

## **BAB 4**

# **KOORDINASI SETELAN RELE PROTEKSI PADA SALURAN UDARA TEGANGAN TINGGI GARDU INDUK GAMBIR LAMA – PULOMAS**

### **4.1. DIAGRAM GARIS TUNGGAL GI 150 KV GAMBIR LAMA - PULOMAS**

Berikut ini adalah data-data yang diperlukan untuk menghitung setelan rele proteksi baik sebagai pengaman utama maupun sebagai pengaman cadangan pada saluran udara tegangan tinggi.

#### 1. Data peralatan

- Spesifikasi teknis rele proteksi
- Rasio trafo arus (CT) dan trafo tegangan (PT)
- Impedansi, rasio dan kapasitas trafo daya
- Impedansi penghantar atau saluran transmisi

#### 2. Konfigurasi sistem tenaga listrik

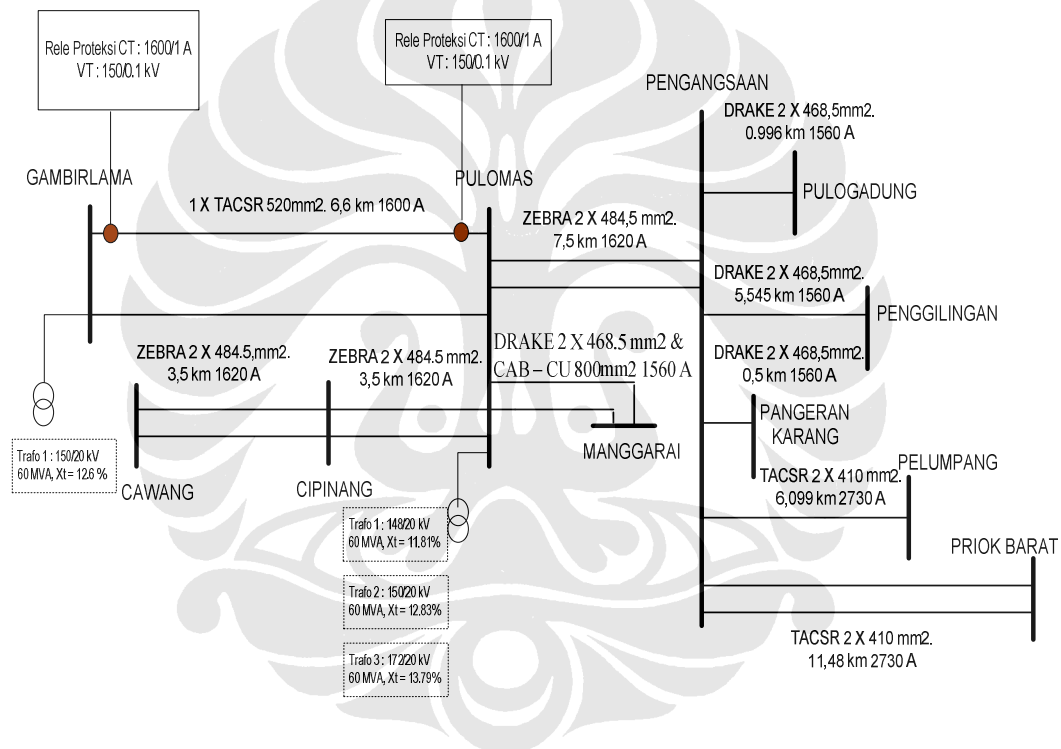
Konfigurasi sistem tenaga listrik yang digunakan untuk koordinasi setelan rele proteksi pada saluran udara tegangan tinggi adalah berdasarkan konfigurasi sistem 150 kV PLN P3B JB per November 2007.

#### 3. Arus hubung singkat

Perhitungan arus hubung singkat untuk koordinasi setelan rele arus lebih (OCR) dan rele gangguan tanah (GFR) pada saluran transmisi dilakukan menggunakan bantuan aplikasi *software* DIGSILENT (Digital Simulation and Electrical Networks) versi 13.1 dengan asumsi konfigurasi sistem adalah kondisi normal operasi untuk tahun 2007. Pada simulasi ini untuk melihat besarnya arus hubung singkat maksimum digunakan pilihan *max short-circuit current*. Arus hubung singkat maksimum adalah kondisi pada saat komposisi unit pembangkit

yang masuk/sinkron ke sistem Jawa – Bali terbanyak. Asumsi yang digunakan dalam perhitungan ini adalah:

1. Impedansi gangguan yang digunakan adalah sebesar 0.1 Ohm untuk resistansi dan 0 Ohm untuk reaktansi.
2. Short circuit duration :
  - a. Breaker time : 0.1 detik
  - b. Fault clearing time : 1 detik
3. Gangguan hubung singkat disimulasikan pada saluran udara tegangan tinggi yang menghubungkan GI Gambir Lama dengan GI Pulomas.



Gambar 4.1. Diagram satu garis gardu induk Gambir Lama - Pulomas

#### 4.2 DATA IMPEDANSI SUTT 150 KV

Data impedansi saluran udara tegangan tinggi dan panjang salurannya yang digunakan untuk perhitungan setelan proteksi rele jarak adalah berdasarkan data yang didapat dari PLN P3B JB. Data saluran udara tegangan tinggi yang digunakan untuk setelan rele proteksi pada GI Gambir Lama arah Pulomas dan arah sebaliknya adalah sebagai berikut :

Tabel 4.1 Data Impedansi SUTT 150 KV

SUTT 150 kV	Tipe konduktor	Kapasitas Arus (CCC)	Panjang saluran (L)	Impedansi saluran (Z) per km
Gambir Lama - Pulomas	TACSR 1 X 520 mm <sup>2</sup>	1600 A	6.6 km	0.0755 + j0.337 Ω
Pulomas - Pengangsaan	ZEBRA 2 X 484.5 mm <sup>2</sup>	1620 A	7.5 km	0.0387 + j0.2807 Ω
Pulomas – Cipinang	ZEBRA 2 X 484.5 mm <sup>2</sup>	1620 A	3.5 km	0.0387 + j0.2807 Ω
Pulomas - Manggarai	DRAKE 2 X 468.5 mm <sup>2</sup> dan CAB – CU 800mm <sup>2</sup>	1560 A	2.4 km  5.465 km	0.0411 + j0.2812  0.0338 + j0.1097

### 4.3 PERHITUNGAN SETELAN RELE PROTEKSI SUTT 150 KV GAMBIR LAMA – PULOMAS

Perhitungan setelan rele proteksi dilakukan dengan menggunakan perhitungan manual berdasarkan kelengkapan data-data yang telah dikumpulkan. Perhitungan setelan disesuaikan dengan jenis dan tipe rele yang digunakan.

