

penelitian ini adalah Trafo 1, dimana data dan spesifikasi yang ada pada trafo 1 adalah sebagai berikut:

Tabel 4.1. Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Godean 150 kV

Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Godean 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 1
<i>Merk/Type</i>	Pauwels/3011160130
<i>Year of Manufacture</i>	2017
<i>Rated Power</i>	60 MVA
<i>Frequency</i>	50 Hz
<i>Phase</i>	3
<i>Vector Group</i>	YNyn0+d
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
<i>Short Circuit 150 kV</i>	40 kA
<i>Short Circuit 20 kV</i>	25 kA
<i>Impedance</i>	12,251 %

Dapat dilihat pada tabel 4.1 diatas, transformator 1 di gardu induk Godean merupakan Trafo dengan *Merk* Pauwels yang dirancang pada tahun 2017 yang memiliki kapasitas sebesar 60 MVA, dan memiliki *Vector Group* YNyn0+d yang berarti trafo tersebut memiliki belitan delta, beroperasi pada frekuensi 50 Hz serta bertegangan 150 kV dan 20 kV pada sisi Sekundernya. Trafo 1 memiliki *Short Circuit* atau arus hubung singkat pada 150 kV sebesar 40 kA, dan pada 20 kV sebesar 25 kA, dengan memiliki impedansi sebesar 12,251 %.

4.1.3. Data Spesifikasi Relay OCR dan GFR

Data *relay* OCR dan GFR yang terdapat di Gardu Induk Godean adalah sebagai berikut:

Tabel 4.2. Spesifikasi *Relay* OCR dan GFR

Jenis <i>Relay</i>	<i>Relay</i> pada 150 kV			<i>Relay</i> pada 20 kv		
	<i>Merk</i>	Inominal	Rasio CT	<i>Merk</i>	Inominal	Rasio CT
OCR	AREVA MICOM P141	1A	300/1A	SCHNEIDER MICOM P141	5A	2000/5A
GFR	AREVA MICOM P141	1A	300/1A	SCHNEIDER MICOM P141	5A	2000/5A

Relay OCR (*Over Current Relay*) merupakan *Relay* yang prinsip kerjanya ketika adanya arus yang lebih diraskan oleh *Relay*, baik disebabkan oleh gangguan hubung singkat atau *overload* (beban lebih), ketika kenaikan arus tersebut melebihi jumlah yang telah ditetapkan/disetting pada *Relay*, maka *Relay* akan memberikan perintah trip ke pemutus tenaga (PMT) sesuai dengan karakteristik waktunya.

Relay GFR (*Ground Fault Relay*) yang bekerja ketika adanya arus urutan nol pada kawat netral yang disebabkan oleh gangguan hubung singkat ke tanah (fasa ke tanah) atau karena ketidak seimbangan arus.

Pada gardu induk Godean *Relay* yang digunakan pada sisi 150 kV adalah merk AREVA dengan *type* MICOM P141 dengan arus nominal sebesar 1 ampere dengan perbandingan rasio 300/1A, sedangkan pada sisi 20 kV menggunakan merk SCHNEIDER dengan *type* MICOM P141 yang mempunyai arus nominal sebesar 5 A dan perbandingan rasio sebesar 2000/5A.

4.1.4. Data Setting Relay OCR dan GFR

Data *setting relay* yang ada pada gardu induk Godean 150 kV adalah sebagai berikut:

OCR dan GFR sisi 20 kV	SCHNEIDER MICOM P141 OCR Range I> : 0,100 In – 25,00 In Step I> : 0,010 In Range TMS : 0,025 – 1,500 Step TMS : 0,001 Range I>> : 0,500 In – 40,00 In Step I>> : 0,010 In t1>> : 0,00 s – 150,00 s Step t1>> : 0,01 s GFR Range Ie> : 0,100 Ien – 2,00 Ien Step Ie> : 0,001 Ien Range TMS : 0,025 – 1,500 Step TMS : 0,001 Range Ie>> : 0,010 Ien – 8,00 Ien Step Ie>> : 0,001 Ien t1e>> : 0,00 s – 150,00 s Step t1e>> : 0,01 s	<i>Rasio CT = 2000/5 In Ry = 5 A</i> OCR Function I> : Yes I> : 1.04 In Delay Type : IDMT Idmt : SI (IEC) Tms : 0.17 t Reset : 0.10 s Function I>> : Yes I>> : 3.46 In Delay Type : DMT t1>> : 0.700 s Function I>>> : Yes I>>> : 5.2 In Delay Type : DMT t1>>> : 0.400 s GFR Function Ie> : Yes Ie> : 0.346 Ien Delay Type : IDMT Idmt : SI (IEC) Tms : 0.44 t Reset : 0.10 s Function Ie>> : Yes Ie>> : 2.36 Ien Delay Type : DMT t1e>> : 0.700 s Function Ie>>> : Yes Ie>>> : 3.8 Ien Delay Type : DMT t1e>>> : 0.400 s	<i>Rasio CT = 2000/5 In Ry = 5A</i> OCR Function I> : Yes I> : 1.04 In Delay Type : IDMT Idmt : SI (IEC) Tms : 0.23 t Reset : 0.10 s Function I>> : Yes I>> : 3.5 In Delay Type : DMT t1>> : 0.600 s Function I>>> : Yes I>>> : 4.3 In Delay Type : DMT t1>>> : 0.400 s GFR Function Ie> : Yes Ie> : 0.35 Ien Delay Type : IDMT Idmt : SI (IEC) Tms : 0.43 t Reset : 0.10 s Function Ie>> : Yes Ie>> : 2.6 Ien Delay Type : DMT t1e>> : 0.600 s Function Ie>>> : Yes Ie>>> : 3.5 Ien Delay Type : DMT t1e>>> : 0.400 s
OCR/GFR Penyulang	<i>Rasio CT = 600/5 In Ry = 5 A</i> OCR Is = 4 A Tap = 0.8 x In TMS = 0.16 (SI) Highset OCR 1 I >> = 5 In t >> = 0.3 detik Highset OCR 2 I >> = 14 In t >> = Instant GFR Is = 2 A Tap = 0.4 x In TMS = 0.36 (SI) Highset GFR 1 I >> = 4 In t >> = 0.3 detik Highset GFR 2 I >> = 10 In t >> = Instant	<i>Rasio CT = 400/1 In Ry = 1 A</i> OCR Is = 1.2 A Tap = 1.2 x In TMS = 0.26 (SI) Highset OCR 1 I >> = 7.87 In t >> = 0.3 detik Highset OCR 2 I >> = 18.9 In t >> = Instant GFR Is = 0.6 A Tap = 0.6 x In TMS = 0.29 (SI) Highset GFR 1 I >> = 5.9 In t >> = 0.3 detik Highset GFR 2 I >>> = 13 In t >>> = Instant	

Gambar 4.2. Data *Setting Relay* OCR dan GFR Gardu Induk Godean

Pada gambar 4.2 dapat dilihat bahwa nilai *setting relay* OCR dan GFR yang ada di Trafo 1 Gardu Induk Godean memiliki karakteristik *Standar Inverse* (SI), dengan nilai TMS dan *t* (*time*) berbeda pada tiap sisinya. Pada sisi *incoming* 20 kV, *setting relay* OCR yang digunakan memiliki nilai TMS = 0,23 dengan *t* = 0,600s dan pada GFR memiliki nilai TMS = 0,43 dengan *t* = 0,600s. Sedangkan pada sisi penyulang, *relay* OCR yang digunakan memiliki nilai TMS = 0,26 dengan *t* = 0,3 detik dan pada GFR memiliki nilai TMS = 0,29 dengan *t* = 0,3 detik.

