

BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 Data dan Spesifikasi Peralatan

4.1.1 Single Line Diagram Gardu Induk Medari

Gardu Induk Medari 150 kV yaitu terletak di Caturharjo, Kec. Sleman, Kabupaten Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta 55515. Gardu induk medari merupakan salah satu gardu induk pasangan luar dengan tegangan sekitar 150/20 kV dimana tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan dari sisi sekunder tegangannya 20 kV.

Dapat di lihat dari gambar 4.1 yang merupakan gambar dari single line diagram yang ada pada gardu induk medari 150 kV. Pada gardu induk medari tersebut terdapat 2 (dua) buah transformator daya yang beroperasi yaitu transformator 1 (TF 1) dengan kapasitas 30MVA dan transformator 2 (TF 2) dengan kapasitas 30 MVA.

Transformator-transformator tersebut terdiri dari beberapa jenis penyulang yaitu transformator 1 ada 5 penyulang yaitu MDI 1, MDI 2, MDI 3, MDI 4, MDI 5 dan, MDI 6, dan transformator 2 ada 4 penyulang yaitu MDI 7, MDI 8, MDI 9, MDI 10. Untuk menjamin agar setiap energi listrik yang di distribusikan tidak mengalami gangguan maka diperlukanlan koordinasi *relay* yang baik supaya energi listrik yang di dapat tidak mengalami gangguan disisi 150 kV, di sisi *incoming* serta di setiap penyulangnya.

4.1.2 Data dan Spesifikasi Transformator

Pada Gardu Induk Medari 150 kV terdapat dua (2) transformator yaitu transformator 1 dan transformator 2. Untuk penyulang yang digunakan adalah MDI 5 dimana penyulang MDI 5 terdapat di transformator 1 maka didapat data dan spesifikasi dari transformator 1 adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Data dan Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Medari 150 kV.

Data dan Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Medari 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 1
<i>Merk/Type</i>	Xian /SFZ-3000/150
<i>Installation</i>	<i>Out-Door</i>
<i>Nominal Rating MVA</i>	18/30
<i>Frequency Hertz</i>	50 Hz
Tegangan primer	150 Kv
Tegangan Sekunder	20 Kv
<i>Short Circuit 150 kV</i>	40 Ka
<i>Short Circuit 20 kV</i>	16 Ka
<i>Nominal Current</i>	1732 A
<i>Imedance</i>	12,9 %
<i>Vector Group</i>	<i>YNyn0 (d)</i>
<i>Rn (Tahanan pentanahan)</i>	0,3 <i>Ohm</i>

Dari tabel diatas Transformator 1 yang ada pada Gardu Induk Medari merupakan transformator instalasi luar dengan merk Xian memiliki kapasitas sebesar 30 MVA, beroperasi pada frekuensi 50 Hertz (Hz) bertegangan 150/20 kV. Transformator 1 ini memiliki arus hubung singkat 150 kV sebesar 40 kA, arus hubung singkat 20 kV sebesar 16 kA, dengan arus nominalnya 1732 A. Selain itu, impedansi yang dimiliki transformator 1 sebesar 12,9% dengan tahanan pentanahan sebesar 0,3 Ohm.

4.1.3 Data Relay OCR dan GFR

Relay OCR (Over Current Relay) merupakan *relay* yang sangat penting untuk transformator karena *relay* ini bertugas untuk merasakan kenaikannya arus/beban yang melebihi kapasitas yang ditetapkan (*setting*) sehingga *relay* tersebut memerintahkan PMT (CB) untuk men-*trip* (memutus) jaringan yang ada. Dibawah ini merupakan data OCR dan GFR yang ada di GI Medari.

Tabel 4. 2 Data *Relay* dan OCR Gardu Induk 150 kV Medari.

Jenis <i>Relay</i>	<i>Relay Incoming</i>			<i>Relay Penyulang</i>		
	Merk	Inominal	Rasio CT	Merk	Inominal	Rasio CT
OCR	GE MULTILIN	1 A	1000/1	AREVA	1 A	400/1
GFR	GE MULTILIN	1 A	1000/1	AREVA	1 A	400/1

Sedangkan *relay* GFR (*Ground Fault Relay*) merupakan *relay* yang akan men-*trip* (memutus) saat terjadinya gangguan hubung singkat ke tanah (fasa ke tanah). Pada Gardu Induk Medari *Relay* OCR dan GFR yang akan digunakan pada sisi *incoming* bermerk GE MULTILIN dengan arus nominal 1 *Ampere* dengan perbandingan rasio 1000/1 sedangkan *relay* OCR dan GFR untuk sisi penyulang bermerk AREVA dengan arus nominal 1 A dan perbandingan rasio 400/1.

4.1.4 Setting Relay OCR dan GFR

Tabel bawah ini merupakan jenis *relay* yang di gunakan.

Tabel 4. 3 *Setting Relay* OCR dan GFR.

Jenis <i>Relay</i>	<i>Setting</i>	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang
OCR (<i>Standard Inverse</i>)	TMS	0,25	0,21
	t (detik)	0,6	0,3
GFR (<i>Standard Inverse</i>)	TMS	0,44	0,29
	t (detik)	0,6	0,3

Pada Gardu Induk 150 kV Medari ini *relay* OCR dan GFR yang digunakan memiliki karakteristik *standard inverse*, dengan nilai TMS dan *t (time)* disetiap sisi berbeda. Sisi *incoming relay* OCR memiliki nilai TMS sebesar 0,25 dengan *t (time)* 0,6 detik, sedangkan *relay* GFR nilai TMS sebesar 0,44 dengan *t* 0,6 detik. Dari sisi penyulangan, *relay* OCR ini memiliki nilai TMS sebesar 0,21 dengan *t* 0,3 detik, sedangkan dari *relay* GFR nya sendiri nilai TMSnya sebesar 0,29 dengan *t* 0,3 detik.

4.1.5 Data Penghantar Penyulang MDI 5 Transformator 1

Tabel 4. 4 Data Penghantar Penyulang MDI 5.

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Panjang Jaringan
AAAC (A3C)	240 mm ²	2.50 Km

Berdasarkan tabel, penyulang MDI 5 menggunakan penghantar berjenis AAAC, berdiameter 240 mm² untuk penghantar fase dan fase-netralnya dengan panjang jaringan terjauh yaitu 2,50 Km (*Kilo meter*).

Tabel 4. 5 Impedansi Urutan Positif/Negatif dan Nol berdasarkan SPLN.

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Impedansi Urutan Positif/Negatif	Impedansi Urutan Nol
AAAC (A3C)	240 mm ²	0,1344+j 0,3158	0,2824+j 1,6033

Berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) 1985 halaman 64 menyebutkan bahwa penghantar AAAC dengan diameter 240 mm² memiliki impedansi urutan positif/negatif sebesar 0,1344+j 0,3158 dan urutan nol sebesar 0,2824+j 1,6033.