#### 4.3.1 Rele Jarak Gambir Lama Arah Pulomas

Data rele : SIEMENS

Tipe : 7SA522

##### 1. Rasio CT & PT

$$CT = \frac{1600}{1} \text{ Ampere} \quad PT = \frac{150000}{100} \text{ Volt} \quad In = 1 \text{ Ampere}$$

$$nl = \frac{CT}{PT} \quad nl = 1.067 \quad Vn = 100 \text{ Volt}$$

## 2. Fungsi-fungsi yang diaktifkan :

0110 : Trip Mode	1 Pole-/3 Pole
0112 : 21 Phase Distance Protection	Quadrilateral
0113 : 21G Ground Distance Protection	Quadrilateral
0121 : 85-21 Pilot Protection for Distance	PUTT
2101 : Teleprotection Distance	ON
0124 : 50HS SOTF	Enable
0125 : Weak Infeed (Trip&/Echo)	Disable

## 3. Data SUTT 150 kV

### 3.1 Gambir Lama – Pulomas (L1 = 6.6 km, CCC = 1600 A)

Impedansi penghantar :

$$R11 = 0.0755\Omega / km \quad X11 = 0.337\Omega / km$$

Impedansi urutan positif :

$$RL11 = R11.L1 \quad XL11 = X11.L1$$

$$ZL11 = (RL11 + jXL11) \quad ZL11 = 0.498 + j2.224\Omega \quad |ZL11| = 2.279\Omega$$

$$\theta_{ph1} = \tan^{-1} \frac{XL11}{RL11} \quad \theta_{ph1} = 77.378^\circ$$

Impedansi urutan nol :

$$R10 = 0.3716\Omega / km$$

$$X10 = 2.233\Omega / km$$

$$XL10 = X10.L1 \quad RL10 = R10.L1$$

$$ZL10 = (RL10 + jXL10) \quad ZL10 = 2.453 + j14.741\Omega \quad |ZL10| = 14.94\Omega$$

$$\theta_{N1} = \tan^{-1} \frac{XL10}{RL10} \quad \theta_{N1} = 80.55^\circ$$

### 3.2 Pulomas – Cipinang (L2 = 3.5 km, CCC = 1620 A)

Impedansi penghantar :

$$R21 = 0.0387\Omega / km \quad X21 = 0.2807\Omega / km$$

Impedansi urutan positif :

$$RL21 = R21.L2 \quad XL21 = X21.L2$$

$$ZL21 = (RL21 + jXL21) \quad ZL21 = 0.135 + j0.982\Omega \quad |ZL21| = 0.992\Omega$$

3.3 Pulomas – Manggarai ( Total L3 = 7.865 km, CCC =1560 A)

Impedansi penghantar SUTT (L31 = 2.4 km)

$$R_{311} = 0.0411 \Omega / km \quad XL_{311} = 0.2812 \Omega / km$$

Impedansi urutan positif :

$$RL_{311} = R_{311}.L_{31} \quad XL_{311} = X_{311}.L_{31}$$

$$ZL_{311} = (RL_{311} + jXL_{311}) \quad ZL_{311} = 0.099 + j0.675 \Omega \quad |ZL_{311}| = 0.682 \Omega$$

Impedansi penghantar SKTT (L32 = 5.465 km)

$$R_{312} = 0.0338 \Omega / km \quad XL_{312} = 0.1097 \Omega / km$$

Impedansi urutan positif

$$RL_{312} = R_{312}.L_{32} \quad XL_{312} = X_{312}.L_{32}$$

$$ZL_{312} = (RL_{312} + jXL_{312}) \quad ZL_{312} = 0.185 + j0.6 \Omega \quad |ZL_{312}| = 0.628 \Omega$$

Total impedansi penghantar

$$ZL_{31} = ZL_{311} + ZL_{312} \quad ZL_{31} = RL_{31} + XL_{31} = 0.284 + j1.275 \Omega$$

#### 4. Data Sistem Tenaga Listrik

Full scale voltage  $V = 150 \text{ kV}$

Full scale current  $I = 1600 \text{ A}$

Line angle  $\theta_{ph1} = 77.38^\circ$

$$\theta_{N1} = 80.55^\circ$$

Zero sequence compensation factor

RE/RL (Z1)

$$R_{01} = \frac{1}{3} \left( \frac{R_{10}}{R_{11}} - 1 \right) \quad R_{01} = 1.307$$

XE/XL(Z1)

$$X_{01} = \frac{1}{3} \left( \frac{X_{10}}{X_{11}} - 1 \right) \quad X_{01} = 1.875$$

#### 5. Data Impedansi Trafo di GI Pulomas

Trafo 1 : 148 kV/20 kV, 60 MVA, XT = 11.81%

$$XT_{11} = \frac{0.1181.148^2}{60} \quad XT_{11} = 43.114 \Omega$$

Trafo 2 : 150 kV/20 kV, 60 MVA, XT = 12.83%

$$XT_{21} = \frac{0,1283 \cdot 150^2}{60} \quad XT_{21} = 48.112\Omega$$

Trafo 3 : 172 kV/20 kV, 60 MVA, XT = 13.79%

$$XT_{31} = \frac{0.1379 \cdot 172^2}{60} \quad XT_{31} = 67.994\Omega$$

## 6. Data Impedansi Beban

Full scale current (Im) = 1600 A

Full scale voltage (Vm) = 150 Kv

Minimum operating voltage = 0.9xVm = 135 kV

Minimum load impedance :

$$\begin{aligned} R \text{ load primary} &= \frac{135}{\sqrt{3} \times I_m} \\ &= 48.71 \text{ ohm} \end{aligned}$$

$$R \text{ load secondary} = \left(\frac{N_{CT}}{N_{VT}}\right) \times R_{load} = 51.96\Omega$$

Applying security margin (20 %)

Primary R load = 38.97 ohm

Secondary R load = 41.57 ohm

Power factor = 0.85  $\theta_{ld} = 32^\circ$

$\theta_{ldsafety}$   $\theta_{ld} = [(32^\circ + 5^\circ)]$

R load R load = 41.57 ohm (secondary)

$\theta$  load  $\theta_{ld} = 37 \text{ degree}$

## 7. Resistansi arc [4]

Rod insulator length Larc = 7.5 m

Arc current Iarc = 2500 A

Foot resistance of tower Rfoot = 10 Ohm

$$R_{arc} = \frac{28710 L_{arc}}{I_{arc}^{1.4}} = 3.76\Omega \text{ (primary)}$$

Group Zone 1 settings :

Operation mode Z1 = forward

R(Z1) :

$$RZ1P = [(0.8RL11) + (0.5Rarc)] \quad RZ1P = 2.282\Omega \text{ (primary)}$$

$$RZ1 = RZ1.nl \quad RZ1 = 2.434\Omega \text{ (secondary)}$$

X(Z1) :

$$XZ1P = 0.8XL11 \quad XZ1P = 1.779\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ1 = XZ1P.nl \quad XZ1 = 1.898\Omega \text{ (secondary)}$$

RG(Z1) :

$$RGZ1P = [(0.8RL11) + Rfoot + Rarc] \quad RGZ1P = 14.165\Omega \text{ (primary)}$$

$$RGZ1 = RGZ1P.nl \quad RGZ1 = 15.11\Omega \text{ (secondary)}$$

Group Zone 2 settings :

Operation mode Z2 = Forward

Infeed = 1.0

R(Z2) :

$$RZ2P = [0.8(RL11 + 0.8RL21.I inf eed) + (0.5Rarc)] \quad RZ2P = 2.37\Omega \text{ (primary)}$$

$$RZ2 = RZ2P.nl \quad RZ2 = 2.53\Omega \text{ (secondary)}$$

X(Z2) :

$$XZ2P \text{ min} = 1.2XL11 \quad XZ2P \text{ min} = 2.669\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ2P \text{ max 1} = 0.8(XL11 + 0.8XL21.I inf eed) \quad XZ2P \text{ max 1} = 2.408\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ2P \text{ max 2} = 0.8(XL11 + 0.5XT11.I inf eed) \quad XZ2P \text{ max 2} = 19.025\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ2 = XZ2P \text{ min}.nl \quad XZ2 = 2.847\Omega \text{ (secondary)}$$

RG(Z2) :

$$RGZ2P = [0.8(RL11 + 0.8RL21.I inf eed) + Rarc + 2.Rfoot]$$

$$RGZ2P = 24.252\Omega \text{ (primary)}$$

$$RGZ2P = RGZ2P.nl \quad RGZ2 = 25.87\Omega \text{ (secondary)}$$

Group Zone 3 Setting :

