



### DAFTAR ISI

	Hal
Kata Pengantar .....	i
1. Proteksi terhadap Arus Gangguan pada Sistem Jaringan Listri Sriadhi.....	1-12
2. Pengelolaan Praktek Kerja Lapangan Industri (PKLI) dan Penerapan Model Pembelajaran Berdasarkan Masalah (Problem Based Learning) Marsangkap Silitonga .....	13-22
3. Pengendalian Mutu dalam Manajemen Mutu ISO 9000 Sahala Sialagan.....	23-27
4. Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Profesionalitas Mengajar Guru Pendidikan Vokasi di Indonesia Saut Purba.....	28-34
5. Strategi Penyusunan Instrumen Tes Kelompok Matakuliah Keteknikan Sumarno.....	35-45
6. Analisis Perencanaan Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) untuk Perumahan (Solar Home System) Rudi Salman.....	46-51
7. Penggunaan motor listrik 3 fasa sebagai generator listrik 1 fasa pada pembangkit listrik berdaya kecil Arwadi Sinuraya .....	52-58
8. Model Pembelajaran Inquiri dalam Mata Pelajaran Kelompok Kejuruan Adi Sutopo.....	59-67
9. Aspek perancangan kenikmatan fisik bangunan terhadap pengaruh iklim Kemala Jeumpa dan Bambang Hadibroto .....	68-74
10. Seragam dalam Realitas Sosial (Suatu tinjauan analisis konstruksi seragam pada instansi pemerintah dan swasta) Nining Trisiantie .....	75-85

## PROTEKSI TERHADAP ARUS GANGGUAN PADA SISTEM JARINGAN LISTRIK

Sriadhi  
FT Unimed

### Abstract

Proteksi system becomes an important factor in the electrical network system. Various calculations necessary to estimate the fault of current as a basis for designing the protection system to be used, such as planning the installation of power equipment in order to determine the trip-specifications, conductors will be used, the thermal capacity of the current transformer, relays and reactor. The fault of current is calculated not only at the point of interruption, but also its influence on the flow in each branch in the network leading to the interruption point. Disturbance will cause an unbalance in the current and voltage in network systems, both single phase to ground disturbance, phase to phase, phase-phase and three phase land and interference (with and without ground). In this case the current transformer plays an important role in detecting a very large fault current conformed to the rating estimated. Fault current magnitude must be estimated to find the limits of protection standards that will be designed in the system. For that need to be calculated source impedance (the reactance), the transformer reactance, and impedance feeders based on the estimated percentage of fault current that can be estimated. The accuracy of the estimated fault current will determine the quality of protection through a rating system security tool that is used to do the trip at the right time. For that we need regulation (setting) devices such as relays flow properly. In a protection system with multiple safety devices need to do a timer setting (grade) at each relay controlling the CB so that the protection system can operate with accuracy and speed and has a high sensitivity.

**Key words:** *fault estimation, accuracy of trip, security system*

### A. Pendahuluan

Kondisi abnormal dapat terjadi pada sistem jaringan listrik, terutama pada saat terjadi gangguan (*fault*). Gangguan ini akan menimbulkan kenaikan arus yang tidak normal yang dapat disebabkan oleh beberapa faktor, seperti sambaran petir ataupun terjadinya hubung singkat (*short-circuit*) antara fase dengan tanah maupun fase dengan fase pada sistem multiphase. Untuk itu diperlukan suatu sistem proteksi yang mampu mengatasi gangguan guna menyelamatkan sistem, baik pada jaringan listrik itu sendiri maupun keselamatan pada manusia dan lingkungan di mana sistem kelistrikan tersebut digunakan.

Besarnya arus gangguan yang mungkin terjadi di dalam suatu sistem kelistrikan perlu diketahui sebelum gangguan yang sesungguhnya terjadi. Hal

ini menjadi dasar untuk merancang sistem proteksi yang akan digunakan misalnya untuk perencanaan peralatan instalasi tenaga seperti menentukan spesifikasi PMT, konduktor yang akan digunakan, kapasitas termal dari trafo arus, dan perangkat lain yang digunakan. Pada proteksi dengan menggunakan relay arus gangguan yang dihitung tidak hanya pada titik gangguan, tapi juga pengaruhnya pada aliran di setiap cabang dalam jaringan yang menuju ke titik gangguan.

Penghitungan arus gangguan dapat dilakukan dengan berbagai cara, baik secara manual maupun dengan menggunakan paket software komputer yang sudah dirancang dalam satu program. Penggunaan software komputer akan lebih efisien jika pelaksana benar-benar menguasai sistem proteksi, tetapi jika tidak maka kesulitan akan muncul

yang tidak hanya menghambat jalannya upaya proteksi gangguan tetapi dapat pula menimbulkan permasalahan baru berkaitan dengan sistem proteksi kelistrikan. Untuk itu perlu diketahui secara spesifik arus gangguan yang kemungkinan terjadi sehingga dapat dibangun suatu sistem proteksi yang memenuhi kriteria atau standar seperti *selectivitas, sensitivitas, reliabilitas, kecepatan dan kepraktisan operasionalnya*.