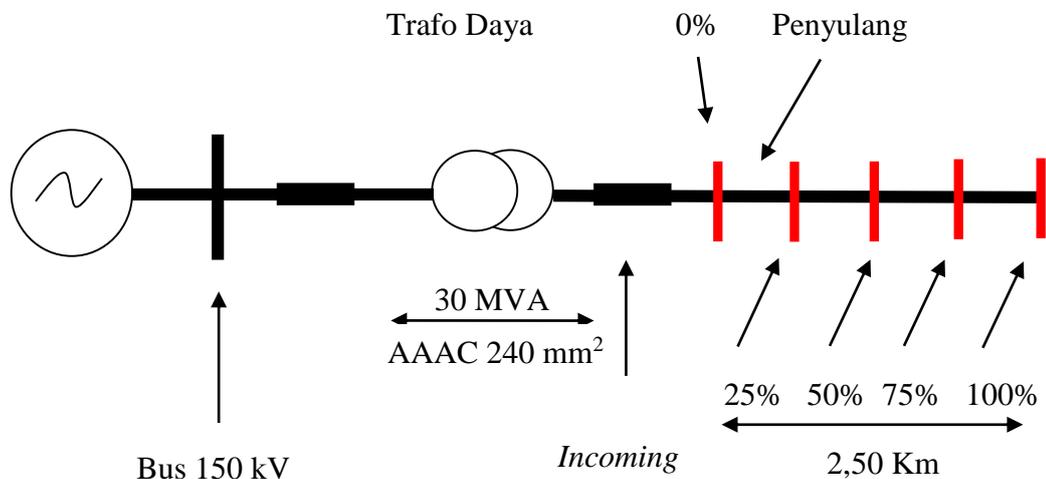
4.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Arus hubung singkat yang ada didalam sistem distribusi tenaga listrik dikelompokkan menjadi tiga jenis yaitu: arus hubung singkat 3 fasa, arus hubung singkat 2 fasa dan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Untuk cara mengetahui besarnya nilai arus gangguan hubung singkat di setiap fasa maka perlu dilakukan perhitungan dari data yang sudah tertera di PLN. Adapun perhitungan ataupun data yang diperlukan yaitu:

1. Menghitung imepedansi sumber.
2. Menghitung reaktansi transformator.
3. Menghitung impedansi penyulang.
4. Menghitung imedansi ekuivalen jaringan.

Untuk gangguan arus hubung singkat yang dilakukan sepanjang panjang jaringan dan diasumsikan di titik-titik gangguan yang terjadi adalah pada lokasi 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% seperti berikut ini:



Gambar 4. 2 Asumsi Lokasi Gangguan

4.2.1 Menghitung Impedansi Sumber

Besarnya nilai impedansi sumber yang dapat di uraikan melalui rumus di bawah ini:

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

Dimana:

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

V = Tegangan sisi primer (kV)

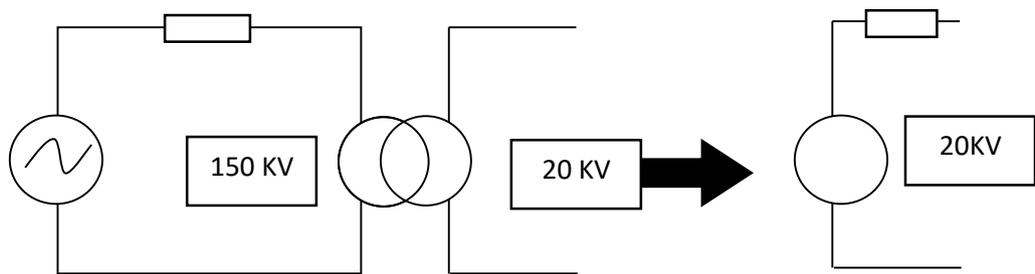
Maka:

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

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

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

Karena yang dibutuhkan adalah nilai sisi 20 kV maka hasil impedansi sumber tersebut dikonversi ke sisi 20 kV dengan cara



Gambar 4.3 Konversi Impedansi 150 kV ke 20 kV.

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

$$\frac{kV1^2}{Z1} = \frac{kV2^2}{Z2}$$

$$Z2 = \frac{kV2^2}{kV1^2} \times Z1$$

Sehingga:

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

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

4.2.2 Menghitung Reaktansi Transformator

Dari data dan spesifikasi alat sebelumnya, transformator 1 pada gardu induk medari 150 kV memiliki nilai impedansi sebesar 12,9%, dengan menggunakan nilai impedansi tersebut kita dapat mencari besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol. Namun, sebelum itu perlu kita ketahui terlebih dahulu nilai ohm pada 100% nya

$$\begin{aligned} XX_{t(ada\ 100\%)} &= \frac{kV(sisi\ sekunder)^2}{MVA\ Transformator} \\ &= \frac{20^2}{30} = 13,33\ \Omega \end{aligned}$$

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

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

$$\begin{aligned} X_t &= Impedansi \times X_t(100\%) \\ &= 12,9\% \times 13,33\ \Omega = 1,71957\ \Omega \end{aligned}$$

2. Reaktansi urutan nol (X_{t0})

Berdasarkan data serta spesifikasi alat, trafo 1 memiliki *vector group* YNyn0 (d). Artinya, dalam transformator tersebut tidak terdapat belitan delta didalamnya Kemudian diambil nilai sebesar $10 \times X_{t1}$. Maka $X_{t0} = 10 \times 1,71957\ \Omega = 17,1957\ \Omega$

4.2.3 Menghitung Impedansi Penyulang

Dapat diketahui pada tabel 4.3 penyulang MDI 1 pada gardu induk 150 kV medari menggunakan jenis penghantar AAAC dengan diameter 240mm^2 dengan panjang penyulang sejauh 2,50 Km, maka dapat dihitung:

$Z_1 = Z_2(\text{AAAC } 240) = \text{impedansi urutan positif/negative} \times \text{panjang penyulang}$

$$Z_1 = Z_2 = (0,1344 + j\ 0,3158)\ \Omega/\text{km} \times 2,50\ \text{km}$$

$$Z_1 \& Z_2 = 0,336 + j\ 0,7895\ \Omega$$

Sedangkan perhitungan nilai Z_0 nya adalah:

$$Z_0(AAAC\ 240mm^2) = \text{Impedansi urutan nol} \times \text{Panjang penyulang}$$

$$Z_0 = (0,2824 + j\ 1,6033)\Omega/Km \times 2,50\ Km$$

$$Z_0 = 0,706 + j\ 4,00825\ \Omega$$

Lalu nilai diatas dapat kita asumsikan pada titik gangguan yang terjadi yaitu 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dari panjangnya jaringan (2,50 Km), maka dapat kita ketahui bahwa besarnya nilai impedansi penyulang yaitu:

1. Impedansi penyulang urutan positif dan negatif

Tabel 4. 6 Impedansi penyulang urutan positif dan negatif

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_1 & Z_2
0	0	0% x (0,336 + j 0,7895)	0
25	0,625	25% x (0,336 + j 0,7895)	0,084 + j 0,1973 Ω
50	1,25	50% x (0,336 + j 0,7895)	0,168 + j 0,3947 Ω
75	1,875	75 % x (0,336 + j 0,7895)	0,252 + j 0,5921 Ω
100	2,50	100% x (0,336 + j 0,7895)	0,336 + j 0,7895 Ω

2. Impedansi penyulang urutan nol

Tabel 4. 7 Impedansi penyulang urutan nol

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_0
0	0	0% x (0,706 + j 4,00825)	0
25	0,625	25% x (0,706 + j 4,00825)	0,1765 + j 1,0020 Ω
50	1,25	50% x (0,706 + j 4,00825)	0,353 + j 2,0041 Ω
75	1,875	75 % x (0,706 + j 4,00825)	0,5295 + j 3,0061 Ω
100	2,50	100% x (0,706 + j 4,00825)	0,706 + j 4,00825 Ω

4.2.4 Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan

Perhitungan $Z_{1eq} = Z_{2eq}$ dengan rumus:

$$\begin{aligned} Z_{1eq} = Z_{2eq} &= Z_{is} \text{ (sisi 20 kV)} + Z_{iT} + Z_1 \text{ penyulang} \\ &= j 0,097 + j 1,71957 + Z_1 \text{ penyulang} \\ &= j 1,8165 + Z_1 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Maka Impedansi ekuivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq} adalah:

Tabel 4. 8 Impedansi ekuivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq} .