Operation mode = Forward

Infeed = 1.0

R(Z3) :

$$RZ3P = [1.2(RL11 + RL31.I \text{ inf } eed) + (0.5Rarc)] \quad RZ3P = 2.822\Omega \text{ (primary)}$$

$$RZ3 = RZ3P.nl \quad RZ3 = 3.01\Omega \text{ (secondary)}$$

X(Z3) :

$$XZ3P \text{ min} = 1.2(XL11 + XL31) \quad XZ3P \text{ min} = 4.2\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ3P \text{ max } 1 = 0.8[XL11 + (I \text{ inf } eed)1.2XL31] \quad XZ3P \text{ max } 1 = 3.0\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ3P \text{ max } 2 = 0.8(XL11 + 0.8XT11.I \text{ inf } eed) \quad XZ3P \text{ max } 3 = 29.373\Omega \text{ (primary)}$$

$$XZ3 = XZ3P \text{ min } .nl \quad XZ3 = 4.48\Omega \text{ (secondary)}$$

RG(Z3) :

$$RGZ3P = [1.2(RL11 + RL31.I \text{ inf } eed) + Rarc + 2.Rfoot]$$

$$RGZ3P = 24.706\Omega \text{ (primary)}$$

$$RGZ3 = RGZ3P.nl \quad RGZ3 = 26.35\Omega \text{ (secondary)}$$

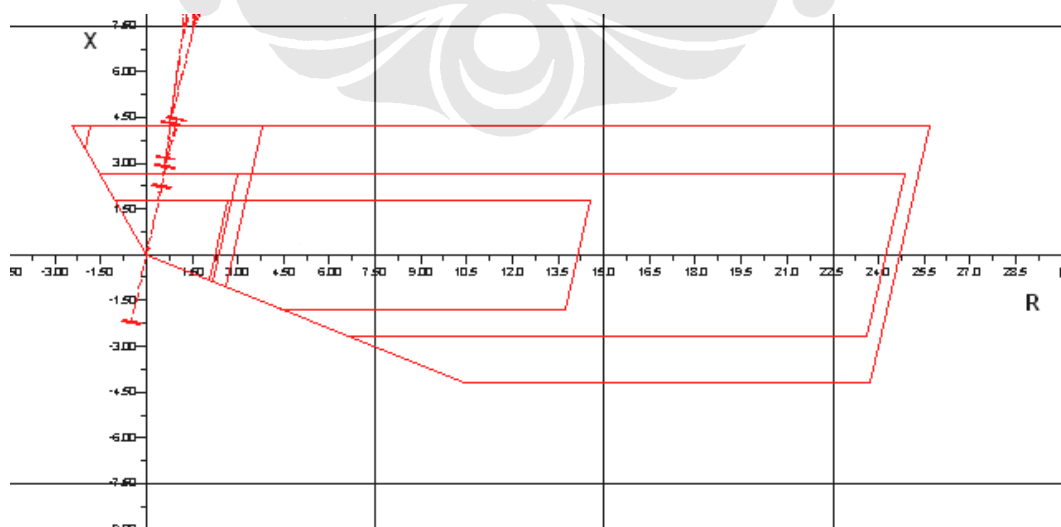
Waktu tunda

$$T1 = 0.00 \text{ sec}$$

$$T2 = 0.80 \text{ sec}$$

$$T3 = 1.60 \text{ sec}$$

Dari hasil perhitungan setelan rele jarak untuk SUTT yang menghubungkan GI Gambir Lama arah GI Pulomas, dapat dibuat karakteristik kerja untuk rele jarak tersebut seperti ditunjukkan pada gambar dibawah ini (berdasarkan simulasi DigSILENT) :



Gambar 4.2 Karakteristik kerja rele jarak Gambir Lama - Pulomas



### 4.3.2 Rele Jarak Pulomas Arah Gambir Lama

Data rele : GEC ALSTHOM

Tipe : QUADRAMHO

#### 1. Rasio CT & PT

$$CT = \frac{1600}{1} \text{ Ampere} \qquad PT = \frac{150000}{100} \text{ Volt} \qquad I_n = 1 \text{ Ampere}$$

$$nl = \frac{CT}{PT} \qquad nl = 1.067 \qquad V_n = 100 \text{ Volt}$$

#### 2. Impedansi Trafo GI Gambir Lama

Trafo 1 = 150 kV/20 kV, 60 MVA, XT = 12.6%

$$XT_{41} = \frac{0.126 \cdot 150^2}{60} \qquad XT_{41} = 47.25 \Omega$$

#### 3. Jangkauan Induktif

##### Zone 1 Settings :

$$Z1P = 0.8ZL11 \qquad |Z1P| = 1.823 \Omega \text{ (primary)}$$

$$Z1S = Z1P \cdot nl \qquad |Z1S| = 1.945 \Omega \text{ (secondary)}$$

##### Zone 2 Settings :

$$Z2 \text{ min} = 1.2ZL11 \qquad |Z2 \text{ min}| = 2.735 \Omega \text{ (primary)}$$

$$Ztrf = 0.8(ZL11 + j0.5XT_{41}) \qquad |Ztrf| = 20.683 \Omega$$

Dipilih Zona 2 terbesar tetapi tidak lebih besar dari zona 2 trafo

$$Z2P = 0.598 + j2.669 \qquad |Z2P| = 2.735 \Omega \text{ (primary)}$$

$$Z2S = Z2P \cdot nl \qquad |Z2S| = 2.917 \Omega \text{ (secondary)}$$

##### Zone 3 Settings :

$$Z3 \text{ min} = 2 \cdot ZL11 \qquad |Z3 \text{ min}| = 4.558 \Omega \text{ (primary)}$$

$$Z3S = Z3 \text{ min} \cdot nl \qquad |Z3S| = 4.862 \Omega \text{ (secondary)}$$

#### Waktu tunda

$$T1 = 0 \text{ sec}$$

$$T2 = 0.4 \text{ sec}$$

$$T3 = 1.2 \text{ sec}$$

#### 4. Perhitungan Tap Sekunder

Arus Nominal Rele = 1 A

$$Z1S = 1.945$$

$$K1 = 0,1,2,3,4$$

$$K2 = 0,0.2,0.4,0.6,0.8$$

$$\text{Dipilih } K1 = 1 \quad K2 = 0.8$$

$$Z_{ph} = \frac{K1 + K2}{In} \quad Z_{ph} = 1.8$$

#### Zone 1 Multiplier

Faktor pengali zona satu =  $(K11 + K12 + K13) K14$

$$k1 = \frac{|Z1S|}{Z_{ph}} = 1.08$$

$$K11 = 1,2,3,4,5,6,7,8,9$$

$$K12 = 0,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9$$

$$K13 = 0,0.02,0.04,0.06,0.08$$

$$K14 = 1,5$$

$$\text{Dipilih } K11 = 1 \quad K12 = 0 \quad K13 = 0.08 \quad K14 = 1$$

$$Z1sact = (K11 + K12 + K13) K14 \cdot Z_{ph} \quad |Z1sact| = 1.944\Omega \text{ (secondary)}$$