4.1.5. Data Penghantar Penyulang

Perhitungan impedansi penyulang bergantung dengan besar kecilnya impedansi per km dari penyulang yang bersangkutan, yang mana nilai tersebut ditentukan oleh jenis penghantar yang digunakan, luas penampang dan panjang jaringan SUTM (Saluran Udara Tegangan Menengah) atau kabel bawah tanah SKTM (Saluran Kabel Tegangan Menengah). Untuk mengetahui nilai impedansi urutan positif dan urutan nol (*Solid Grounded*) menurut SPLN No: 064 1985, yaitu:

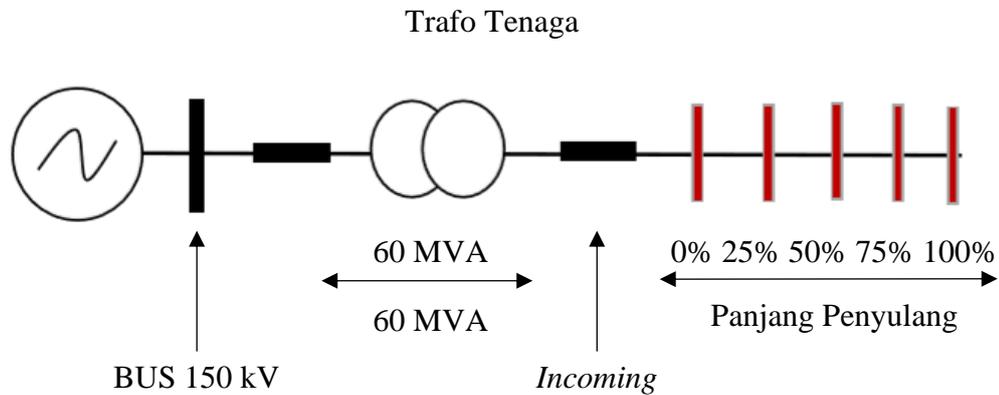
Tabel 4.3. Nilai impedansi menurut SPLN No: 064 1985

No	Penampang Nominal (mm ²)	Jari-jari (mm)	Urat	Impedansi urutan positif (Ω/km)	Impedansi urutan negatif (Ω/km)
1	16	2,2563	7	2,0161 + j0,4036	2,1641 + j1,6911
2	25	2,8203	7	1,2903 + j0,3895	1,4384 + j1,6770
3	35	3,3371	7	0,9217 + j0,3790	1,0697 + j1,6665
4	50	3,9886	7	0,6452 + j0,3678	0,7932 + j1,6553
5	70	4,7193	7	0,4608 + j0,3572	0,6088 + j1,6447
6	95	5,4979	19	0,3396 + j0,3449	0,4876 + j1,6324
7	120	6,1791	19	0,2688 + j0,3376	0,4168 + j1,6251
8	150	6,9084	19	0,2162 + j0,3305	0,3224 + j1,6180
9	185	7,6722	19	0,1744 + j0,3239	0,3224 + j1,6114
10	240	8,7386	19	0,1344 + j0,3158	0,2824 + j1,6034

4.2. Perhitungan Arus Hubung Singkat

Gangguan arus hubung singkat pada jaringan listrik dapat dikelompokkan menjadi 3 (tiga) jenis, yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa, gangguan hubung singkat dua fasa dan gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.

Besarnya arus gangguan hubung singkat dapat dihitung berdasarkan dari panjangnya penyulang. Titik-titik lokasi terjadinya gangguan dapat diasumsikan di 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% penyulang, seperti gambar dibawah ini:



4.2.1. 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:

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

Dimana:

MVA_{sc} = Daya *Short Circuit*

I_{sc} = Arus *Short Circuit* Trafo 1

V_{primer} = Tegangan primer.

Maka:

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

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

$$X_{s(150kV)} = \frac{kV \text{ (sisi primer)}^2}{MVA_{sc}}$$

$$= \frac{150^2}{6495,19} = 3,46 \Omega$$

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

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

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

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

Sehingga:

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

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

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

4.2.2. 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 ($X_{t1} = X_{t2}$)

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

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

$$= 0,8171 \Omega$$

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

4.2.3. Impedansi Penyulang

Perhitungan impedansi penyulang pada gardu induk Godean diambil contoh penyulang GDN.4 yang menggunakan jenis penghantar AAAC dengan 2 diameter yang berbeda, yaitu 240 mm^2 dan 150 mm^2 . Dan panjang penyulang sepanjang 6,5 Km.

Impedansi urutan positif dan negatif $Z_1=Z_2$ dengan penghantar AAAC $240 \text{ mm}^2 = 6,5 \text{ Km}$.

$$Z_1=Z_2 (\text{AAAC } 240 \text{ mm}^2) = (0,1344 + j 0,3158) \Omega/\text{Km} \times \text{Panjang penyulang}$$

$$Z_1 \text{ \& } Z_2 = (0,1344 + j 0,3158) \Omega/\text{Km} \times 6,5 \text{ Km}$$

$$Z_1 \text{ \& } Z_2 = 0,8736 + j 2,0527 \Omega$$

Impedansi urutan nol Z_0 dengan penghantar AAAC $150 \text{ mm}^2 = 6,5 \text{ Km}$
 $Z_0 (\text{AAAC } 150 \text{ mm}^2) = (0,3224 + j 1,6180) \Omega/\text{Km} \times \text{Panjang penyulang}$

$$Z_0 = (0,3224 + j 1,618) \Omega/\text{Km} \times 6,5 \text{ Km}$$

$$Z_0 = 2,096 + j 10,517 \Omega$$

Dari perhitungan diatas telah diketahui nilai impedansi pada jarak 6,5 Km atau 100% dari panjang penyulang. Untuk lokasi gangguan pada jarak 0%, 25%, 50%, 75%, 100% dari panjang penyulang dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Urutan Positif dan Negatif $Z_1=Z_2$

Tabel 4.4. Tabel urutan positif dan negatif $Z_1=Z_2$

Panjang Jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang $Z_1=Z_2$
0	0	0% (0,8736 + j 2,0527)	0
25	1,6	25% (0,8736 + j 2,0527)	0,2184 + j 0,5132
50	3,25	50% (0,8736 + j 2,0527)	0,4368 + j 1,0263
75	4,87	75% (0,8736 + j 2,0527)	0,6552 + j 1,5395
100	6,5	100% (0,8736 + j 2,0527)	0,8736 + j 2,0527

Urutan Nol Z_0

Tabel 4.5. Tabel urutan nol Z_0

Panjang Jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_0
0	0	0% (2,096 + j 10,517)	0
25	1,6	25% (2,096 + j 10,517)	0,524 + j 2,629 Ohm
50	3,25	50% (2,096 + j 10,517)	1,048 + j 5,258 Ohm
75	4,87	75% (2,096 + j 10,517)	1,572 + j 7,887 Ohm
100	6,5	100% (2,096 + j 10,517)	2,096 + j 10,517 Ohm

4.2.4. Impedansi Ekuivalen Jaringan

Perhitungan impedansi ekuivalen $Z_{1eq}=Z_{2eq}$

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} = Z_{is} \text{ (sisi sekunder 20 Kv)} + Z_{iT} + Z_1 \text{ Penyulang}$$

$$= j 0,062 + j 0,8171 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

$$= j 0,8791 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada titik 0%, 25%, 75% dan 100% pada penyulang, maka $Z_{1eq} = Z_{2eq}$ yang diperoleh adalah sebagai berikut:

Tabel 4.6. Impedansi Ekivalen $Z_{1eq}=Z_{2eq}$

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi Ekivalen $Z_{1eq}=Z_{2eq}$
0	0	$0 + j 0,8791$	$0 + j 0,8791$
25	1,6	$0,2184 + j 0,5132 + j 0,8791$	$0,2184 + j 1,392 \text{ Ohm}$
50	3,25	$0,4368 + j 1,0263 + j 0,8791$	$0,4368 + j 1,905 \text{ Ohm}$
75	4,87	$0,6552 + j 1,5395 + j 0,8791$	$0,6552 + j 2,419 \text{ Ohm}$
100	6,5	$0,8736 + j 2,0527 + j 0,8791$	$0,8736 + j 2,932 \text{ Ohm}$

Perhitungan impedansi ekivalen Z_{0eq}

$$Z_{0eq} = Z_{0t} + 3 R_n + Z_0 \text{ Penyulang}$$

$$= j 2,452 + (3 \times 0,3) + Z_0 \text{ Penyulang}$$

$$= 0,9 + j 2,452 + Z_0 \text{ Penyulang}$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada titik 0%, 25%, 75% dan 100% pada penyulang, maka Z_{0eq} yang diperoleh adalah sebagai berikut:

Tabel 4.7. Impedansi Ekivalen Z_{0eq}

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi Ekivalen Z_{0eq}
0	0	$0,9 + j 2,452 + 0$	$0,9 + j 2,452$
25	1,6	$0,9 + j 2,452 + 0,524 + j 2,629$	$1,424 + j 5,081 \text{ Ohm}$
50	3,25	$0,9 + j 2,452 + 1,048 + j 5,258$	$1,948 + j 7,71 \text{ Ohm}$
75	4,87	$0,9 + j 2,452 + 1,572 + j 7,887$	$2,472 + j 10,339 \text{ Ohm}$
100	6,5	$0,9 + j 2,452 + 2,096 + j 10,517$	$2,996 + j 12,969 \text{ Ohm}$

4.2.5. Menghitung Arus Gangguan Hubung Singkat

Setelah mendapatkan nilai impedansi ekuivalen pada setiap titik gangguan yang diasumsikan, selanjutnya untuk perhitungan arus gangguan hubung singkat yang terjadi dapat digunakan rumus dasar ($I=V/Z$), hanya saja impedansi ekuivalen yang akan digunakan di dalam rumus tergantung dari jenis arus gangguan hubung singkatnya. Dimana gangguan arus hubung singkat bisa saja terjadi pada 3 fasa ataupun 2 fasa.

a. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Rumus yang digunakan untuk menghitung gangguan arus hubung singkat 3 fasa yaitu:

$$I = V/Z$$

Dimana : I = Arus Gangguan Hubung Singkat 3 fasa

$$V = \text{Tegangan fasa – netral sistem } 20 \text{ kV } (V_{ph}) = 20 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