Panjang jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq}
0	$0 + j 1,8165$	$0 + j 1,8165$
25	$0,084 + j 0,1973 + j 1,8165$	$0,084 + j 2,0138$
50	$0,168 + j 0,3947 + j 1,8165$	$0,168 + j 2,2112$
75	$0,252 + j 0,5921 + j 1,8165$	$0,252 + j 2,4085$
100	$0,336 + j 0,7895 + j 1,8165$	$0,336 + j 2,606$

Perhitungan Z_{0eq} , besarnya nilai Z_{0eq} dapat dicari dengan rumus berikut:

$$\begin{aligned} Z_{0eq} &= Z_{0T} + 3 \times R_n + Z_0 \text{ penyulang} \\ &= j 17,1957 + 3 \times 0,3 + Z_0 \text{ penyulang} \\ &= j 17,1957 + 0,9 + Z_0 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Tabel 4. 9 Impedansi ekuivalen Z_{0eq} .

Panjang jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen Z_{0eq}
0	$0 + 0,9 + j 17,1957$	$0,9 + j 17,1957$
25	$0,1765 + j 1,0020 + 0,9 + j 17,1975$	$1,0765 + j 18,1977$
50	$0,353 + j 2,0041 + 0,9 + j 17,1957$	$1,253 + j 19,1998$
75	$0,5295 + j 3,0061 + 0,9 + j 17,1975$	$1,4295 + j 20,2018$
100	$0,706 + j 4,0082 + 0,9 + j 17,1957$	$1,606 + j 21,2039$

4.2.5 Menghitung Arus Hubung Singkat

1. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Besarnya nilai arus hubung singkat 3 fasa dapat ditentukan dengan rumus:

$$I = V/Z$$

Dimana:

I = Arus gangguan hubung singkat

V = Tegangan fasa-netral sistem 20 kV (V_{ph}) = $\frac{20000}{\sqrt{3}}$

Z = Impedansi urutan positif (Z_{1eq})

Sehingga, arus gangguan hubung singkat 3 fasa adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_{3\text{fasa}} &= \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}} \\ &= \frac{20000/\sqrt{3}}{Z_{1eq}} \\ &= \frac{11547}{Z_{1eq}} \end{aligned}$$

Tabel 4. 10 Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa.

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 3 fasa
0	$\frac{11547}{0+j 1,8165} = \frac{11547}{\sqrt{0^2+1,8165^2}}$	6356,7
25	$\frac{11547}{0,084+j 2,0138} = \frac{11547}{\sqrt{0,084^2+2,0138^2}}$	5728,9
50	$\frac{11547}{0,168+j 2,2112} = \frac{11547}{\sqrt{0,168^2+2,2112^2}}$	5207,0
75	$\frac{11547}{0,252+j 2,4085} = \frac{11547}{\sqrt{0,252^2+2,4085^2}}$	4768,2
100	$\frac{11547}{0,336+j 2,606} = \frac{11547}{\sqrt{0,336^2+2,606^2}}$	4394,5

2. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

$$I_{2fasa} = \frac{V_{ph} - ph}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

$$= \frac{20000}{2xZ_{1eq}}$$

Tabel 4. 11 Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa.

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 2 fasa
0	$\frac{20000}{2x(0+j1,8165)} = \frac{20000}{2x\sqrt{0^2+1,8165^2}}$	5505,0
25	$\frac{20000}{2x(0,084+j2,0138)} = \frac{20000}{2x\sqrt{0,084^2+2,0138^2}}$	4961,4
50	$\frac{20000}{2x(0,168+j2,2112)} = \frac{20000}{2x\sqrt{0,168^2+2,2112^2}}$	4509,4
75	$\frac{20000}{2x(0,252+j2,4085)} = \frac{20000}{2x\sqrt{0,252^2+2,4085^2}}$	4129,4
100	$\frac{20000}{2x(0,336+j2,606)} = \frac{20000}{2x\sqrt{0,336^2+2,606^2}}$	3805,7

3. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa Tanah

$$\begin{aligned}
 I_{1\text{fasa tanah}} &= \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{34641,016}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}}
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 12 Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah.

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah
0	$\frac{34641,016}{2 \times (0 + j 1,8165) + (0,9 + j 17,1957)}$	1692,3
25	$\frac{34641,016}{2 \times (0,084 + j 2,0138) + (1,0675 + j 18,1977)}$	1476,5
50	$\frac{34641,016}{2 \times (0,168 + j 2,2112) + (1,253 + j 19,1998)}$	1374,0
75	$\frac{34641,016}{2 \times (0,252 + j 2,4085) + (1,4295 + j 20,2018)}$	1285,2
100	$\frac{34641,016}{2 \times (0,336 + j 2,606) + (1,606 + j 21,2039)}$	1207,2

Besarnya nilai gangguan arus hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa tanah dapat digunakan untuk mencari nilai dari *setting relay* yang digunakan baik itu *relay* arus lebih maupun *relay* gangguan tanah yang ada pada sisi *incoming* dan penyulang. Berikut adalah perbandingan nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa tanah terhadap titik lokasi gangguan.

Dari tabel 4.12 arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa tanah dapat diketahui bahwa besarnya arus gangguan hubung singkat berbanding terbalik dengan jarak atau panjang jaringan dimana semakin jauh jarak titik gangguan maka semakin kecil semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya.

Tabel 4. 13 Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa, 2 Fasa, dan 1 Fasa ke Tanah.

Panjang jaringan (%)	Jarak (Km)	Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa	Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa	Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa Tanah
0	0	6356,7	5505,0	1692,3
25	0,625	5728,9	4961,4	1476,5
50	1,25	5207,0	4509,4	1374,0
75	1,875	4768,2	4129,4	1285,2
100	2,50	4394,5	3805,7	1207,2

Sebagai contoh pada saat arus gangguan hubung singkat 3 fasa di titik 0% atau jarak 0 Km arus gangguannya sebesar 6356,7 A, kemudian pada titik 50% atau jarak 1,25 Km arus gangguan mengecil sebesar 5207,0 dan terus mengecil hingga titik 100%. Hal serupa terjadi pada arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan 1 fasa tanah. Selain itu arus gangguan hubung singkat 3 fasa lebih besar dari arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan begitu pula arus gangguan hubung singkat 1 fasa tanah.

4.3 Setting OCR dan GFR Disisi Penyulang 20 Kv

Berdasarkan tabel 4.2 pada Penyulang MDI 5 Transformator 1 Gardu Induk 150 kV Medari mempunyai arus yang terpasang dengan rasio 400: 1 A, dengan arus beban maksimum sebesar 1 A dan memiliki karakteristik *standard inverse*.

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 x $I_{load maks}$. Persyaratan lainnya yaitu *setting* waktu kerja sisi hilir (waktu minimum *relay*) sebesar 0,3 detik, persyaratan ini dilakukan agar *relay* tidak mengalami *trip* dikarenakan adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang terkoneksi di jaringan distribusi disaat PMT penyulang dimasukkan.

4.3.1 Perhitungan Nilai Setting Relay OCR

1. Setelan arus

Diketahui:

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

$$\text{Rasio CT} = 400 : 1 \text{ Ampere}$$

$$\begin{aligned} I_{set (primer)} &= 1,1 \times I_{beban} \\ &= 1,1 \times 480 \text{ A} \\ &= 528 \text{ A (sisi primer)} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} I_{set (sekunder)} &= I_{set (primer)} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400/1} \text{ A} \\ &= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400} \text{ A} \\ &= 1,32 \text{ A (sisi sekunder)} \end{aligned}$$

2. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi peyulang 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:

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

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

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

$$= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{6356,7}{528}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$TMS = 0,1093$$

4.3.2 Perhitungan Nilai Setting Relay GFR (Gangguan Tanah)

1. Setelan Arus

Untuk mencari nilai *setting* primer relay gangguan tanah dengan cara 10% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil. Dimana arus gangguan terkecil terletak di lokasi gangguan 100% maka:

$$I_{set\ (primer)} = 10\% \times \text{Arus Gangguan 1 Fasa Tanah (titik 100\%)}$$

$$= 10\% \times 1207,2\ \text{A}$$

$$= 120,72\ \text{A}$$

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

$$= 120,72\ \text{A} \times \frac{1}{400/1}\ \text{A}$$

$$= 120,72\ \text{A} \times \frac{1}{400}\ \text{A}$$

$$= 0,3018\ \text{A (Sisi Sekunder)}$$

2. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Sama dengan sebelumnya waktu ketetapan t yang digunakan sebesar 0,3 detik sehingga besarnya nilai TMS:

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

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

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

$$= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{1692,3}{120,72}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$TMS = 0,1161$$

Tabel 4. 14 *Setting* OCR dan GFR terhitung sisi penyulang.