#### Ground Fault Compensation Setting

$$\text{Faktor kompensasi gangguan tanah} \quad K_0 = \frac{ZL10 - ZL11}{3ZL11} \quad |K_0| = 1.852$$

$$Z_g = Z_{ph} \cdot K_0$$

$$K_0 = Z_g \cdot In = 3.34$$

$$K4 = 0,1,2,3,4,5$$

$$K5 = 0,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9$$

$$K6 = 0,0.02,0.04,0.06,0.08$$

$$\text{Dipilih } K4 = 3 \quad K5 = 0.3 \quad K6 = 0.04$$

$$Z_0 = \frac{K4 + K5 + K6}{In} = 3.34\Omega \text{ (secondary)}$$

$$Z_{g1} = (K11 + K12 + K13) K14 \cdot Z_0 \quad Z_{g1} = 3.607\Omega \text{ (secondary)}$$

$$\theta_{ph1} = 77.378^\circ$$

$$\theta_{N1} = 80.552^\circ$$

### Zona 2 Multiplier

Faktor pengali zona dua =  $(K21 + K22) K24$

$K21 = 0,1,2,3,4,5,6,7,8,9$

$K22 = 0,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9$

$K24 = 1,5$

$$k2 = \frac{Z2S}{Zph} \quad |k2| = 1.62$$

Dipilih  $K21 = 1$

$K22 = 0.6$

$K24 = 1$

### Zona 2 aktual

#### Gangguan Fasa

$$Z2Sact = (K21 + K22) K24 \cdot Zph \quad Z2Sact = 2.88\Omega \text{ (secondary)}$$

#### Gangguan Tanah

$$Zg2 = (K21 + K22) K24 \cdot Z_0 \quad |Zg2S| = 5.34\Omega \text{ (secondary)}$$

### Zona 3 Forward

$K33 = 1$

Faktor pengali zona tiga =  $(K31 + K32) K33$

$K31 = 0,1,2,3,4,5,6,7,8,9$

$K32 = 0,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9$

$K33 = 1,5$

$$k3 = \frac{|Z3S|}{Zph} \quad |k3| = 2.7$$

Dipilih  $K31 = 2$

$K32 = 0.7$

$K34 = 1$

### Zona 3 aktual

#### Gangguan Fasa

$$Z3Sact = (K31 + K32) K33 \cdot Zph \quad |Z3Sact| = 4.86\Omega \text{ (secondary)}$$

#### Gangguan Tanah

$$Zg3 = (K31 + K32) K34 \cdot Z_0 \quad |Zg3| = 9.02\Omega \text{ (secondary)}$$

## 5. Jangkauan Resistif

Impedansi beban minimum =  $41.57\Omega$

Dipilih  $R_s = 41.57$

Pilihan jangkauan resistif :

$K3 = 8,16,32,40,48$

Dengan memperhitungkan faktor keamanan (*security margin*) maka dipilih :

$K3 = 32$

Sudut kerja

$\theta_{ph1} = 77.378^0$                       dipilih  $\theta_{ph} = 77^0$

$\theta_{N1} = 80.552$                          dipilih  $\theta_N = 80^0$

SKEMA TELEPROTEKSI : PUTT

Tabel 4.2 Hasil Setelan Rele Jarak Pulomas – Gambir Lama

	Zona 1	Zona 2	Zona 3		Ground Fault Compensation
			Forward	Reverse	
Primer	1.823 $\Omega$	2.735 $\Omega$	4.558 $\Omega$	-	
Sekunder	1.945 $\Omega$	2.917 $\Omega$	4.862 $\Omega$	-	
Aktual	1.944 $\Omega$	2.88 $\Omega$	4.86 $\Omega$	-	
Konstanta	K1 = 1 K2 = 0.8 K3 = 32 K11 = 1 K12 = 0 K13 = 0.08 K14 = 1	K21 = 1 K22 = 0.6 K24 = 1	K31 = 1 K32 = 0 K33 = 1 K34 = 1		K4 = 3 K5 = 0.03 K6 = 0.04
Waktu tunda	0.00	0.40	1.2		

Posisi Switch

SW1 = Kiri

SW5 = Kanan

SW2 = Kanan

SW6 = Kanan

SW3 = Kanan

SW7 = Kiri

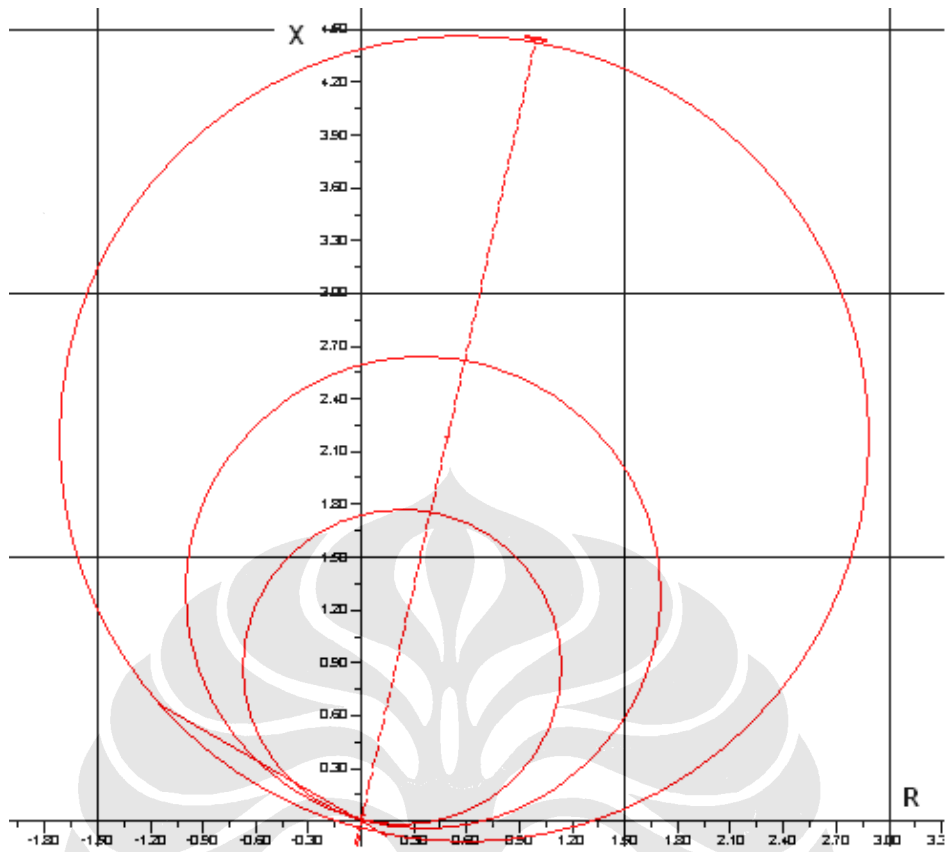
SW4 = Kiri

SW8 = Kiri

Power Swing

SW9 = Kanan

Dari hasil perhitungan rele jarak untuk proteksi SUTT yang menghubungkan GI Pulomas arah GI Gambir Lama, dapat dibuat karakteristik kerjanya seperti ditunjukkan pada gambar dibawah ini (DIgSILLENT phase-phase) :



Gambar 4.3 Karakteristik kerja rele jarak Pulomas – Gambir Lama

#### 4.3.3 Perhitungan Setelan Rele Arus Lebih

Data rele : SIEMENS

Tipe rele : 7SJ62

Penghantar TACSR 1 x 520 mm<sup>2</sup>

CCC = 1600 A

Rasio CT

$$CT = \frac{1600}{1}$$

I Nominal rele  $I_n = 1$  A

Pemilihan referensi arus setelan :

CC = CCC jika  $CCC < CT \times I_n$

CC = CT jika  $CT \times I_n < CCC$

CC = 1600

$I_s = 1.2 \times CC = 1920$  A

Setelan tap rele  $I_{set} = \frac{I_s}{CT \times I_n} = 1.2$

$I_{set} = I_{set} \cdot CT \cdot I_n = 1920$  A

Berdasarkan hasil simulasi dari DiGSILLENt untuk gangguan hubung singkat dua fasa pada saluran transmisi GI Gambir Lama – Pulomas, didapat arus hubung singkat maksimum :

$$I_{hs2\theta} = 24.200 \text{ A}$$

Waktu kerja rele yang dikehendaki  $T = 1$  detik

$$TMS = \left[ \left( \frac{I_{hs2\theta}}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right] \frac{T}{0.14} = 0.371 \quad \text{dipilih TMS} = 0.37$$