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

Sehingga gangguan arus hubung singkat 3 fasa dapat dihitung dengan cara sebagai berikut :

$$I_{3fasa} = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}}$$

$$I_{3fasa} = \frac{11547}{Z_{1eq}}$$

Dengan demikian nilai gangguan arus hubung singkat 3 fasa pada setiap titik gangguan adalah sebagai berikut:

Tabel 4.8. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus Gangguan 3 Fasa
0	$11547 \div \sqrt{0^2 + 0,8791^2}$	13135,02 Ampere
25	$11547 \div \sqrt{0,2184^2 + 1,392^2}$	8195,01 Ampere
50	$11547 \div \sqrt{0,4368^2 + 1,905^2}$	5908,1 Ampere
75	$11547 \div \sqrt{0,6552^2 + 2,419^2}$	4607,44 Ampere
100	$11547 \div \sqrt{0,8736^2 + 2,932^2}$	3774,29 Ampere

b. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Rumus yang digunakan untuk menghitung gangguan arus hubung singkat 2 fasa yaitu:

$$I = V/Z$$

Dimana : I = Arus Gangguan Hubung Singkat 2 fasa

V = Tegangan fasa – netral sistem 20 kV (V_{ph})

Z = Impedansi urutan positif (Z_{1eq}) dan urutan negatif (Z_{2eq})

Sehingga gangguan arus hubung singkat 2 fasa dapat dihitung dengan cara sebagai berikut :

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

$$I_{2fasa} = \frac{20000}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

$$I_{2fasa} = \frac{20000}{2 \times Z_{1eq}}$$

Dengan demikian nilai gangguan arus hubung singkat 2 fasa pada setiap titik gangguan adalah sebagai berikut:

Tabel 4.9. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus Gangguan 2 Fasa
0	$20000 \div 2 \times \sqrt{0^2+0,8791^2}$	11375,27 Ampere
25	$20000 \div 2 \times \sqrt{0,2184^2+1,392^2}$	7097,08 Ampere
50	$20000 \div 2 \times \sqrt{0,4368^2+1,905^2}$	5116,57 Ampere
75	$20000 \div 2 \times \sqrt{0,6552^2+2,419^2}$	3990,16 Ampere
100	$20000 \div 2 \times \sqrt{0,8736^2+2,932^2}$	3268,64 Ampere

c. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Rumus yang digunakan untuk menghitung gangguan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah yaitu:

$$I = V/Z$$

Dimana : I = Arus Gangguan Hubung Singkat 2 fasa

V = Tegangan fasa – netral sistem 20 kV (V_{ph})

Z = Impedansi urutan positif (Z_{1eq}) dan urutan negatif (Z_{2eq})

Sehingga gangguan arus hubung singkat 2 fasa dapat dihitung dengan cara sebagai berikut :

$$I_{1fasa-tanah} = \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

$$I_{1fasa-tanah} = \frac{3 \times (20000 \div \sqrt{3})}{(2 \times Z_{1eq}) + Z_{0eq}}$$

$$I_{1fasa-tanah} = \frac{34641,016}{(2 \times Z_{1eq}) + Z_{0eq}}$$

Dengan demikian nilai gangguan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah pada setiap titik gangguan adalah sebagai berikut:

Tabel 4.10. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus Gangguan 1 Fasa ke Tanah
0	$34641,016 \div (2 \times \sqrt{0^2+0,8791^2})+\sqrt{0,9^2+2,452^2}$	7926,73 Ampere
25	$34641,016 \div (2 \times \sqrt{0,2184^2+1,392^2})+\sqrt{1,424^2+5,081^2}$	4279,4 Ampere
50	$34641,016 \div (2 \times \sqrt{0,4368^2+1,905^2})+\sqrt{1,948^2+7,71^2}$	2920,54 Ampere
75	$34641,016 \div (2 \times \sqrt{0,6552^2+2,419^2})+\sqrt{2,472^2+10,339^2}$	2214,51 Ampere
100	$34641,016 \div (2 \times \sqrt{0,8736^2+2,932^2})+\sqrt{2,996^2+12,969^2}$	1782,93 Ampere

Setelah didapatkan nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 3, 2 dan 1 fasa ke tanah, maka nilai gangguan dapat digunakan untuk penentuan nilai *setting relay* arus lebih dan juga arus gangguan tanah terhadap titik gangguan (lokasi gangguan pada penyulang dinyatakan dalam %), yang mana dapat dilihat pada tabel ringkasan dibawah ini:

Tabel 4.11. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah

Panjang Jaringan %	Jarak (Km)	Gangguan 3 Fasa	Gangguan 2 Fasa	Gangguan 1 Fasa ke Tanah
0	0	13135,02 Ampere	11375,27 Ampere	7926,73 Ampere
25	1,63	8195,01 Ampere	7097,08 Ampere	4279,4 Ampere
50	3,25	5908,1 Ampere	5116,57 Ampere	2920,54 Ampere
75	4,87	4607,44 Ampere	3990,16 Ampere	2214,51 Ampere
100	6,5	3774,29 Ampere	3268,64 Ampere	1782,93 Ampere

Dari hasil perhitungan arus gangguan yang diperoleh, dapat diketahui bahwa nilai arus gangguan hubung singkat dipengaruhi oleh jarak. Dimana semakin jauh titik gangguan maka semakin kecil pula nilai arus gangguannya begitu juga sebaliknya. Jika ditinjau dari gangguan per fasa nilai arus gangguan 3 fasa lebih besar dibandingkan dengan arus gangguan 2 fasa dan begitu juga 1 fasa ke tanah.

4.3 Perhitungan Nilai *Setting Over Current Relay (OCR)* dan *Ground Fault Relay (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*.

4.3.1. Nilai *Setting Relay OCR* dan *GFR* di sisi *incoming* 20 kV

A. *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}

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

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

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

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

$$I_{set\ sekunder} = \frac{I_{set\ primer}}{ratio\ CT} = \frac{2078,46}{2000 : 5} = \frac{2078,46}{400}$$

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

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:

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

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

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

B. 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.

$$I_{set\ primer} = 8\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ panjang penyulang}$$

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

$$= 142,634 A$$

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

$$\begin{aligned}
 &= \frac{142,634}{2000:5} \\
 &= 0,357 \text{ A}
 \end{aligned}$$

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:

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

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

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

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

Tabel 4.12. Hasil Perhitungan *Setting Relay* OCR dan GFR

<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 _{set primer}	2078,46 A
	I _{set sekunder}	5,196 A
GFR	TMS	0,22
	Ratio CT	2000:5
	t (s)	0,600 detik
	I _{set primer}	142,634 A
	I _{set sekunder}	0,357 A

4.3.2. Nilai Setting Relay OCR dan GFR di sisi penyulang

A. 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_{set}

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

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

$$I_{set\ primer} = 1,2 \times I_{beban\ maksimal} = 1,2 \times 400 \text{ A}$$

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

$$I_{set\ sekunder} = \frac{I_{set\ primer}}{\text{ratio CT}} = \frac{480}{2000 : 5} = \frac{480}{400}$$

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

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:

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

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

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

B. 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.

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

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

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:

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

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

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

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

Tabel 4.13. Hasil Perhitungan *Setting Relay* OCR dan GFR

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

4.4. 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:

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

4.4.1. 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:

Tabel 4.14. Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 3 fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20kV	Sisi <i>Incoming</i> 20kV
0	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{13135,02}{480}\right)^{0,02} - 1}$ <p>= 0,3 detik</p>	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{13135,02}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ <p>= 0,6 detik</p>
25	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{8195,01}{480}\right)^{0,02} - 1}$ <p>= 0,35 detik</p>	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{8195,01}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ <p>= 0,8 detik</p>

Tabel lanjutan

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20kV	Sisi <i>Incoming</i> 20kV
50	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{5908,1}{480}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,39 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{5908,1}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ $= 1,06 \text{ detik}$
75	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{4607,44}{480}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,45 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{4607,44}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ $= 1,39 \text{ detik}$
100	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{3774,29}{480}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,49 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{3774,29}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ $= 1,87 \text{ detik}$

Dari hasil perhitungan diatas maka dapat dilihat kembali pada tabel dibawah ini yang merupakan hasil rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja *relay* pada arus gangguan 3 fasa baik sisi penyulang maupun sisi *incoming* 20kV dari titik gangguan yang diasumsikan:

Tabel 4.15. Rekapitulasi Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 3 fasa.