<i>Relay</i> Penyulang	<i>Setting</i> Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,1093
	Rasio CT	400/1
	t (s)	0,29
	I set primer	528 A
	I set sekunder	1,32 A
GFR	TMS	0,1161
	Rasio CT	400/1
	t (s)	0,29
	I set primer	120,72 A
	I set sekunder	0,3018 A

4.3.3 Setting Relay Sisi Incoming 20kV

Berbeda dengan sisi penyulang, pada sisi *incoming* 20 kV diperlukan nilai arus nominal dalam menentukan setting *relay* nya.

Data yang diperoleh:

Kapasitas transformator	:30 MVA
Tegangan transformator	:150/20 kV
Impedansi	:12,9%
CT/Rasio	:1000/1 A

1. Setting Relay Arus Lebih OCR

a. Setelan Arus

Arus nominal trafo pada sisi 20 kV

$$\begin{aligned} I_{\text{nominal(sisi20kV)}} &= \frac{kVA}{kV\sqrt{3}} \\ &= \frac{30000}{20\sqrt{3}} \\ &= 866,02 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set(primer)}} &= 1,1 \times I_{\text{nominal}} \\ &= 1,1 \times 866,02 \text{ A} \\ &= 962,62 \text{ A} \end{aligned}$$

Nilai I sekunder adalah:

$$\begin{aligned} I_{\text{set(sekunder)}} &= I_{\text{set(primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 962,62 \times \frac{1}{1000/1} \\ &= 962,62 \times \frac{1}{1000} \\ &= 0,9626 \text{ A} \end{aligned}$$

b. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Perbedaan yang signifikan antara penentuan *setting relay* sisi penyulang dengan *incoming* adalah pada setelan TMSnya dimana untuk sisi *incoming* waktu kerja *relay* yang digunakan waktu kerja sisi penyulang (awal)+0,4 detik, sehingga besarnya nilai waktu kerja *relay incoming* adalah:

$$t_{incoming} = 0,3 + 0,4 = 0,7$$

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{6356,7}{962,62} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= 0,192 \end{aligned}$$

2. Relay Gangguan Tanah GFR

1. Setelan Arus

Agar *relay* gangguan tanah sisi *incoming* lebih peka atau cepat merasakan gangguan sesuai dengan sifatnya sebagai *backup* setelah *relay* sisi penyulang maka dalam menentukan *setting* nya dibuat lebih kecil yaitu 8% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil yaitu pada lokasi 100%.

$$\begin{aligned} I_{set(primer)} &= 8\% \times \text{gangguan 100\% panjang penyulang} \\ &= 8\% \times 1207,2 \text{ A} \\ &= 96,576 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{set(sekunder)} &= I_{set(primer)} \times \frac{1}{Rasio\ CT} \\ &= 96,576 \text{ A} \times \frac{1}{400/1} \text{ A} \\ &= 96,576 \text{ A} \times \frac{1}{400} \text{ A} \\ &= 0,241 \text{ A} \end{aligned}$$

2. 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:

$$t_{incoming} = 0,3 + 0,4 = 0,7 \text{ detik}$$

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

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 1\ fasa\ tanah}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{1692,3}{96,576}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\ &= 0,294 \end{aligned}$$

Tabel 4. 15 *Setting* OCR dan GFR terhitung sisi *incoming*.

<i>Relay Incoming</i>	<i>Setting</i> Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,192
	Rasio CT	1000/1
	t (s)	0,69
	I set primer	962,62A
	I set sekunder	0,9626 A
GFR	TMS	0,294
	Rasio CT	1000/1
	t (s)	0,69
	I set primer	96,576 A
	I set sekunder	0,241 A

4.4 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

Relay yang digunakan memiliki karakteristik *standard inverse* maka besarnya nilai pemeriksaan waktu kerja relay disetiap titik lokasi gangguan 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dapat diuraikan dengan rumus:

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

4.4.1 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa

Tabel berikut merupakan rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 3 fasa baik sisi *incoming* maupun sisi penyulang di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%.

Tabel 4. 16 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi Incoming (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{6356,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{6356,7}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5728,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5728,9}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,74$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5207,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,32$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5207,0}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,78$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4768,2}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4768,2}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,82$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4394,5}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,35$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4394,5}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,87$

Dapat dilihat bahwa waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat dari pada waktu kerja *relay* sisi *incoming* pada setiap titik lokasi gangguan.

Tabel 4. 17 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 3 Fasa.

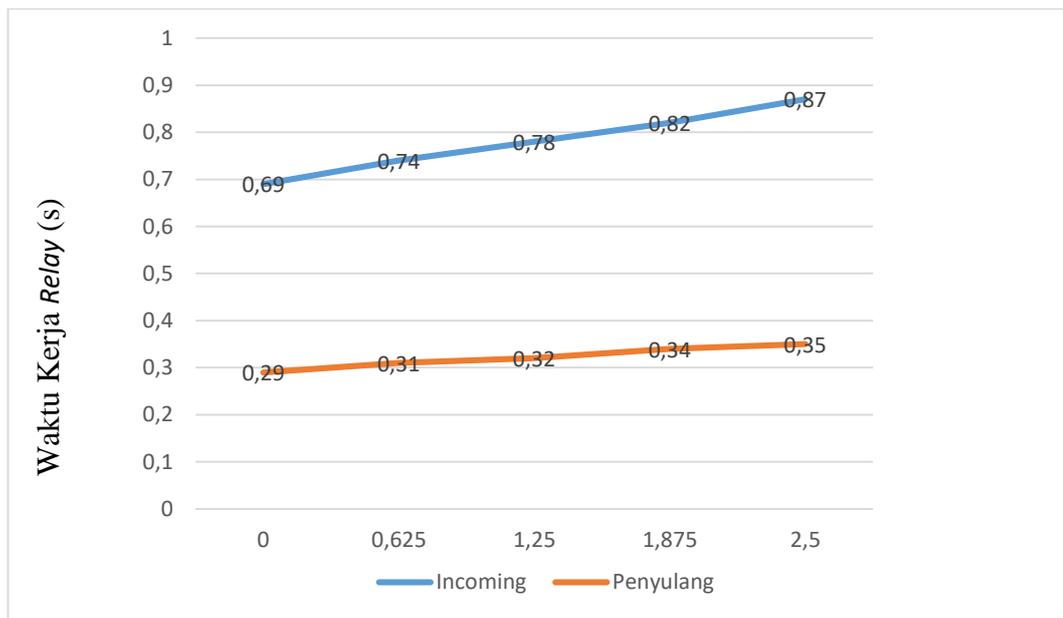
Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 3 Fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisish Waktu (detik)
0	0,69	0,29	0,4
25	0,74	0,31	0,43
50	0,78	0,32	0,46
75	0,82	0,34	0,48
100	0,87	0,35	0,52

Saat gangguan berada di lokasi 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,29 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,69 detik sehingga selisahnya 0,4 detik. Begitu pula selanjutnya saat lokasi gangguan semakin jauh, saat lokasi gangguan 50% waktu kerja *relay* penyulang 0,32 detik dan *relay incoming* 0,78 detik sehingga memiliki perbedaan waktu 0,46.