Cek waktu kerja rele

$$T = \frac{0.14}{\left( \frac{I_{hs2\theta}}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1} TMS \quad T = 0.996 \text{ detik}$$

#### 4.3.4 Perhitungan Setelan Rele Gangguan Tanah

Data rele : SIEMENS

Tipe rele : 7SJ62

Penghantar TACSR 1 x 520 mm<sup>2</sup>

$$CCC = 1600 \text{ A}$$

Rasio CT

$$CT = \frac{1600}{1}$$

I Nominal rele  $I_n = 1 \text{ A}$

Pemilihan referensi arus setelan :

$CC = CCC$  jika  $CCC < CT \times I_n$

$CC = CT$  jika  $CT \times I_n < CCC$

$$CC = 1600$$

$$I_s = 0.2 \times CC = 320 \text{ A}$$

$$\text{Setelan tap rele} \quad I_{set} = \frac{I_s}{CT \times I_n} = 0.2$$

$$I_{set} = I_{set} \cdot CT \cdot I_n = 320 \text{ A}$$

Berdasarkan hasil simulasi dari DigSILLENt untuk gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah pada saluran transmisi Gambir Lama – Pulomas, didapat arus hubung singkat maksimum :

$$I_{hs1\theta} = 18120 \text{ A}$$

Waktu kerja rele yang dikehendaki  $t = 1$  detik

$$TMS = \left[ \left( \frac{I_{hs1\theta}}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right] \frac{T}{0.14} = 0.601 \quad \text{dipilih TMS} = 0.6$$

Cek waktu kerja rele

$$T = \frac{0.14}{\left( \frac{I_{hs1\theta}}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1} TMS \quad T = 0.999 \text{ detik}$$

#### 4.4 ANALISIS KOORDINASI SETELAN RELE PROTEKSI

##### 4.4.1 Koordinasi Rele Jarak

Dasar pemilihan zona satu rele jarak adalah sebesar 80 % dari saluran transmisi yang diproteksinya. Hal ini dikarenakan jangkauan rele jarak dipengaruhi oleh kesalahan-kesalahan seperti :

- Trafo arus CT = Error ( $E_{CT}$ )
- Trafo tegangan PT = Error ( $E_{PT}$ )
- Rele = Error ( $E_R$ )
- Data saluran = Error ( $E_{DT}$ )

Asumsi kesalahan total  $E = E_{CT} + E_{PT} + E_R + E_{DT} = 20\%$

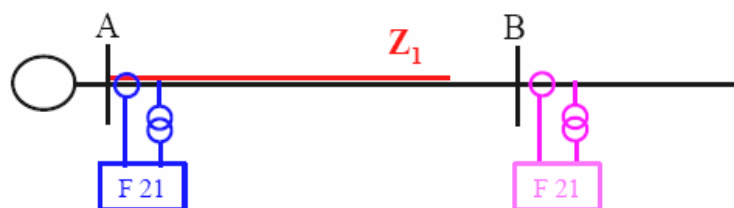
Sehingga untuk menghindari rele bekerja secara langsung (*instantaneous*) apabila gangguan yang terjadi berada di luar saluran transmisi yang diproteksinya maka zona satu di setel :

$$\text{Zona 1} = (1 - E)Z_{line1} = 0.8 Z_{line1}$$

keterangan :

$Z_{line1}$  = Saluran transmisi yang diproteksi

Zona satu harus dapat bekerja secepat mungkin sehingga di setel tanpa waktu tunda ( $\Delta t = 0$ ).



Gambar 4.4. Jangkauan zona satu rele jarak

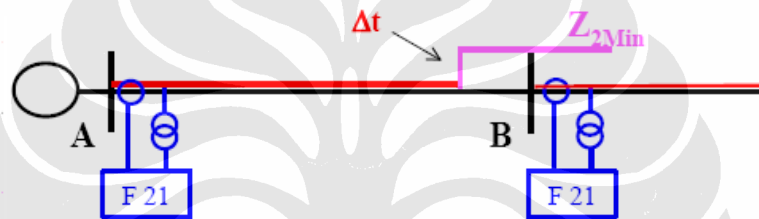
Untuk pemilihan jangkauan zona dua, minimal harus dapat menjangkau sisa saluran transmisi yang tidak dapat diamankan oleh zona satu. Dengan memperhitungkan kesalahan-kesalahan seperti pada pemilihan zona satu maka setelan zona dua minimum adalah :

$$Z_{\text{zone 2 min}} = (1 + E) Z_{\text{line1}} = 1.2 Z_{\text{line1}}$$

keterangan :

$Z_{\text{line1}}$  = Saluran transmisi yang diproteksi

Zona dua harus diberikan waktu tunda ( $\Delta t$ ) untuk menghindari agar rele tidak trip secara langsung untuk gangguan yang berada diluar saluran transmisi yang diproteksinya. Waktu tunda untuk zona dua rele jarak yang diterapkan pada sistem proteksi PLN P3B JB adalah antara  $\Delta t = 0.4 - 0.8$  detik



Gambar 4.5. Jangkauan minimum zona dua rele jarak

Zona dua dapat diusahakan memberikan pengamanan cadangan sejauh mungkin dari saluran transmisi seksi berikutnya, tetapi tidak boleh melebihi atau *overlapping* dengan setelan zona dua saluran transmisi seksi berikutnya. Apabila pada saluran transmisi seksi berikutnya terdapat beberapa cabang, untuk mendapatkan selektivitas yang baik maka setelan zona 2 maksimum diambil pada saluran transmisi seksi berikutnya yang terpendek ( $Z_{L2}$ ), hal ini dimaksudkan agar jangkauan zona dua maksimum tidak melebihi jangkauan minimum zona dua dari saluran transmisi seksi berikutnya. Apabila jangkauan zona dua minimum ternyata melebihi jangkauan minimum zona dua dari saluran transmisi seksi berikutnya maka setelan waktu tundanya dinaikan satu tingkat (0.8 detik).

$$Z_{\text{zone 2 mak}} = (1 - E) (Z_{\text{line1}} + kZ_{\text{line2}}) = 0.8 (Z_{\text{line1}} + kZ_{\text{line2}})$$

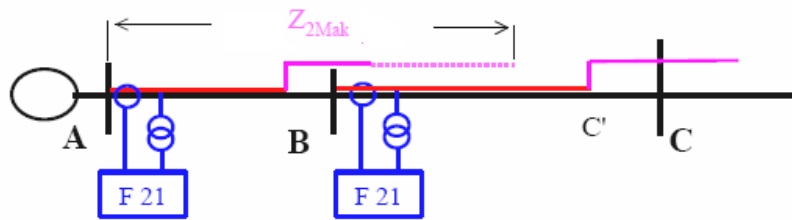
keterangan :

$Z_{\text{line1}}$  = Saluran transmisi yang diproteksi

$Z_{\text{line2}}$  = Saluran transmisi seksi berikutnya yang terpendek

k = faktor infeed





Gambar 4.6. Jangkauan maksimum zona dua rele jarak

Zona tiga rele jarak berfungsi sebagai pengamanan cadangan jauh untuk saluran transmisi seksi berikutnya, sehingga di setel agar dapat menjangkau saluran transmisi seksi berikutnya yang terpanjang ( $Z_{L3}$ ). Penyetelan jangkauan minimum zona tiga rele jarak adalah :