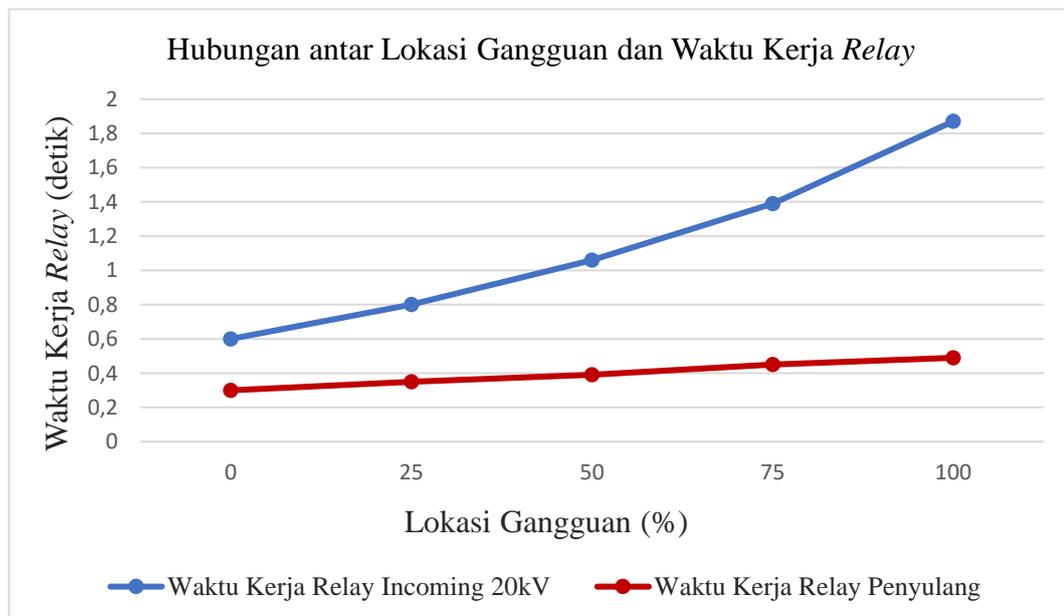
Rekapitulasi Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> 20kV (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,6 detik	0,3 detik	0,3 detik
25	0,8 detik	0,35 detik	0,45 detik
50	1,06 detik	0,39 detik	0,67 detik
75	1,39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

Dapat dilihat pada Tabel 4.15. hasil rekapitulasi waktu kerja *relay* pada arus gangguan 3 fasa bahwa, waktu kerja *relay* di sisi penyulang lebih cepat dari pada *relay* di sisi *incoming* 20kV. Saat gangguan berada di titik 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,7 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,99 detik, terjadi selisih waktu kerja 0,29 detik.

Begitu pula pada setiap lokasi gangguan/titik gangguan lainnya, saat lokasi gangguan semakin jauh maka selisih waktu kerja *relay* akan semakin bertambah, seperti pada saat gangguan 50% waktu kerja dari *relay* penyulang 0,9 detik dan waktu kerja dari *relay incoming* 1,78 detik sehingga memiliki selisih perbedaan waktu 0,88 detik.

Dimana ketika terjadi gangguan 3 fasa yang pertama kali merasakan arus gangguan adalah *Relay* di sisi penyulang, sedangkan *relay incoming* tetap pada kondisi *stand by* sebagai cadangan ketika *relay* di sisi penyulang tidak bekerja.

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



Gambar 4.3. 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 grafiknya berbentuk landai.

4.4.2. 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:

Tabel 4.16. Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 2 fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 2 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20kV	Sisi <i>Incoming</i> 20kV
0	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{11375,27}{480}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,32 detik	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{11375,27}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,65 detik
25	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{7097,08}{480}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,37 detik	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{7097,08}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,9 detik
50	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{5116,57}{480}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,43 detik	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{5116,57}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ = 1,23 detik
75	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{3990,16}{480}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,48 detik	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{3990,16}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ = 1,7 detik
100	$t = \frac{0,14 \times 0,147}{\left(\frac{3268,64}{480}\right)^{0,02} - 1}$ = 0,53 detik	$t = \frac{0,14 \times 0,16}{\left(\frac{3268,64}{2078,46}\right)^{0,02} - 1}$ = 2,46 detik

Dari hasil perhitungan diatas maka dapat dilihat kembali pada tabel dibawah ini yang merupakan hasil rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja *relay* pada arus gangguan 2 fasa baik sisi penyulang maupun sisi *incoming* 20kV dari titik gangguan yang diasumsikan:

Tabel 4.17. Rekapitulasi Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 2 fasa.

Rekapitulasi Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 2 fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay</i> <i>Incoming</i> 20kV (detik)	Waktu Kerja <i>Relay</i> Penyulang (detik)	Selisih Waktu (detik)
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

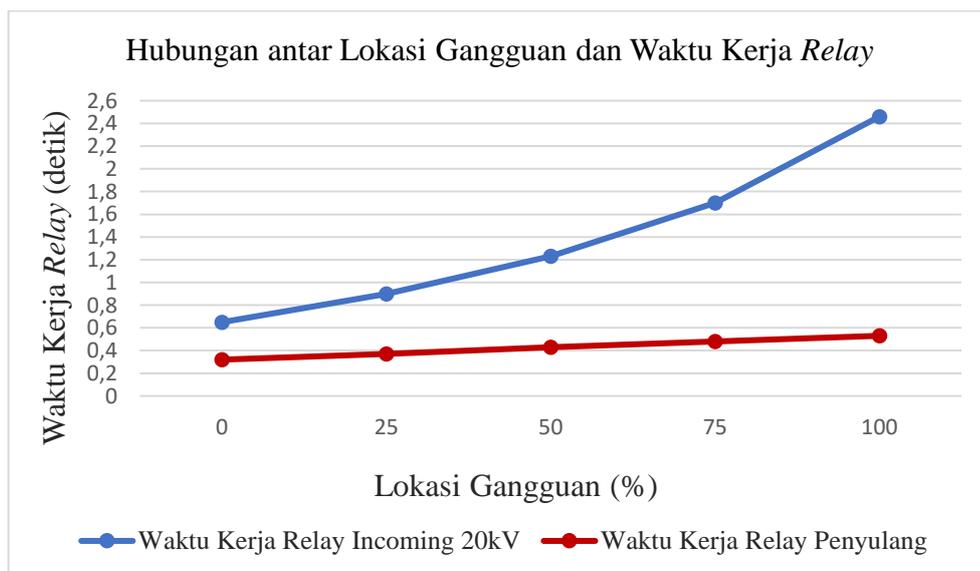
Dapat dilihat pada Tabel 4.17. hasil rekapitulasi waktu kerja *relay* pada arus gangguan 2 fasa, dari hasil waktu kerja *relay* pada sisi penyulang tidak terdapat perubahan waktu yang terlampaui jauh dengan waktu kerja *relay* penyulang pada saat terjadi arus gangguan 3 fasa.

Untuk selisih waktu kerja *relay* antara sisi penyulang dan sisi *incoming* 20kV dapat diketahui bahwa, waktu kerja *relay* sisi penyulang masih lebih cepat dari pada *relay* di sisi *incoming* 20kV. Saat gangguan berada di titik 50% waktu kerja *relay* penyulang 0,77 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 2,06 detik, terjadi selisih waktu kerja 1,29 detik.

Begitu pula pada setiap lokasi gangguan/titik gangguan lainnya, saat lokasi gangguan semakin jauh maka selisih waktu kerja *relay* akan semakin bertambah, seperti pada saat gangguan terjadi di titik 100%, waktu kerja dari *relay* penyulang 0,97 detik dan waktu kerja dari *relay incoming* 4,13 detik sehingga memiliki selisih perbedaan waktu 3,16 detik.

Dimana ketika terjadi gangguan 2 fasa yang pertama kali merasakan arus gangguan adalah *relay* di sisi penyulang, sedangkan *relay incoming* tetap pada kondisi *stand by* sebagai cadangan ketika *relay* di sisi penyulang tidak bekerja.

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



Gambar 4.4. 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.