Artinya *relay* sisi penyulang adalah *relay* yang pertama kali merasakan gangguan atau merupakan *relay* utama sedangkan *relay incoming* sebagai *relay* cadangan yang merasakan setelah *relay* penyulang.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat kurva hubungan lokasi gangguan terhadap waktu kerja *relay*.

Dari kurva hubungan dibawah dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi tanda berwarna biru dan *relay penyulang* ditandai warna merah, berdasarkan kurva itu pula dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari pada *relay incoming*.



Gambar 4. 4 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja *Relay* Arus Gangguan 3 fasa.

Selain itu, waktu kerja untuk *relay* sisi *incoming* maupun penyulang semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka semakin besar atau lama pula waktu kerja *relay*nya sehingga grafik yang terbentuk adalah dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.4.2 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 2 Fasa

Dibawah ini adalah tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* untuk arus gangguan 2 fasa, sama dengan arus gangguan 3 fasa, pada gangguan 2 fasa ini waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat dibandingkan *relay* sisi *incoming*.

Tabel 4. 18 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 2 Fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5505,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5505,0}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,75$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4961,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,33$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4961,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,80$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4509,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4509,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,85$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4129,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,36$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4129,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,90$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{3805,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,38$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{3805,7}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,96$

Hal ini terlihat pada tabel, saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,31 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,75 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan, saat titik lokasi gangguan 50% waktu kerja *relay* penyulang 0,34 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,85 detik,

Begitu seterusnya saat titik lokasi gangguan 75% waktu kerja *relay* penyulang 0,36 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,90 detik dan begitu pula waktu kerja *relay* saat titik lokasi gangguan 100% akan lebih cepat waktu kerja *relay* penyulang dari pada *incoming*.

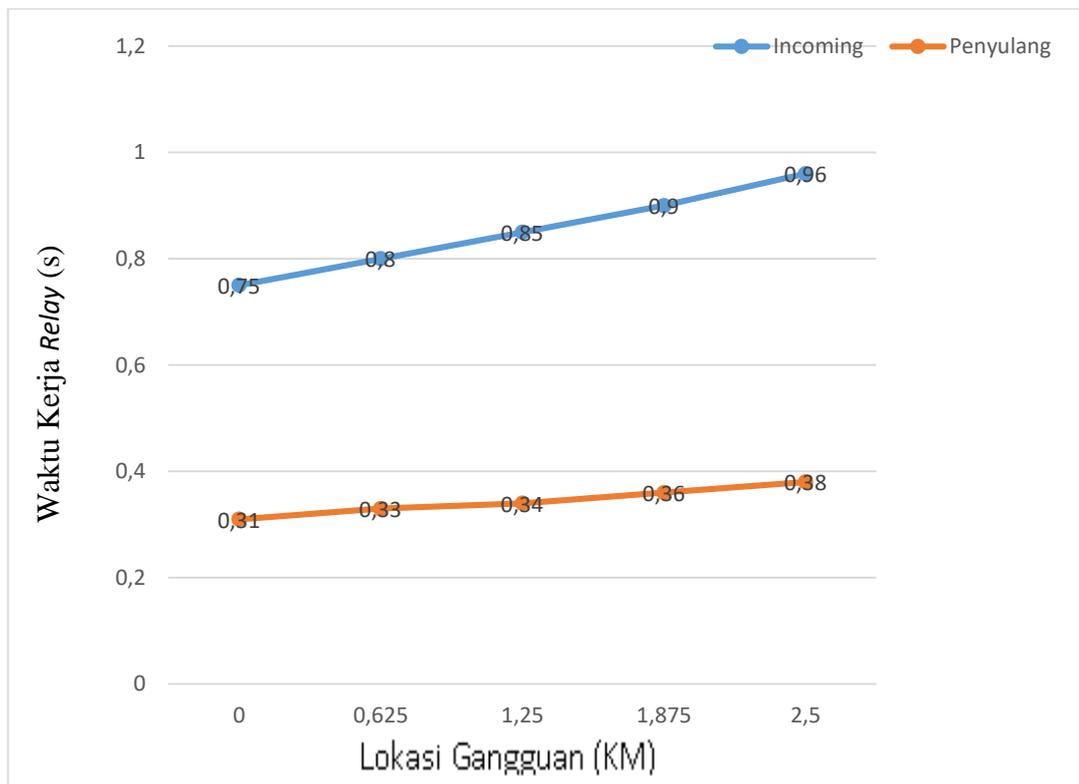
Tabel 4. 19 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 2 Fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay</i> Penyulang (detik)	Selisish Waktu (detik)
0	0,75	0,31	0,44
25	0,80	0,33	0,47
50	0,85	0,34	0,51
75	0,90	0,36	0,54
100	0,96	0,38	0,58

Waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan *relay incoming* ini membuktikan bahwa *relay* penyulang merupakan *relay* yang pertama merasakan gangguan selanjutnya dibantu dengan *relay incoming* sebagai *relay* cadangan.

Dari tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa maka dapat dibuat kurva hubungan antara waktu kerja *relay* dengan lokasi gangguan, bentuk kurvanya sebagai berikut:

Dari kurva hubungan dibawah ini dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi tanda berwarna biru dan *relay penyulang* ditandai warna merah, berdasarkan kurva itu pula dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari pada *relay incoming*.



Gambar 4.5 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja *Relay* Arus Gangguan 2 Fasa.

Selain itu, waktu kerja untuk *relay* sisi *incoming* maupun penyulang semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka semakin besar atau lama pula waktu kerja *relay* nya sehingga grafik yang terbentuk adalah dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.4.3 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Dari tabel 4.21 Pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 1 fasa ke tanah dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan waktu kerja *relay incoming* hal ini karena *relay* penyulang merupakan *relay* utama yang merasakan gangguan sedangkan *relay incoming* merupakan *relay* cadangan.

Tabel 4. 20 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1692,3}{120,72}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,29</p>	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1692,3}{96,576}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,69</p>
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1476,5}{120,72}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,31</p>	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1476,5}{96,576}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,73</p>
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1374,0}{120,72}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,32</p>	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1374,0}{96,576}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,75</p>
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1285,2}{120,72}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,33</p>	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1285,2}{96,576}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,77</p>
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1207,2}{120,72}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,34</p>	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1207,2}{96,576}\right)^{0,02} - 1} =$ <p>0,79</p>

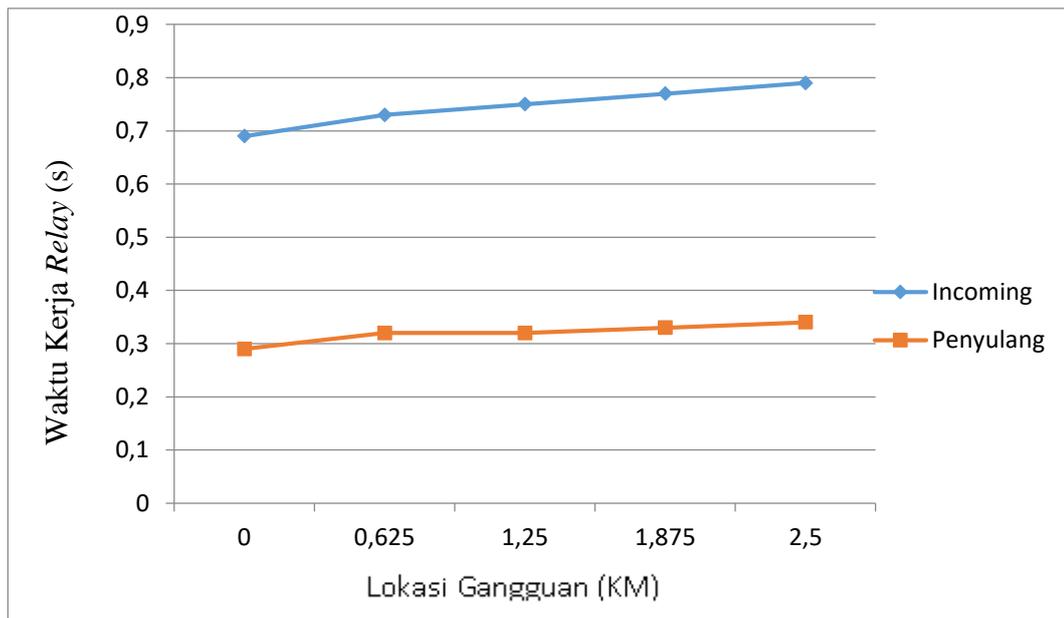
Tabel 4. 21 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 1 Fasa ke Tanah			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay</i> Penyulang (detik)	Selisish Waktu (detik)
0	0,69	0,29	0,4
25	0,73	0,31	0,42
50	0,75	0,32	0,43
75	0,77	0,33	0,44
100	0,79	0,34	0,45