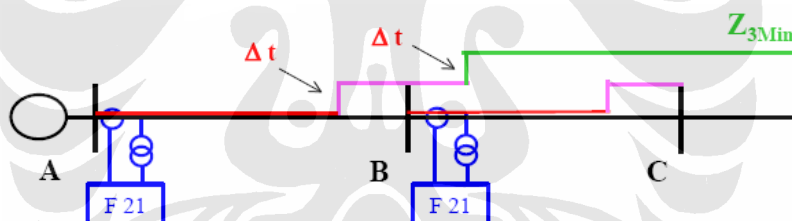
$$\text{Zona 3 min} = (1 + E) (Z_{\text{line1}} + kZ_{\text{line3}}) = 1.2 (Z_{\text{line1}} + kZ_{\text{line3}})$$

Keterangan :

$Z_{\text{line1}}$  = Impedansi saluran transmisi yang diproteksi

$Z_{\text{line3}}$  = Impedansi saluran transmisi seksi berikutnya yang terpanjang

$k$  = faktor infeed



Gambar 4.7. Jangkauan minimum zona tiga rele jarak

Zona tiga juga harus diberikan waktu tunda ( $\Delta t$ ) untuk dikoordinasikan waktunya dengan waktu tunda zona dua. Waktu tunda untuk zona tiga rele jarak yang diaplikasikan pada sistem proteksi PLN P3B JB adalah antara 1.2 – 1.6 detik. Seperti pada pengamanan zona dua, zona tiga juga diusahakan memberikan pengamanan cadangan sejauh mungkin untuk saluran transmisi seksi berikutnya tetapi tidak boleh melebihi atau *overlapping* dari zona tiga saluran transmisi seksi berikutnya, sehingga dipilih setelan zona 3 maksimum yaitu:

$$\text{Zona 3 mak} = (1 - E) (Z_{\text{line1}} + k.(Z_{\text{line3}} + kZ_{\text{line4}}))$$

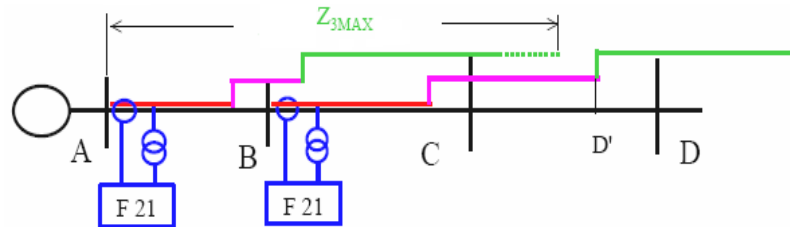
Keterangan :

$Z_{\text{line1}}$  = Impedansi saluran transmisi yang diproteksi

$Z_{\text{line3}}$  = Impedansi saluran transmisi seksi berikutnya yang terpanjang

$Z_{line4}$  = Impedansi saluran transmisi yang terpendek dari saluran transmisi seksi berikutnya yang terpanjang

$k$  = faktor infeed



Gambar 4.8. Jangkauan maksimum zona tiga rele jarak

Rele jarak diharapkan tidak bekerja jika terjadi gangguan pada trafo daya di sisi tegangan yang lebih rendah sehingga jangkauan impedansi zona dua dan zona tiga dibatasi agar tidak melebihi impedansi trafo daya yang terhubung ke gardu induk. Untuk mendapatkan selektivitas yang baik jika terdapat beberapa trafo daya yang terhubung di gardu induk tersebut maka dipilih impedansi trafo daya yang terkecil.

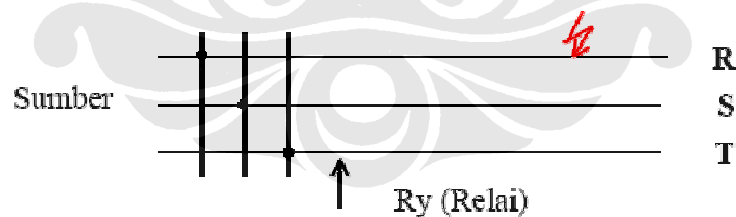
$$\text{Zona 2 trafo} = 0.8(Z_{line1} + 0.5Xt)$$

$$\text{Zona 3 trafo} = 0.8 (Z_{line1} + 0.8 Xt)$$

Keterangan :

$Z_{line1}$  = Impedansi saluran transmisi yang diproteksi

$Xt$  = Impedansi trafo daya di GI



Gambar 4.9 Skema pengukuran impedansi rele jarak

Prinsip kerja rele jarak adalah berdasarkan impedansi urutan positif dari saluran transmisi. Akan tetapi pada gangguan satu fasa atau dua fasa ke tanah, pengukuran impedansi akan mencakup pula impedansi urutan nol. Hal ini dapat menyebabkan terjadinya kesalahan pengukuran (*underreach*) untuk gangguan satu fasa maupun dua fasa ke tanah. Berdasarkan persamaan (2.20) untuk gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah dapat dituliskan kembali persamaannya :

$$V_{AG} = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0 = I_1 Z_1 + I_2 Z_1 + I_0 Z_0$$

$$V_{AG} = I_1 Z_1 + I_2 Z_1 + I_0 Z_0 + I_0 Z_1 - I_0 Z_1$$

$$V_{AG} = Z_1 (I_1 + I_2 + I_0) + I_0 (Z_0 - Z_1)$$

$$V_{AG} = I Z_1 + I_0 \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) Z_1$$

$$Z_1 = \frac{V_{AG}}{I + \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right) I_0} = \frac{V_{AG}}{I + I_N k_0}$$

Keterangan :

$Z_R = Z_1$  = Impedansi yang terukur oleh rele

$V_{AG}$  = Tegangan saat gangguan fasa ke tanah

$I_N = 3I_0 = (I_A + I_B + I_C)$  = Arus netral

$Z_0$  = Impedansi urutan nol saluran transmisi

Untuk gangguan fasa ke tanah, dengan menambahkan faktor kompensasi urutan nol pada pengukuran arus maka impedansi yang diukur adalah impedansi urutan positif penghantar.

$$k_0 = \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right)$$

Keterangan :

$k_0$  = faktor kompensasi gangguan ke tanah

Skema pengukuran impedansi rele jarak untuk gangguan antar fasa dan gangguan ke tanah adalah sebagai berikut :

Tabel 4.3 Pengukuran Impedansi Pada Rele Jarak

Fasa yang terganggu	Tegangan	Arus
R – S	$V_{RS}$	$I_R - I_S$
S – T	$V_{ST}$	$I_S - I_T$
T – R	$V_{TR}$	$I_T - I_R$
R – Tanah	$V_{RN}$	$I_R + K_0 I_N$
S – Tanah	$V_{SN}$	$I_S + K_0 I_N$
T - Tanah	$V_{TN}$	$I_T + K_0 I_N$

Seperti diketahui bahwa faktor-faktor yang dapat mempengaruhi jangkauan rele jarak diantaranya adalah resistansi gangguan (*arc resistance*) dan faktor infeed. Resistansi gangguan sulit untuk ditentukan dan tergantung dari jenis gangguan itu sendiri. Jika gangguan yang terjadi disebabkan adanya kontak pada saluran udara dengan suatu objek atau putusnya kawat konduktor ke tanah, resistansi gangguannya dapat mempunyai nilai yang cukup besar. Pada perhitungan setelan rele jarak ini resistansi gangguan dihitung dengan menggunakan persamaan berdasarkan referensi [4] :

$$R_{arc} = \frac{28710L_{arc}}{I_{arc}^{1.4}}$$

Keterangan :

$R_{arc}$  = resistansi arc

$L_{arc}$  = panjang arc

$I_{arc}$  = Arus arc

Data panjang *arc* dan arus *arc* yang digunakan adalah berdasarkan data yang diperoleh dari PLN P3B JB. Untuk gangguan ke tanah panjang *arc* dapat diasumsikan sama dengan panjang isolasi penghantar (*rod insulator length*) dan untuk gangguan antar fasa dapat diasumsikan sama dengan jarak antar penghantar (*distance between conductor*) [3]. Dengan memperhitungkan resistansi gangguan pada saat menghitung setelan rele jarak, diharapkan dapat meningkatkan akurasi pengukuran rele jarak dan tidak menyebabkan rele jarak menjadi *underreach*.