4.4.3. 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:

Tabel 4.18. Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 1 fasa ke Tanah.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20kV	Sisi <i>Incoming</i> 20kV
0	$t = \frac{0,14 \times 0,101}{\left(\frac{7926,73}{178,293}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,18 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,22}{\left(\frac{7926,73}{142,634}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,37 \text{ detik}$
25	$t = \frac{0,14 \times 0,101}{\left(\frac{4279,4}{178,293}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,22 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,22}{\left(\frac{4279,4}{142,634}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,44 \text{ detik}$
50	$t = \frac{0,14 \times 0,101}{\left(\frac{2920,54}{178,293}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,25 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,22}{\left(\frac{2920,54}{142,634}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,5 \text{ detik}$
75	$t = \frac{0,14 \times 0,101}{\left(\frac{2214,51}{178,293}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,27 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,22}{\left(\frac{2214,51}{142,634}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,55 \text{ detik}$
100	$t = \frac{0,14 \times 0,101}{\left(\frac{1782,93}{178,293}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,3 \text{ detik}$	$t = \frac{0,14 \times 0,22}{\left(\frac{1782,93}{142,634}\right)^{0,02} - 1}$ $= 0,59 \text{ detik}$

Dari hasil perhitungan diatas maka dapat dilihat kembali pada tabel dibawah ini yang merupakan hasil rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja *relay* pada arus gangguan 1 fasa ke tanah baik sisi penyulang maupun sisi *incoming* 20kV dari titik gangguan yang diasumsikan:

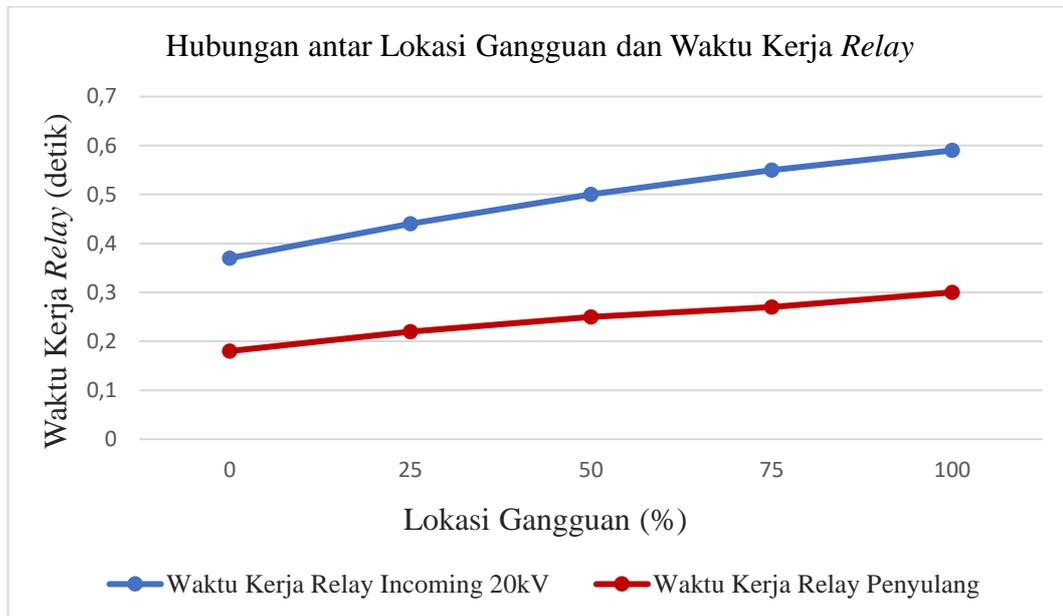
Tabel 4.19. Rekapitulasi Waktu Kerja *Relay* pada Arus Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Rekapitulasi Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 1 fasa ke Tanah			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> 20kV (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
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

Dapat dilihat pada Tabel 4.19. hasil rekapitulasi waktu kerja *relay* pada arus gangguan 1 fasa ke tanah bahwa, waktu kerja *relay* di sisi penyulang lebih cepat dari pada *relay* di sisi *incoming* 20kV. Saat gangguan berada di titik 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,42 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,62 detik, terjadi selisih waktu kerja 0,2 detik. Begitu juga pada saat terjadi arus gangguan 75% waktu kerja dari *relay* penyulang 0,7 detik dan waktu kerja dari *relay incoming* 0,92 sehingga memiliki selisih perbedaan waktu 0,28 detik.

Saat lokasi gangguan semakin jauh maka selisih waktu kerja *relay* akan semakin bertambah juga. Dimana ketika terjadi arus gangguan 1 fasa ke tanah yang pertama kali merasakan arus gangguan adalah *relay* di sisi penyulang, sedangkan *relay incoming* tetap pada kondisi *stand by* sebagai cadangan ketika *relay* di sisi penyulang tidak bekerja.

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



Gambar 4.5. Kurva Hubungan antar 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.

4.5. Perbandingan Antara *Setting Relay OCR* dan *GFR* Terpasang dengan 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:

Tabel 4.20. Perbandingan *Setting Relay OCR* Terpasang dengan Terhitung

Jenis <i>Relay</i>		<i>Relay</i> Terpasang		<i>Relay</i> 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

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:

Tabel 4.21. Perbandingan Setting *Relay* GFR Terpasang dengan Terhitung

Jenis <i>Relay</i>		<i>Relay</i> Terpasang		<i>Relay</i> 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

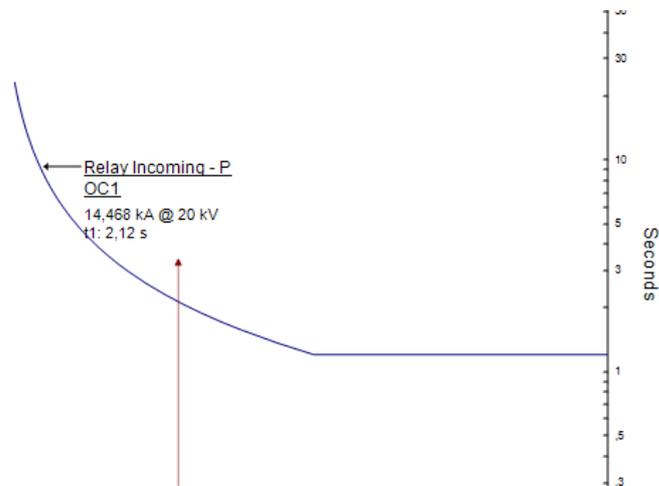
Dari tabel diatas dapat dilihat perbandingan antara *setting relay* GFR terpasang dengan terhitung. Dimana nilai TMS dan t (waktu kerja) pada *relay* GFR di sisi *incoming* 20kV terpasang sebesar 0,43 dan 0,6 detik, sedangkan pada nilai *setting* terhitung di sisi *incoming* 20kV nilai TMS dan t (waktu 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 4.20. dan 4.21. 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.

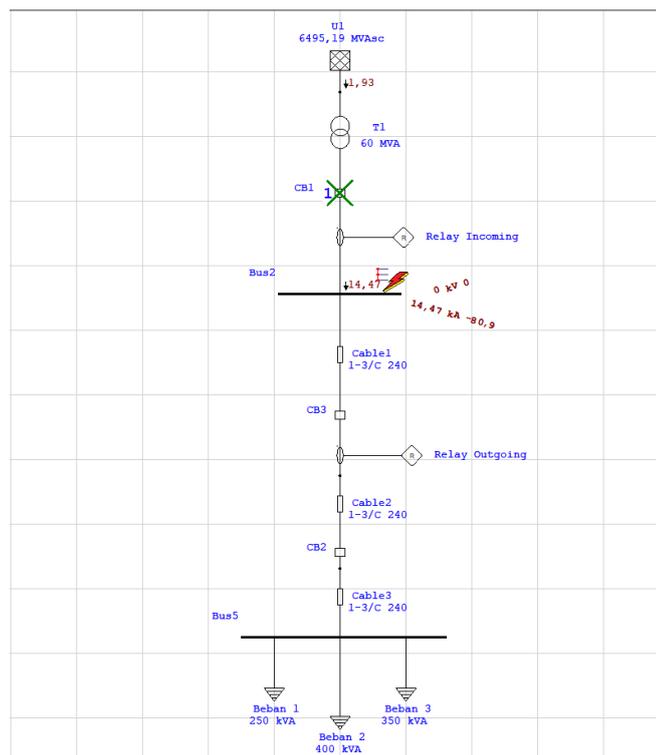
4.6. Simulasi Menggunakan *Software* ETAP 12.6

Simulasi dilakukan guna mengetahui bagaimana perbandingan koordinasi dari nilai *setting relay* di lapangan dan nilai *setting* terhitung. Setelah itu dilakukan



Gambar 4.7. Bentuk dan waktu kerja *relay incoming* terpasang

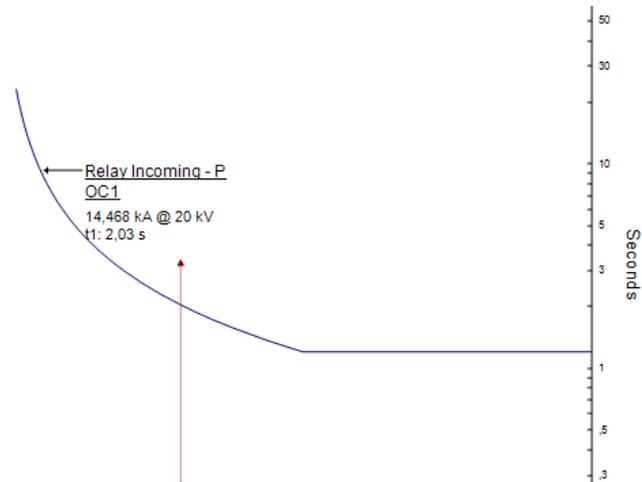
Bentuk yang menunjukkan waktu kerja dari *relay incoming* yang terpasang di Gardu Induk Godean dapat dilihat pada Gambar 4.7, dimana nya berbentuk landai dan memiliki waktu kerja 2,12 s.