Dapat diperhatikan saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja *relay* sisi penyulang 0,29 detik dan sisi *incoming* 0,68 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan yang ada maka waktu kerja *relay* untuk kedua sisi semakin lama atau terus naik hingga pada saat titik lokasi gangguan 100% waktu kerja *relay* sisi penyulang 0,42 detik dan sisi *incoming* 0,93 detik.

Selisih waktu antara waktu kerja *relay* penyulang dengan waktu kerja *relay incoming* saat gangguan 1 fasa tanah tidak terlalu jauh sekitar 0,40 detik. Dari tabel diatas pula dapat dibuat kurva hubungan antara lokasi gangguan dengan waktu kerja *relay* baik itu *relay* sisi penyulang maupun *relay* sisi *incoming* pada saat gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Dari kurva diatas dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* terhadap titik lokasi gangguan berbanding lurus dimana semakin panjang titik lokasi gangguan yang terjadi maka semakin lama pula waktu kerja *relay* aktif. Adapun kurvanya adalah sebagai berikut ini:



Gambar 4. 6 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja *Relay* Arus Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Dapat dilihat dari kurvanya yang berbentuk garis miring dari kiri bawah ke kanan atas karena waktu kerja *relay* yang semakin lama. Berbeda dengan kurva-kurva sebelumnya, dimana selisih waktu kerja v di arus gangguan 1 fasa ke tanah (kurva ini) memiliki selisih waktu kerja yang paling sedikit diantara 2 kurva lainnya.

Hal ini dikarenakan hubung singkat 1 fasa ke tanah harus cepat diatasi, oleh karena itu waktu kerja *relay* dikedua sisi tidak memiliki selisih yang signifikan.

4.5 Perbandingan *Setting Relay* OCR dan GFR Terpasang dengan Terhitung serta berdasarkan ETAP

Di bawah ini merupakan contoh tabel perbandingan seting *relay* terpasang dan yang terhitung serta berdasarkan ETAP

Tabel 4. 22 Perbandingan *Setting Relay* Terpasang dan Terhitung.

Nama <i>Relay</i>		<i>Relay</i> Terpasang		<i>Relay</i> Terhitung		<i>Relay</i> Simulasi ETAP	
		Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang
OCR	TMS	0,25	0,21	0,192	0,1093	0,192	0,1093
	Rasio CT	1000/1	400/1	1000/1	400/1	1000/1	400/1
	T	0,6 (detik)	0,3 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)
GFR	TMS	0,44	0,29	0,294	0,1161	-	-
	Rasio CT	1000/1	400/1	1000/1	400/1	-	-
	T	0,6 (detik)	0,3 (detik)	0,6 (detik)	0,29 (detik)	-	-

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa nilai-nilai yang terpasang dengan yang terhitung memiliki sedikit perbedaan, dimana nilai TMS dan *t (time)* pada OCR sisi *incoming* terpasang sebesar 0,25 dan 0,6 detik sedangkan yang terhitung sebesar 0,192 dan 0,69 detik sehingga TMS dan *t (time)* memiliki selisih sekitar 0,058 dan 0,19. Begitu pula OCR pada sisi penyulang, TMS dan *t (time)* terpasang sebesar 0,21 dan 0,3 detik, sedangkan terhitung sebesar 0,1093 dan 0,29 detik memiliki selisih 0,1007 dan 0,01 detik.

Selanjutnya GFR pada sisi *incoming*, TMS dan *t (time)* terpasang sebesar 0,44 dan 0,6 detik, sedangkan terhitung sebesar 0,294 dan 0,6 detik memiliki selisih 0,146 dan 0 detik. GFR pada sisi penyulang, TMS dan *t (time)* terpasang sebesar 0,29 dan 0,3 detik, sedangkan terhitung sebesar 0,1161 dan 0,29 detik memiliki selisih 0,1739 dan 0,01 detik. Jika diperhatikan selisih yang ada pada nilai TMS tidak terlalu besar dan begitu pula dengan nilai *t (time)* nya tidak memiliki

selisih yang begitu jauh, karena nilai t (*time*) ini digunakan *relay* untuk mem-*pick up* atau aktif ketika ganggaun dirasakan. Sehingga berdasarkan tabel tersebut dapat dikatakan bahwa koordinasi proteksi *relay* yang ada masih cukup bagus dan *setting relay* yang terpasang di gardu induk sudah baik.

4.6 Simulasi Gangguan dengan Software Etap 12.6

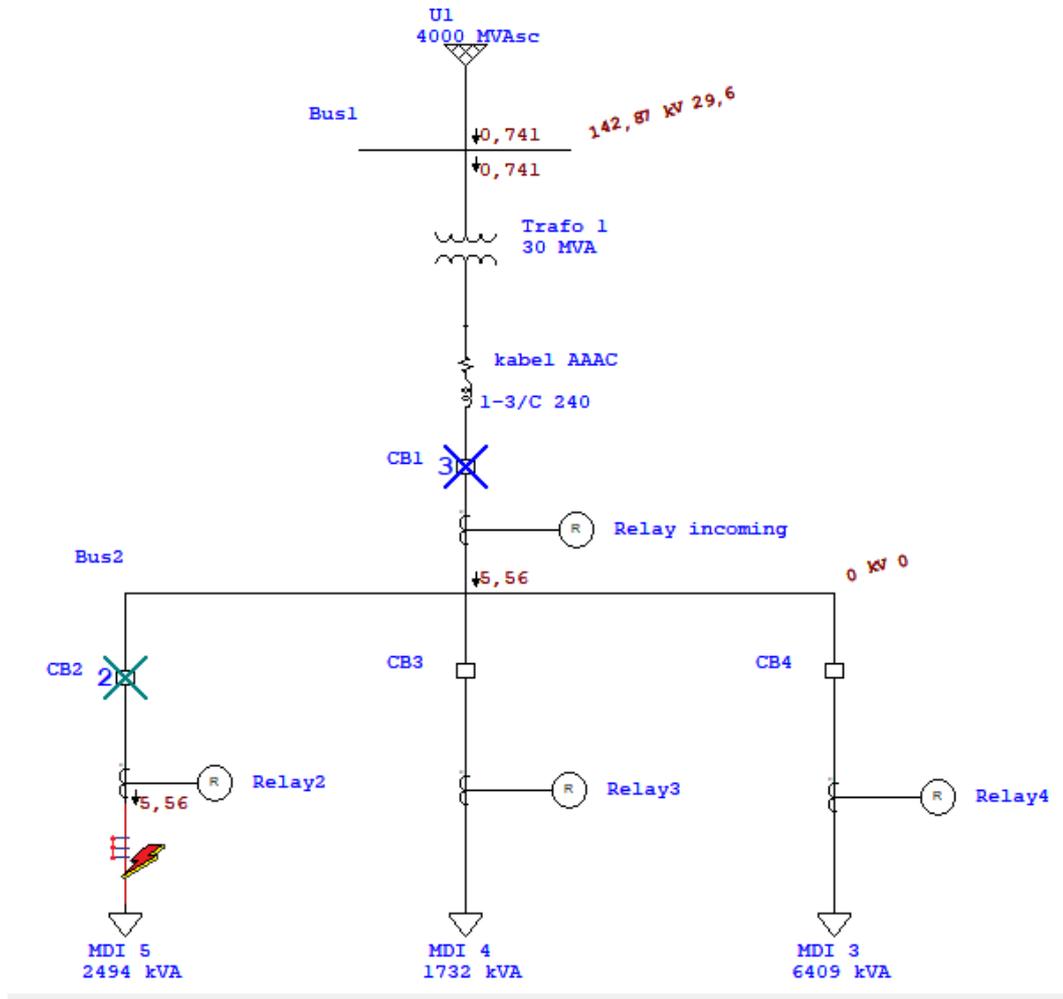
Simulasi gangguan yang terjadi pada kordinasi proteksi penyulang 20 kV dan proteksi pelanggan khusus tegangan menengah disini menggunakan *software etap* dengan seri 12.6, Untuk mensimulasi gangguan pada etap menggunakan fitur *star protective device coordination* dan *short circuit analysys*, dengan cara memberikan gangguan (*fault insertion*) pada *bus* atau jaringan yang hendak diketahui kinerja *relay* nya.