Pemilihan faktor infeed sama dengan satu yaitu dikarenakan konfigurasi saluran transmisi yang diamankan adalah dari saluran transmisi ganda ke ganda dan tidak ada bus (GI) yang langsung terhubung dengan pembangkit. Dengan menggunakan asumsi gangguan yang terjadi di ujung saluran transmisi seksi berikutnya, maka faktor infeed yang dipilih adalah  $k = 1$ .

$k$  = faktor infeed = 1

Rele jarak juga harus dapat membedakan antara impedansi pada saat kondisi berbeban dengan impedansi pada saat terjadi gangguan, sehingga setelan jangkauan rele jarak harus dibatasi tidak boleh menjangkau daerah impedansi beban (*load area*). Batasan setelan jangkauan impedansi rele jarak adalah :

$$R_{load} = 41.75 \text{ ohm } (\theta = 37^0)$$

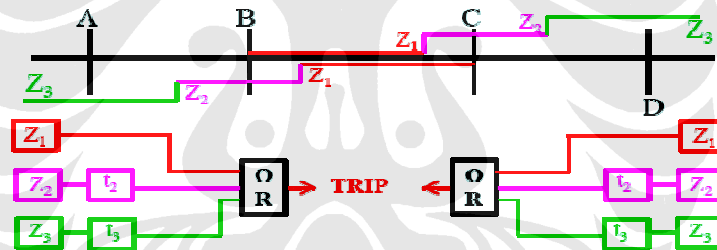
Rele jarak dapat dipengaruhi oleh adanya ayunan daya atau *power swing* pada sistem. Kondisi ini dapat disebabkan oleh adanya gangguan hubung singkat, fluktuasi beban, *switching* dan lain-lain. Untuk menjaga rele tidak trip jika terjadi ayunan daya maka dilakukan penyetelan Power Swing Blocking (PSB) pada rele jarak :

$$\text{PSB} = \text{Zona 3 forward} + 0.3 \times \text{Zona 3 forward}$$

Timer = 50 ms

Apabila terjadi ayunan daya, impedansi yang terlihat oleh rele akan memasuki daerah operasi (starter) rele, tetapi jika waktu yang dibutuhkan impedansi tersebut lebih lama dari 50 msec untuk memasuki daerah kerja zona tiga maka rele akan mengaktifkan PSB.

Rele jarak yang tidak menggunakan teleproteksi atau disebut juga *step distance relay* tidak dapat digunakan untuk mengamankan gangguan secara langsung di kedua ujung saluran transmisi seperti ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



Gambar 4.10. Zona proteksi rele jarak

Gambar diatas menunjukkan adanya daerah di kedua ujung saluran transmisi yang akan bekerja dengan perlambatan waktu tunda ( $Z_2$ ). Agar rele jarak dapat bekerja secara langsung untuk gangguan yang terjadi di kedua ujung saluran transmisi, rele jarak harus dilengkapi dengan peralatan teleproteksi (*signalling channel*). Dengan menggunakan peralatan teleproteksi maka rele jarak dapat digunakan untuk mengirim dan menerima sinyal (*data or logic status*) ke rele di ujung terminal yang lain sehingga ke dua rele dapat diatur untuk bekerja secara langsung atau *instantaneous*. Ada dua faktor utama yang menjadi pertimbangan digunakannya peralatan teleproteksi pada rele jarak yaitu :

- Gangguan yang tidak diamankan secara langsung (*time delay*) seperti pada zona dua rele jarak, dapat menyebabkan sistem menjadi tidak stabil.
- Jika pada saluran transmisi yang diamankan menggunakan peralatan *auto reclose*, perbedaan waktu trip di kedua ujung saluran transmisi dapat mengganggu kinerja *auto reclose*.

Pola teleproteksi rele yang dipilih adalah pola PUTT (*Permissive Underreach Transfer Trip*), pemilihan pola ini dikarenakan pertimbangan faktor keamanan yaitu jika terjadi kegagalan atau gangguan pengiriman sinyal, gangguan yang terjadi tetap dapat diamankan menggunakan skema rele jarak konvensional (*step distance*). Prinsip kerja pola PUTT adalah :

Zone 1 operation → Instantaneous trip + signal transmit

Zone 2 operation + signal receive → Instantaneous trip

#### 4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Dan Rele Gangguan Tanah

Rele arus lebih dan rele gangguan tanah digunakan sebagai pengaman cadangan lokal pada saluran udara tegangan tinggi sehingga harus dikoordinasikan waktunya dengan rele jarak yang digunakan sebagai pengaman utama dan juga sebagai pengaman cadangan jauh. Berikut ini adalah setelan waktu operasi proteksi utama dan proteksi cadangan jauh pada saluran udara tegangan tinggi:

Proteksi utama :

Zona satu rele jarak : 0.0 detik

Proteksi cadangan jauh :

Zona dua rele jarak dari GI lain : 0.4 – 0.8 detik

Berdasarkan koordinasi waktu yang diinginkan bahwa pengaman cadangan dari jauh bekerja lebih dulu dari pengaman cadangan lokal maka waktu kerja yang diinginkan untuk proteksi cadangan lokal harus lebih besar dari 0.8 detik ( $T > 0.8$  detik) sehingga dipilih waktu kerja untuk rele arus lebih dan rele gangguan tanah :

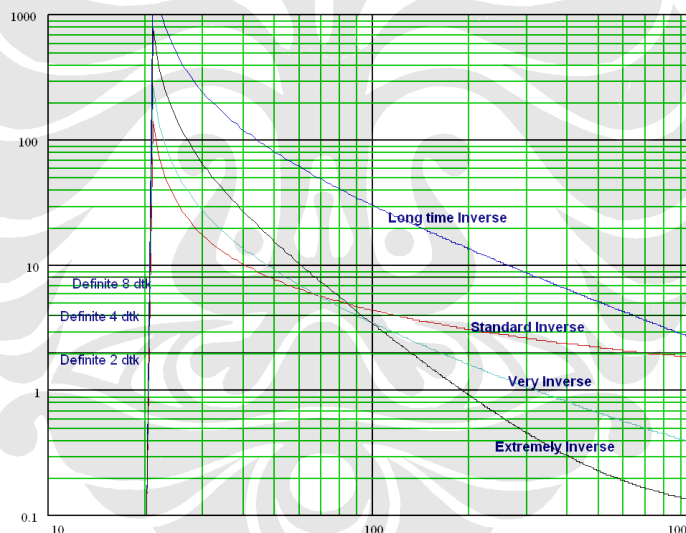
$T = 1$  detik

Rele arus lebih dan rele gangguan tanah pada saluran udara tegangan tinggi digunakan sebagai proteksi cadangan terakhir demi keselamatan peralatan, jika proteksi utama dan proteksi cadangan jauh gagal bekerja. Terdapat beberapa

karakteristik setelan rele arus lebih sesuai standar IEC [4] yang dapat dipilih, seperti Standard Inverse (SI), Very Inverse (VI), LTI (Long Time Inverse), Extremely Inverse (EI) dan Definite. Standar yang digunakan untuk perhitungan setelan rele arus lebih dan rele gangguan tanah menggunakan *Standard Inverse Time* (SI). Standar ini banyak dipergunakan secara luas, terutama sebagai proteksi cadangan pada sistem tegangan tinggi, secara umum rele arus lebih dengan karakteristik ini dipakai bila tidak ada keperluan koordinasi dengan jenis proteksi lain di bagian yang lebih hilir (*downstream*) dari sistem, seperti rele untuk trafo.