Gambar 4.8. Koordinasi di sisi *incoming* dengan nilai *setting relay* terhitung

Pada gambar 4.8 menunjukkan koordinasi di sisi *incoming* dengan nilai *setting relay* yang dihitung secara manual terbilang baik dimana ketika terjadi

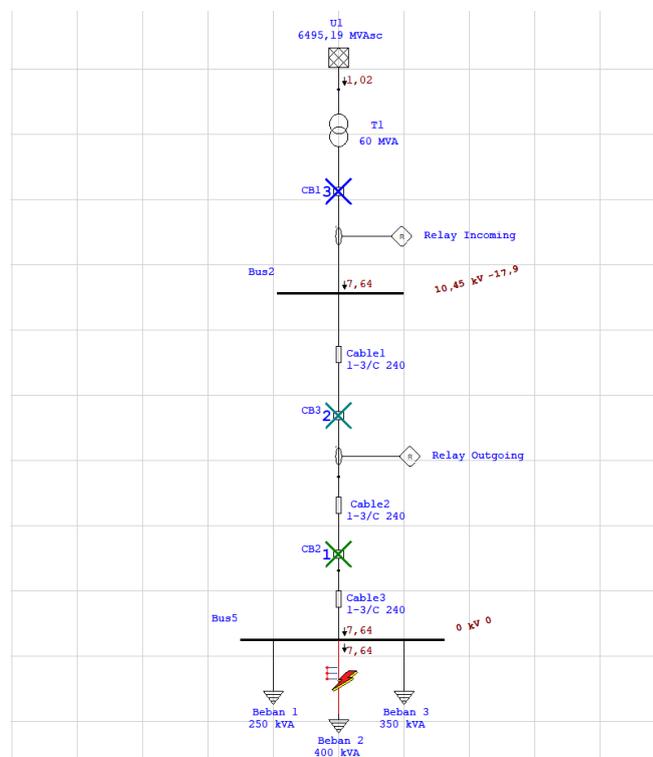
gangguan disekitar *incoming*, *relay* bekerja dengan memerintahkan CB untuk melakukan *trip*.



Gambar 4.7. Bentuk dan waktu kerja relay incoming terhitung

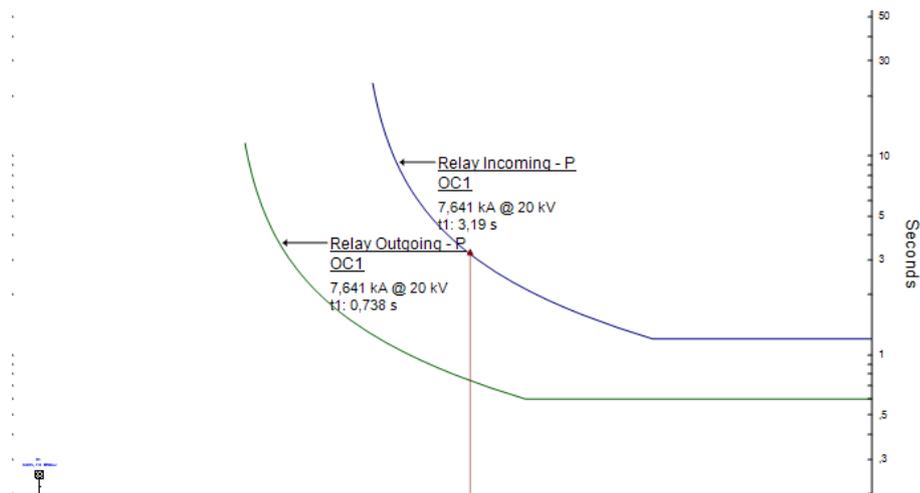
Bentuk yang menunjukkan waktu kerja dari *relay incoming* yang dihitung secara manual dapat dilihat pada Gambar 4.9, dimana nya berbentuk landai dan memiliki waktu kerja 2,03 s.

2. Perbandingan simulasi koordinasi proteksi di sisi *outgoing*



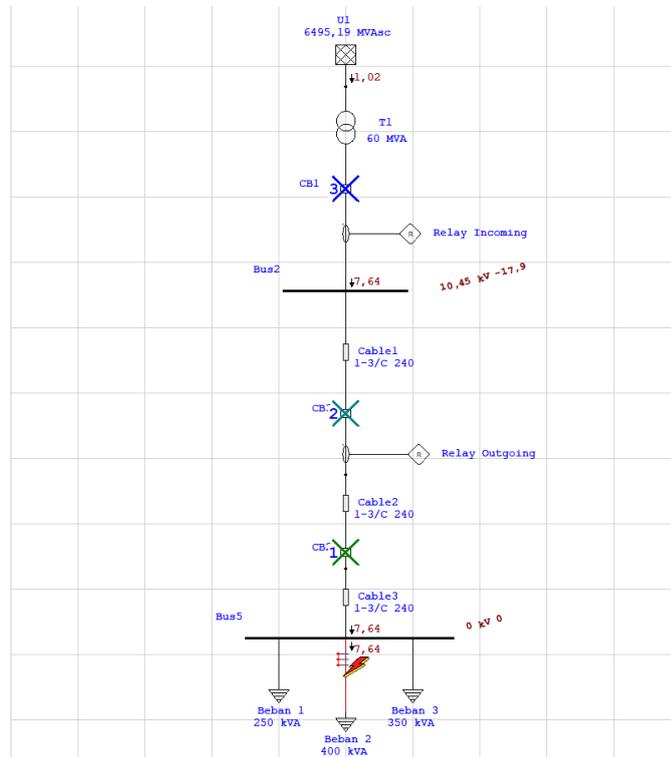
Gambar 4.8. Koordinasi di sisi *outgoing* dengan nilai *setting relay* terpasang

Pada gambar 4.10 menunjukkan koordinasi di sisi penyulang atau *outgoing* dengan nilai *setting relay* yang terpasang di Gardu Induk Godean menunjukkan *relay* mana yang akan bekerja memerintahkan CB untuk melakukan tindakan terlebih dahulu. Dari simulasi tersebut menunjukkan angka 1, 2 dan 3 pada setiap CB yang mana hal tersebut menunjukkan CB yang akan bekerja terlebih dahulu dan kemudian akan *diback-up* dengan CB setelahnya apabila CB tersebut tidak dapat bekerja.



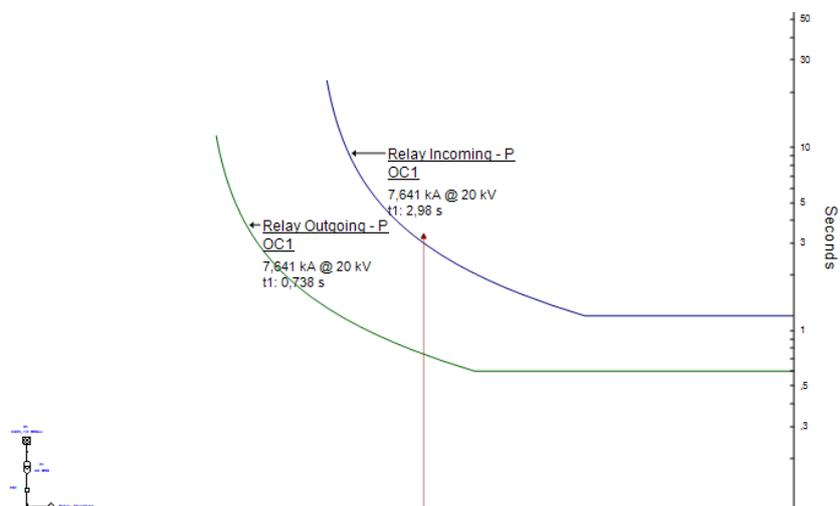
Gambar 4.11. Bentuk dan waktu kerja *relay outgoing* terpasang

Bentuk yang menunjukkan koordinasi dan waktu kerja dari *relay incoming* dan *relay outgoing* yang terpasang di Gardu Induk Godean dapat dilihat pada Gambar 4.11, dimana kedua nya berbentuk landai dan memiliki waktu kerja 3,19 s pada *incoming* dan 0,738 s pada *outgoingnya*.



Gambar 4.12. Koordinasi di sisi *outgoing* dengan nilai *setting relay* terhitung

Pada gambar 4.12 menunjukkan koordinasi di sisi penyulang atau *outgoing* dengan nilai *setting relay* yang dihitung secara manual menunjukkan *relay* mana yang akan bekerja memerintahkan CB untuk melakukan tindakan terlebih dahulu. Dari simulasi tersebut menunjukkan angka 1, 2 dan 3 pada setiap CB yang mana hal tersebut menunjukkan CB yang akan bekerja terlebih dahulu dan kemudian akan *diback-up* dengan CB setelahnya apabila CB tersebut tidak dapat bekerja.