Pada simulasi ini akan terdiri dari simulasi pada jaringan penyulang dan pada jaringan *incoming* 20 kV, dari simulasi gangguan tersebut akan dilihat bagaimana *relay* yang ada bekerja, apakah sudah bekerja dengan semestinya dan layak digunakan atau malah sebaliknya.

4.6.1 Perbandingan Simulasi Gangguan Pada Setting Relay Terpasang dan Terhitung

Adapun simulasi yang ada dengan membandingkan seting *relay* yang ada atau terpasang di Gardu Induk 150 kV Medari dengan *setting relay* yang terhitung secara manual. Berikut ini adalah simulasi-simulasinya:

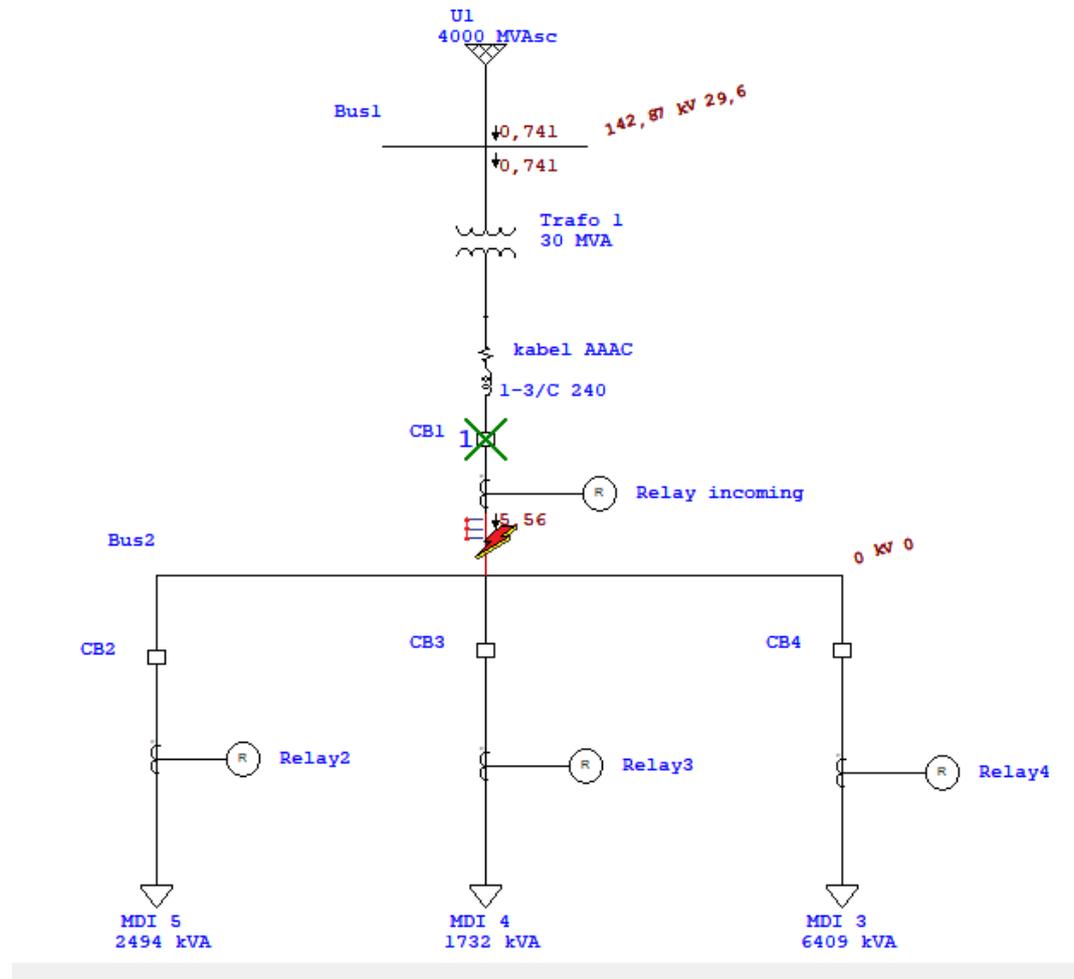
1. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terpasang di GI)



Gambar 4. 7 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terpasang di GI).

Dari gambar simulasi diatas, gangguan yang dilakukan pada jaringan penyulang (MDI 5), maka yang terjadi adalah *relay 2* akan membaca dan merasakan besaran dari arus gangguan yang terjadi dan akan memerintahkan CB 2 untuk bekerja jika arus gangguan melebihi batas *setting*. Saat arus gangguan melebihi batas *setting* maka, *relay 2* akan memerintahkan CB 2 yang merupakan CB (pemutus) yang berada terdekat dengan penyulang bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi terbuka (*open*) akibat adanya gangguan dengan waktu kerja *relay* 0,3 detik. Selanjutnya jika CB 2 tidak dapat mengatasi gangguan maka CB 1 akan bekerja dan men *trip* kan jaringan dengan waktu kerja *relay* 0,6 detik.