Prosedur yang digunakan dalam menghitung setelan rele arus lebih dan rele gangguan tanah adalah sebagai berikut :

1. Menentukan karakteristik kerja rele
2. Menentukan setelan arus untuk rele
3. Menentukan setelan waktu kerja yang diinginkan



Gambar 4.11. Standar karakteristik OCR dan GFR

#### 4.5 KOORDINASI RELE JARAK DENGAN RELE PENUTUP BALIK OTOMATIS (AUTO RECLOSE RELAY)

Analisis gangguan pada saluran transmisi [4] menunjukkan bahwa gangguan yang sering terjadi pada saluran transmisi (80 %) merupakan gangguan transient (*temporary*) yang akan hilang secara cepat apabila PMT terbuka. Untuk mempertahankan kesinambungan penyaluran energi listrik maka PMT coba dihubungkan kembali secara otomatis menggunakan skema *auto reclosing*.

Penerapan skema *auto reclosing* dapat dilakukan dengan menggunakan rele yang secara khusus bekerja menutup PMT secara otomatis dan dengan waktu operasi yang telah diatur sebelumnya. Skema *auto reclosing* telah banyak diaplikasikan pada proteksi saluran udara tegangan tinggi. Beberapa manfaat diterapkannya *auto reclosing* adalah

- Mempertahankan kontinuitas penyaluran energi listrik
- Mengurangi dampak gangguan yang bersifat *temporer*
- Meningkatkan kinerja sistem penyaluran
- Menjaga stabilitas sistem

Telah disebutkan bahwa penggunaan peralatan teleproteksi pada rele jarak dapat meningkatkan kecepatan waktu pemutusan gangguan pada saluran transmisi. Waktu pemutusan gangguan merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi operasi *auto reclose relay* atau rele penutup balik otomatis ketika dikoordinasikan dengan rele jarak. Rele jarak yang tidak dilengkapi teleproteksi akan menyebabkan adanya perbedaan waktu trip di ke dua ujung saluran transmisi yang diamankan sehingga sulit untuk menentukan koordinasi setelan waktu (*dead time*) yang akan diterapkan pada rele penutup balik otomatis.

Berikut ini adalah setelan rele penutup balik otomatis pada proteksi saluran udara tegangan tinggi Gambir Lama – Pulomas yang dikoordinasikan dengan rele jarak :

Setelan Auto Reclose Relay :

Full scale voltage	= 150 kV
Full rate current	= 1600 A
AR Function	= ON
Reclaim time	= 40 second
Start of Auto Reclose	= YES
Action Time	= 0.2 second
Dead time after 1p trip	= 1 second
Dead time after 3p trip	= DEACTIVED
Dead time after evolving fault	= Blocking/ Single shoot

Waktu kerja rele penutup balik otomatis harus lebih cepat dari waktu tunda proteksi cadangan, dalam hal ini zona dua rele jarak (0.4 detik), sehingga



dipilih waktu kerja *action time* = 0.2 detik yang diinisiasi oleh zona satu rele jarak. Rele penutup balik otomatis tidak boleh bekerja ketika gangguannya terjadi di luar saluran transmisi yang diproteksinya sehingga untuk operasi *auto reclosing* untuk gangguan yang terdeteksi oleh zona dua dan zona tiga rele jarak di blok (*lock-out auto reclosing*). Rele penutup balik otomatis hanya bekerja untuk gangguan satu fasa (*single phase to ground*) sehingga jika gangguan yang terdeteksi oleh kontak trip rele adalah gangguan antar fasa atau gangguan tiga fasa, maka rele tidak bekerja (*blocking auto reclose*).

Pemilihan *dead time* dan *reclaim time* merupakan salah satu faktor terpenting yang mempengaruhi setelan rele penutup balik otomatis. *Dead time* merupakan waktu saat sinyal trip dikirim oleh rele untuk membuka PMT sampai inisiasi penutupan PMT kembali oleh rele. Pemilihan *dead time* dipengaruhi oleh karakteristik kerja PMT seperti [4] :

- Waktu operasi pembukaan PMT (50 – 100 ms)
- Mekanisme waktu reset PMT ( $\pm 0.2$  s)
- Waktu operasi penutupan PMT (0.2 – 0.3 s)
- Waktu pemadaman busur api

Dengan mempertimbangkan karakteristik kerja PMT tersebut, maka setelan *dead time* yang digunakan pada rele penutup balik otomatis adalah :

Dead time = 1 detik

*Reclaim time* merupakan interval waktu setelah inisiasi *auto reclose relay* oleh rele sampai inisiasi kerja *auto reclose relay* berikutnya apabila gangguannya masih dirasakan oleh rele (*semi-permanent or permanent fault*). *Reclaim time* yang diterapkan harus cukup lama dengan memperhatikan waktu kerja sistem proteksi serta kemampuan kerja PMT. Setelan waktu yang digunakan adalah

Reclaim time = 40 detik

Faktor lain yang mempengaruhi *reclaim time* adalah penerapan *single shoot* (satu kali trip) ataupun *multiple shoot* (beberapa kali trip). Setelan yang dipilih pada sistem proteksi saluran transmisi Gambir Lama – Pulomas adalah *single shoot auto reclose*, hal ini dikarenakan pertimbangan beberapa faktor yaitu :

- Dampak kerusakan pada peralatan apabila terjadi gangguan permanen
- Statistik gangguan yang sering terjadi ( 80% transient)

Untuk menjaga sinkronisasi kondisi sistem tenaga listrik, sebelum PMT coba dihubungkan kembali pada saluran udara tegangan tinggi melalui penerapan skema *auto reclose*, digunakan rele yang dapat bekerja untuk mengawasi sinkronisasi antara kondisi di bus sistem dengan kondisi di penghantar. Pengawasan ini dilakukan menggunakan *synchrocheck relay*. *Synchrocheck relay* berfungsi untuk memonitor :

1. Perbedaan sudut fasa
2. Perbedaan tegangan
3. Perbedaan frekuensi

Jika perbedaan sudut fasa, tegangan atau frekuensi di penghantar melebihi batasan toleransi yang diijinkan, pemutus tenaga tidak akan dihubungkan kembali secara langsung.

Setelan Synchrocheck Relay :

Tegangan rele  $= U_r = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$

Sudut fasa ( $\theta$ ) = 15 derajat range  $\theta = 5, 7.5 \dots 82,5$

Voltage blocking

$V_s = 0.9 U_r$

$V_s = 51.962 \text{ V}$  dipilih  $V_s = 52 \text{ Volt}$

$V_b = \frac{V_s}{U_r} 100$   $V_b = 90.067\%$

Dipilih  $V_b = 90 \%$  (phase-neutral)

Voltage blocking

$V_s = 1.1 U_r$

$V_s = 63.509 \text{ V}$  dipilih  $V_s = 63.5 \text{ Volt}$

$V_b = \frac{V_s}{U_r} 100$   $V_b = 109.98\%$

Dipilih  $V_b = 110 \%$  (phase-neutral)

Timer

$T_s = 0.5 \text{ detik}$

Limiting Slip Frequency

$\mathcal{F} = \frac{1}{t_s} \frac{\theta}{180}$   $\mathcal{F} = 0.167 \text{ Hertz}$