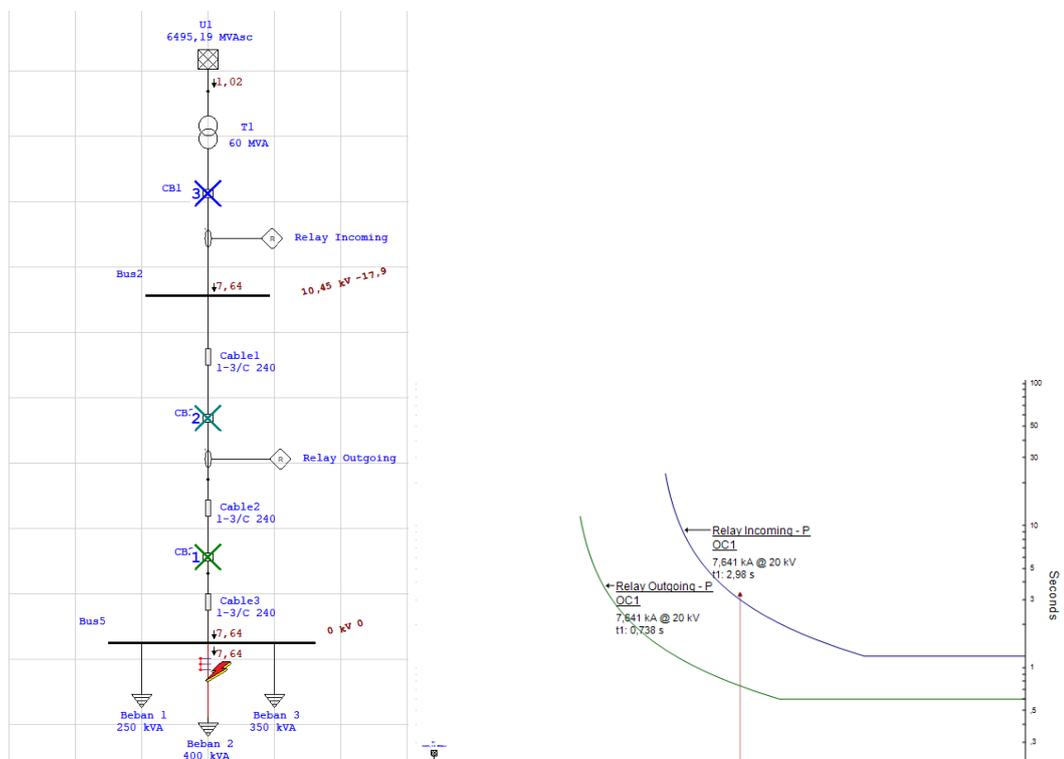
Gambar 4.9. Bentuk dan waktu kerja *relay outgoing* terhitung

Bentuk yang menunjukkan koordinasi dan waktu kerja dari *relay incoming* dan *relay outgoing* yang terpasang di Gardu Induk Godean dapat dilihat pada Gambar 4.12, dimana keduanya berbentuk landai dan memiliki waktu kerja 2,98 s pada *incoming* dan 0,738 s pada *outgoing*nya.

4.6.2. Simulasi Proteksi Pada Tiap Titik Gangguan Yang Diasumsikan

Simulasi proteksi pada tiap titik gangguan yang sudah diasumsikan dalam bentuk persen (0%, 25%, 50%, 75% dan 100%) adalah sebagai berikut:

1. Simulasi gangguan pada titik lokasi 0%

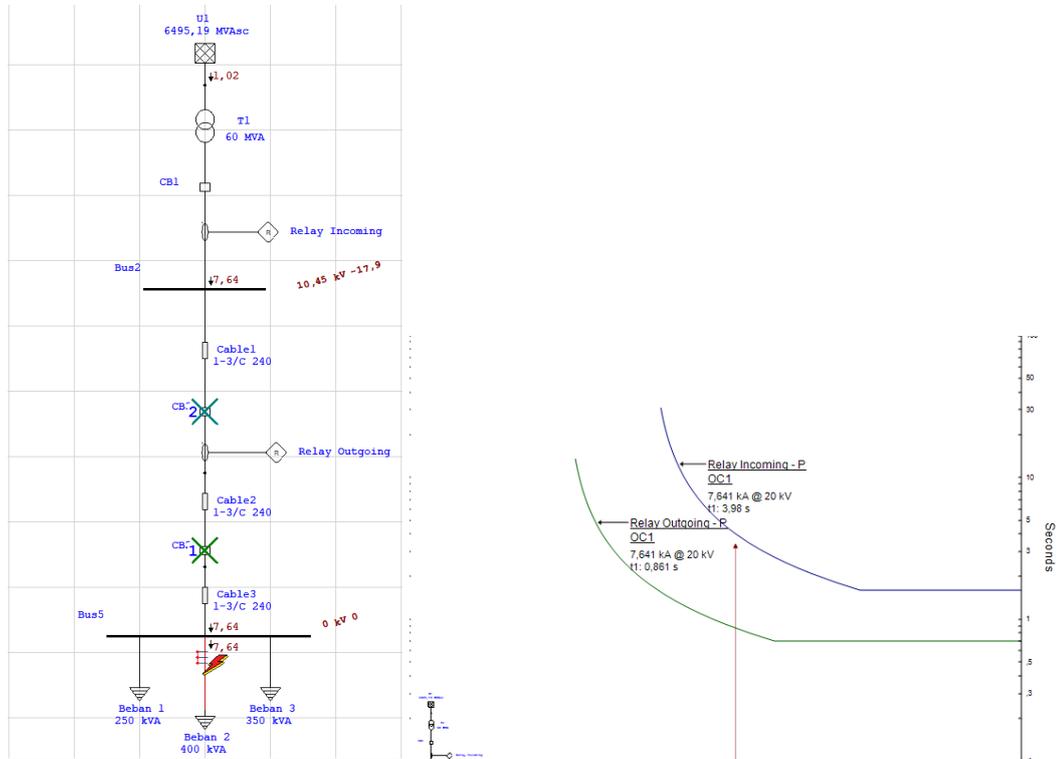


Gambar 4.10. Simulasi gangguan di titik 0%

Berdasarkan gambar 4.14 dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada penyulang di titik 0% dengan arus gangguan sebesar 7,641 kA maka *relay outgoing* akan bekerja dengan memerintahkan CB yang terdekat dengan lokasi gangguan, yaitu CB 2 dari kondisi *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan nilai *setting relay* sebesar 0,3 s dan waktu tunda 0,738 s. Apabila *relay outgoing* tidak bekerja dengan semestinya maka *relay incoming* akan segera mengambil

tindakan dengan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* dengan nilai *setting relay* sebesar 0,6 s dan waktu tunda 2,98 s.

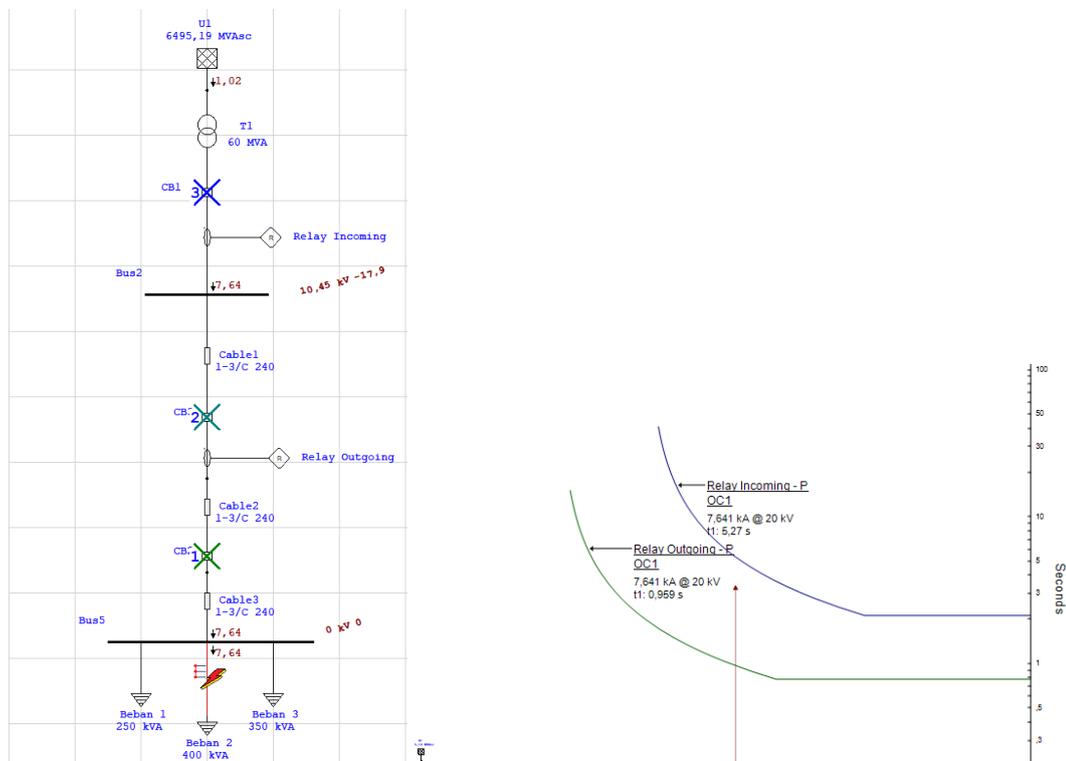
2. Simulasi gangguan pada titik lokasi 25%



Gambar 4.11. Simulasi gangguan di titik 25%

Berdasarkan gambar 4.15 dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada penyulang di titik 25% dengan arus gangguan sebesar 7,641 kA maka *relay outgoing* akan bekerja dengan memerintahkan CB yang terdekat dengan lokasi gangguan, yaitu CB 2 dari kondisi *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan nilai *setting relay* sebesar 0,35 s dan waktu tunda 0,861 s. Apabila *relay outgoing* tidak bekerja dengan semestinya maka *relay incoming* akan segera mengambil tindakan dengan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* dengan nilai *setting relay* sebesar 0,8 s dan waktu tunda 3,98 s.