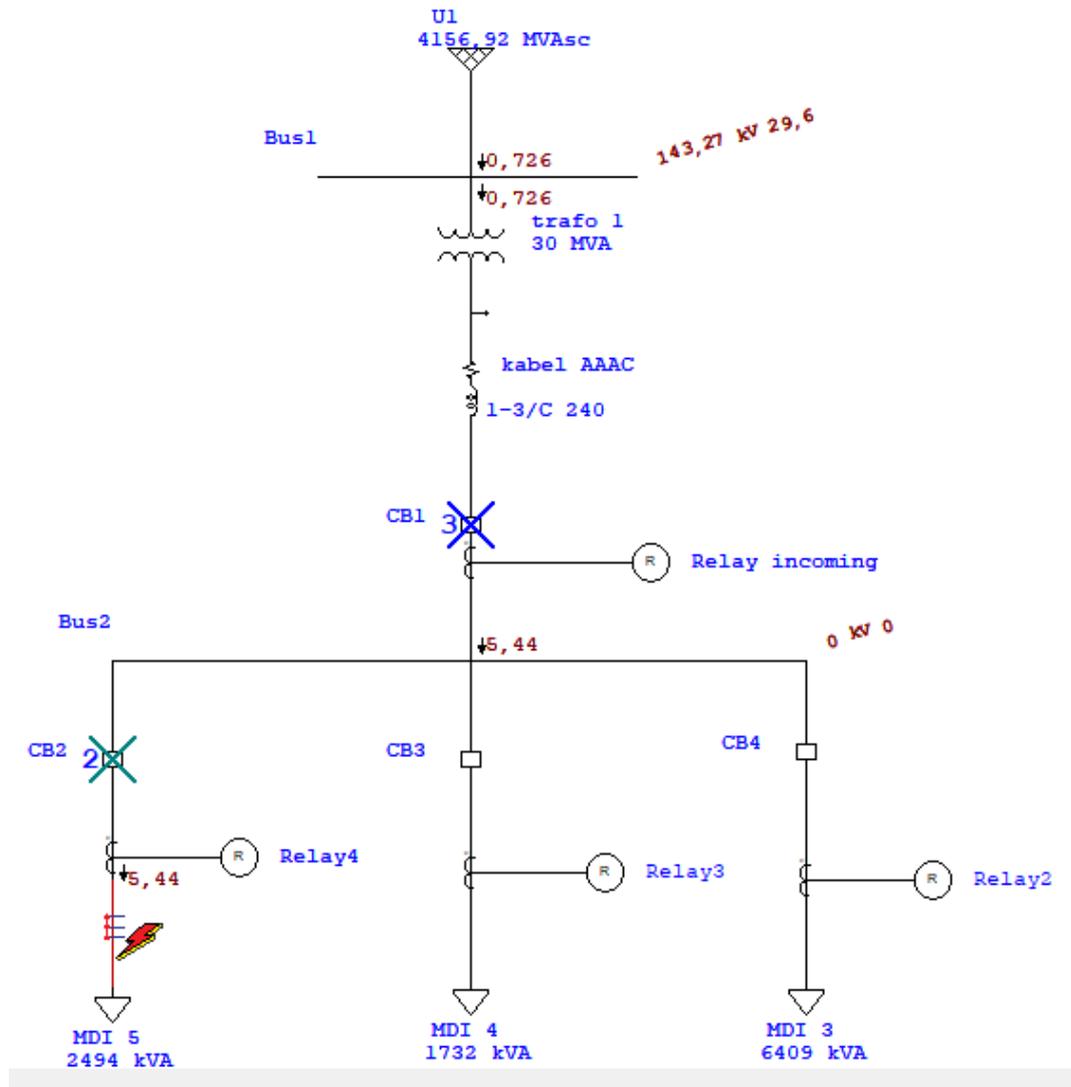
2. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terpasang di GI)



Gambar 4. 8 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terpasang di GI).

Berdasarkan gambar diatas, dapat kita lihat titik gangguan terjadi pada jaringan *bus 2* atau jaringan setelah trafo 1 menuju penyulang. *Relay 1* yang akan merasakan gangguan pertama ketika di beri gangguan karena *relay 1* merupakan pengaman yang terdekat saat gangguan terjadi. *Relay 1* merasakan gangguan dan jika melebihi batas *setting* maka, *relay 1* akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi konsisi terbuka (*open*) dengan waktu kerja *relay* 0,6 detik.

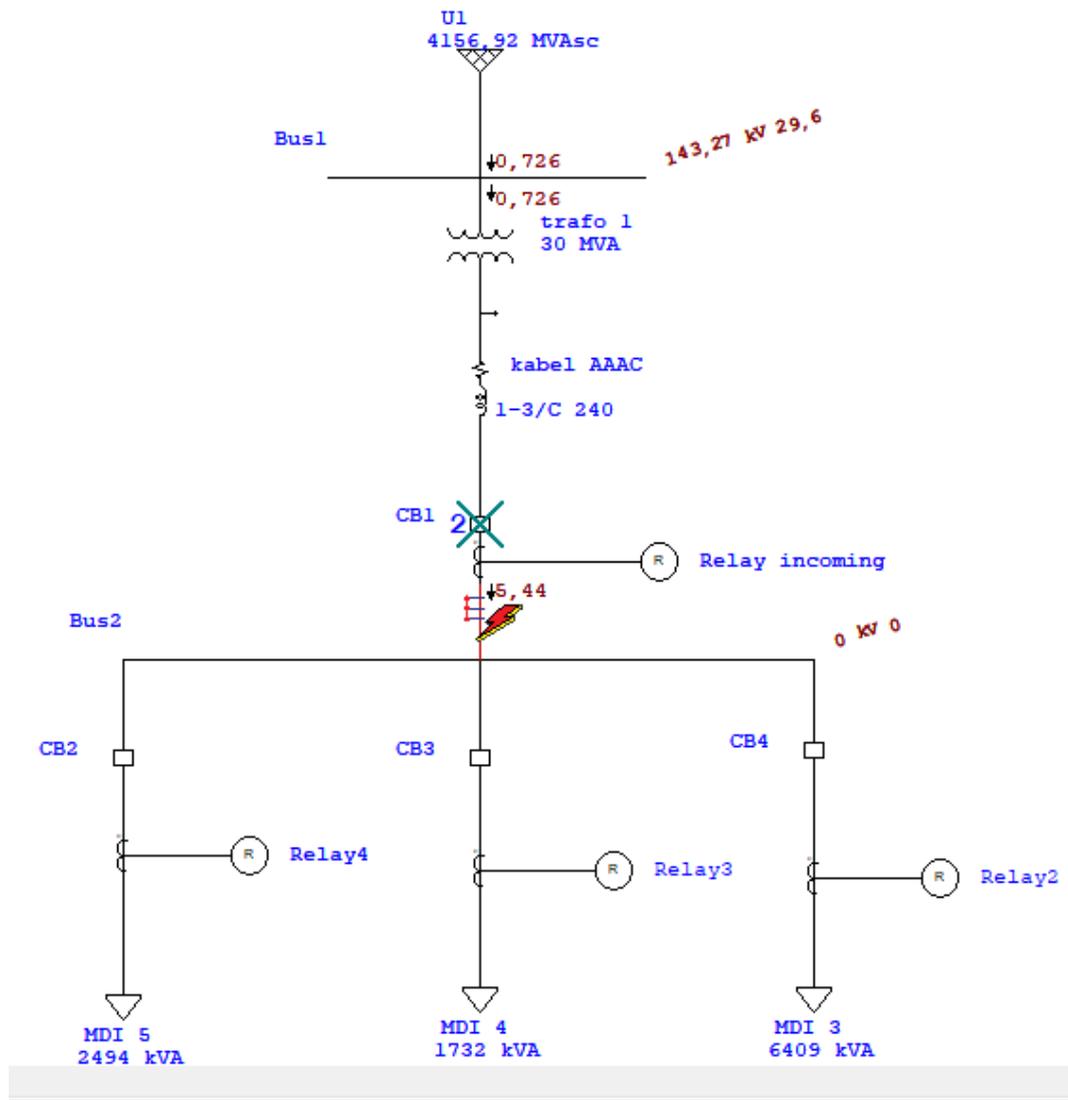
3. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terhitung Manual)



Gambar 4. 9 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terhitung Manual).

Gambar di atas merupakan simulasi yang dilakukan pada sisi penyulang, bus 2 di jaringan MDI 5 maka sama seperti yang sebelumnya CB 2 akan di perintahkan oleh relay 2 untuk bekerja jika ada arus gangguan yang melebihi setting dengan waktu kerja 0,29 detik. Jika CB 2 tidak dapat bekerja maka CB 1 yang akan mendapatkan perintah dari relay 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dalam waktu 0,69 detik.

4. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terhitung Manual)



Gambar 4. 10 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terhitung Manual).

Sama seperti sebelumnya gangguan terjadi pada jaringan bus 2 yang dekat dengan relay 1 maka, relay 1 akan merasakan dan membaca gangguan. Jika nilai gangguan melebihi batas setting maka relay 1 akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dengan waktu kerja 0,69 detik.