Incoming (Terpasang di GI)

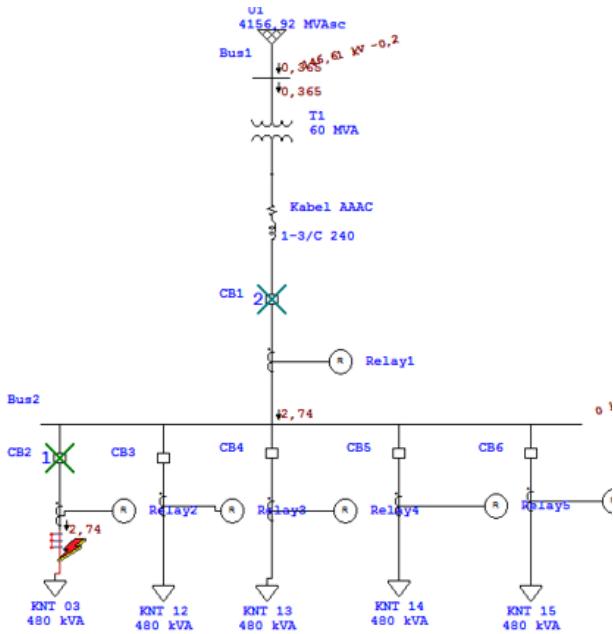


2. Simulasi Koordinasi Relay Proteksi pada sisi Penyulang (Terpasang di GI)

3. Simulasi Koordinasi Relay Proteksi pada sisi Incoming (Terhitung)



4. Simulasi Koordinasi Relay Proteksi pada sisi Penyulang (Terhitung)



V. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari data-data yang telah diambil dari Gardu Induk 150 kV Kentungan dan telah diolah secara terperinci, maka dapat ditarik kesimpulan:

1. Dari hasil penelitian nilai perhitungan dan nilai yang terpasang pada Gardu Induk Kentungan 150 Kv, dapat diambil kesimpulan bahwa semakin cepat relay bekerja maka semakin baik karena dapat menghindari kerusakan pada alat dan membatasi daerah yang mengalami gangguan.
2. Setelah melakukan perhitungan sehingga didapat kesimpulan yaitu nilai arus hubung singkat paling besar terjadi pada bagian 3 fasa yaitu pada titik lokasi gangguan 0% adalah sebesar 12167,5 Ampere,

selanjutnya nilai arus gangguan hubung singkat 2 fasa dengan jarak titik lokasi gangguan 0% adalah sebesar 10537,40 Ampere dan yang terakhir nilai arus hubung singkat paling kecil terjadi pada 1 fasa ke tanah dengan titik lokasi yang sama 0% adalah sebesar 3310,05 Ampere.

3. Nilai arus hubung singkat pada sebuah jaringan sangat dipengaruhi oleh jarak suatu titik gangguan, yaitu semakin dekat jarak pada titik gangguan maka hasilnya adalah semakin besar arus gangguan hubung singkat yang dihasilkan, begitu sebaliknya semakin jauh titik gangguan yang terjadi maka semakin kecil gangguan yang dihasilkan.
4. Nilai hasil setting relay pada bagian sisi penyulang memiliki waktu kerja relay lebih cepat dibandingkan dari nilai setting waktu kerja relay pada bagian incoming, hal ini karena jarak mempengaruhi hasil gangguan yang terjadi, semakin dekat jarak lokasi gangguan maka semakin kecil nilai waktu kerja relay.

5.2 Saran

1. Semoga pada masa yang akan datang, supaya *relay* diatur kembali, karena kebutuhan listrik yang semakin meningkat dan diharapkan dengan semakin bertambahnya konsumen akan kebutuhan listrik, maka untuk transformator daya pada Gardu Induk Kentungan untuk ditambah dengan kapasitas yang lebih tinggi sehingga dapat memadai kebutuhan energi listrik di masyarakat.

REFERENSI

- [1] Aryanto, Tofan dkk. 2013. "Frekuensi Gangguan Terhadap Kinerja Sistem Proteksi di Gardu Induk 150 Kv Jepara". Universitas negeri Semarang.
- [2] Fajrian, R. 2015. *Analisa Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay Pada Jaringan Distribusi SUTM 20 Kv engan menggunakan Software ETAP*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta
- [3] Hardiansyah, Amien Harist, 2016. *Analisa Koordinasi Proteksi pada Jaringan Distribusi Radial*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta
- [4] Setiyawan, A. 2017. *Analisis Koordinasi Proteksi Pada PT. PLN (PERSERO) Gardu Induk Wonosobo Menggunakan Software Aplikasi ETAP*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [5] Satya, A. 2018. *Analisis Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay (OCR) Pada Sistem Kelistrikan Industri Di PT. Dian Swastatika Sentosa Plant 1 Tbk Karawang*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [6] Setiajie, dkk. 2015. *Evaluasi Setting Relay Arus Lebih Dan Setting Relay Gangguan Tanah Pada Gardu Induk Sronдол*. Jurnal Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang.
- [7] Indra Baskara (2015) *Studi Koodinasi Peralatan Proteksi OCR dan GFR pada Penyulang Tibubeneng*. Teknik elektro universitas udayana
- [8] Nugroho, dkk. 2006. *Analisis Koordinasi OCR – Recloser Penyulang Kaliwungu 03*. Jurusan Teknik Elektro. Universitas Diponegoro. Semarang.
- [9] Syahputra, R. 2005. *Transmisi Distribusi*. Diktat Kuliah Pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta
- [10] Syahputra, R. 2016. "Transmisi dan Distribusi Tenaga Listrik". LP3M UMY, Yogyakarta.
- [11] Syahputra, R., (2015), "Teknologi dan Aplikasi Elektromagnetik", LP3M UMY, Yogyakarta, 2016.