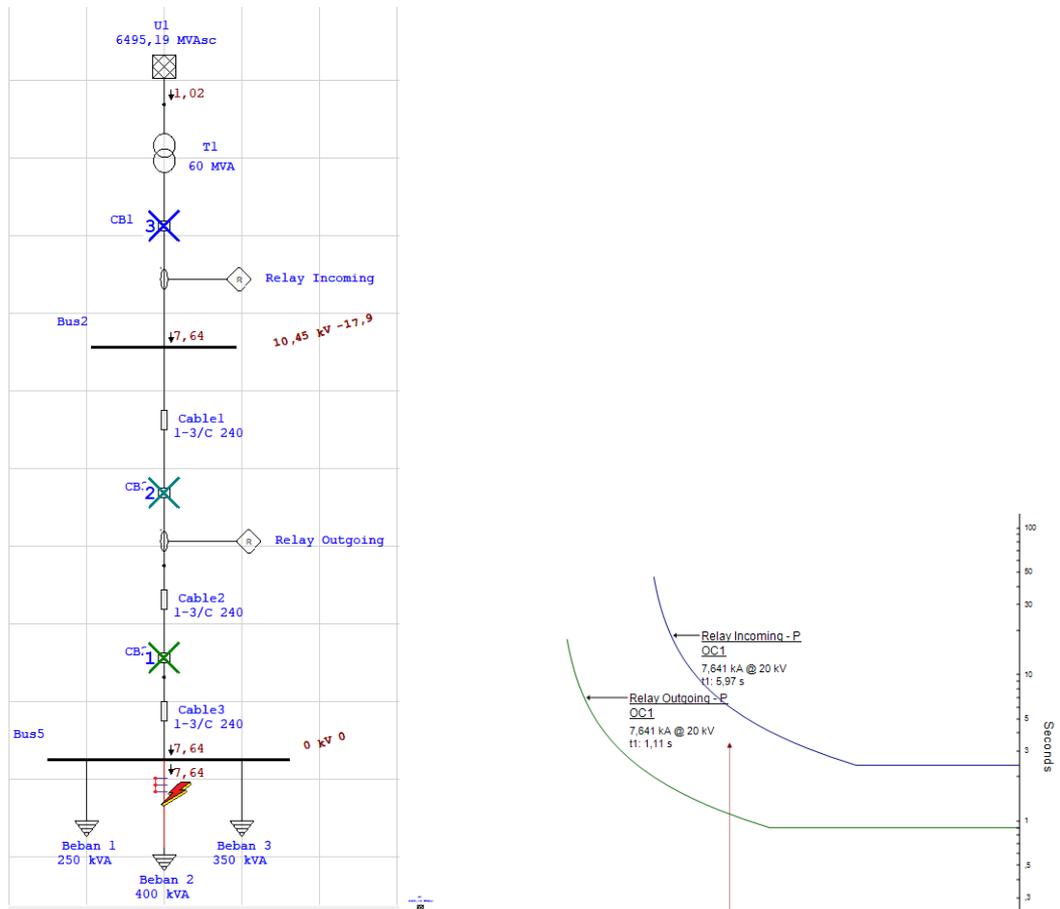
3. Simulasi gangguan pada titik lokasi 50%



Gambar 4.12. Simulasi gangguan di titik 50%

Berdasarkan gambar 4.16 dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada penyulang di titik 50% dengan arus gangguan sebesar 7,641 kA maka *relay outgoing* akan bekerja dengan memerintahkan CB yang terdekat dengan lokasi gangguan, yaitu CB 2 dari kondisi *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan nilai *setting relay* sebesar 0,39 s dan waktu tunda 0,959 s. Apabila *relay outgoing* tidak bekerja dengan semestinya maka *relay incoming* akan segera mengambil tindakan dengan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* dengan nilai *setting relay* sebesar 1,06 s dan waktu tunda 5,27 s.

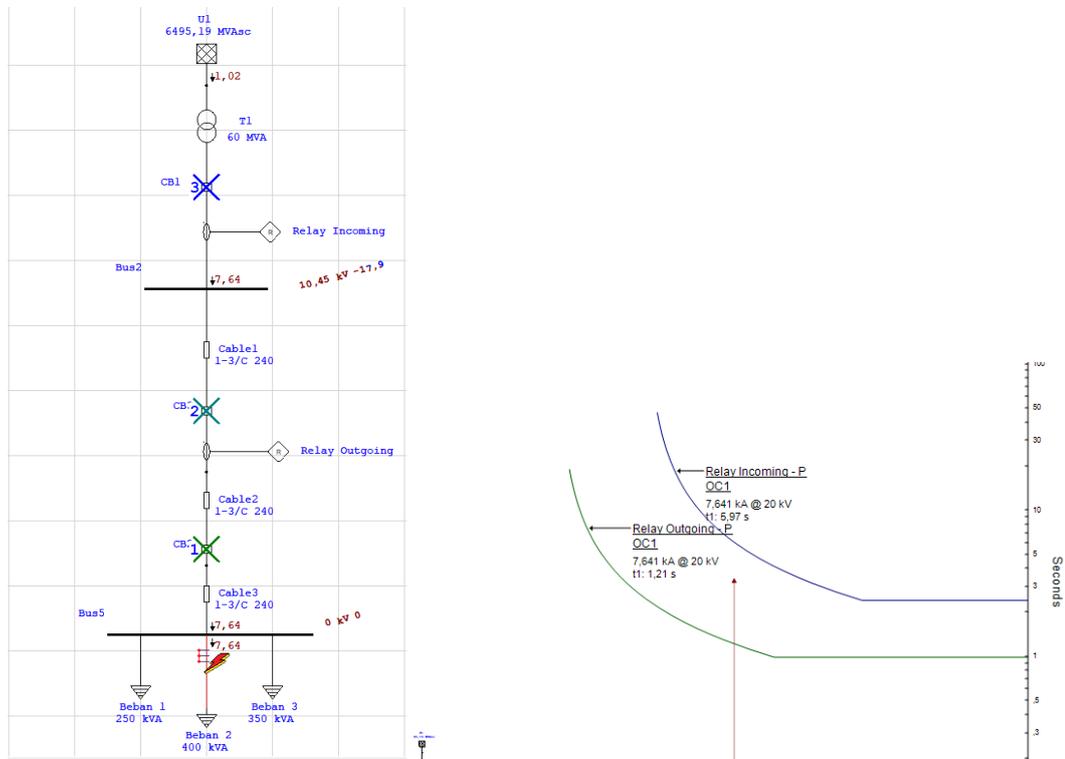
4. Simulasi gangguan pada titik lokasi 75%



Gambar 4.13. Simulasi gangguan di titik 75%

Berdasarkan gambar 4.17 dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada penyulang di titik 75% dengan arus gangguan sebesar 7,641 kA maka *relay outgoing* akan bekerja dengan memerintahkan CB yang terdekat dengan lokasi gangguan, yaitu CB 2 dari kondisi *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan nilai *setting relay* sebesar 0,45 s dan waktu tunda 1,11 s. Apabila *relay outgoing* tidak bekerja dengan semestinya maka *relay incoming* akan segera mengambil tindakan dengan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* dengan nilai *setting relay* sebesar 1,39 s dan waktu tunda 5,97 s.

5. Simulasi gangguan pada titik lokasi 100%



Gambar 4.14. Simulasi gangguan di titik 100%

Berdasarkan gambar 4.18 dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada penyulang di titik 100% dengan arus gangguan sebesar 7,641 kA maka *relay outgoing* akan bekerja dengan memerintahkan CB yang terdekat dengan lokasi gangguan, yaitu CB 2 dari kondisi *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan nilai *setting relay* sebesar 0,49 s dan waktu tunda 1,21 s. Apabila *relay outgoing* tidak bekerja dengan semestinya maka *relay incoming* akan segera mengambil tindakan dengan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* dengan nilai *setting relay* sebesar 1,87 s dan waktu tunda 5,97 s.