**B. Proteksi Gangguan Listrik**

**1. Estimasi Arus Gangguan dan Urutan Jaringan**

Terjadinya gangguan atau kondisi abnormal akan menimbulkan ketidakseimbangan (*unbalanced*) arus dan tegangan di dalam sistem jaringan. Sistem proteksi harus mampu mendeteksi gangguan tersebut dan pada batas kritis yang ditetapkan sistem harus melakukan trip atau pemutusan aliran listrik untuk mencegah kerusakan. Arus gangguan dapat berupa arus lebih (*over current*) maupun turunnya arus (*lower current*). Gangguan hubung singkat yang mungkin terjadi di dalam sistem kelistrikan dapat terjadi karena gangguan hubung singkat 3 fasa, gangguan hubung singkat 2 fasa, dan gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. Arus gangguan dihitung dengan rumus umum (Hukum Ohm), yaitu :

$$I = \frac{V}{Z}$$

Besarnya Arus yang mengalir pada tiap komponen jaringan dapat dihitung dengan rumus di atas, dan yang membedakan antara gangguan SC 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah adalah impedansi yang terbentuk sesuai gangguan itu sendiri, juga tegangan pada titik gangguan. Impedansi yang terbentuk dapat ditunjukkan seperti berikut ini :

- untuk gangguan 3 fasa,  $Z = Z1$

- untuk gangguan 2 fasa,  $Z = Z1 + Z2$
- untuk gangguan 1 fasa ke tanah,  $Z = Z1 + Z2 + Z0$

Dimana  $Z1$  = impedansi urutan positif.  
 $Z2$  = impedansi urutan negatif.  
 $Z0$  = impedansi urutan nol.

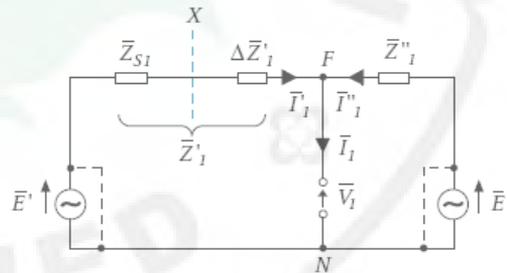
**Jaringan urutan positive**

Jika terjadi kondisi abnormal, arus pada cabang gangguan berubah dari  $0$  ke  $I$  tegangan cabang berubah dari  $\bar{V}$  to  $\bar{V}_1$  dan pada sistem akan muncul :

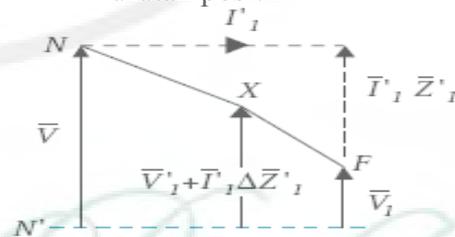
$$\Delta \bar{I} = - \frac{(\bar{V} - \bar{V}_1)}{\bar{Z}_1} \quad \text{di mana}$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V} - \bar{I}_1 \bar{Z}_1$$

Tegangan pada urutan positif dalam sistem terjadi gangguan akan meningkat seperti diperlihatkan pada gambar 1.



Gambar 1a. Diagram sistem jaringan urutan positif



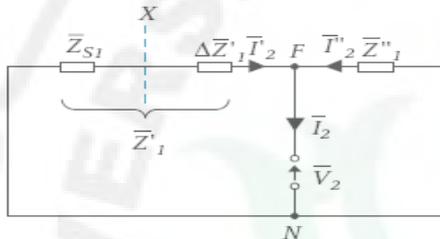
Gambar 1.b. Diagram gradien jaringan urutan positif

**Jaringan urutan negative**

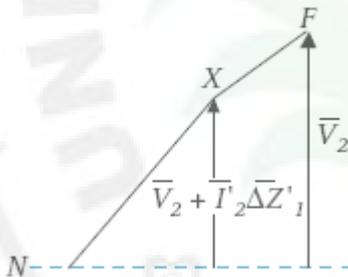
Jika tidak ada kuantitas pada urutan negatif muncul gangguan pada cabang yang merubah besarnya tegangan:

$$\bar{I}_2 = \frac{-\bar{V}_2}{\bar{Z}_2}$$

Impedansi pada jaringan urutan negatif network umumnya sama dengan jaringan urutan positif. Pada mesin impedansi ini berbeda tetapi dalam sistem jaringan yang besar ini diabaikan.



Gambar 2a. Diagram sistem jaringan urutan negatif



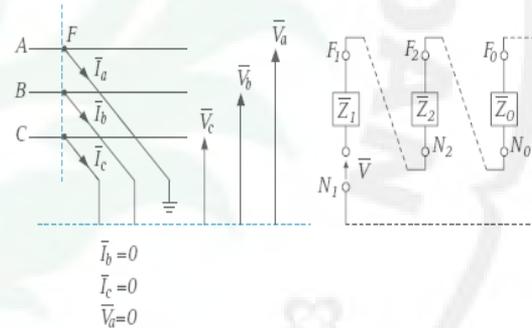
Gambar 2.b. Diagram gradien jaringan urutan positif

$$\left. \begin{array}{l} \bar{I}_b = 0 \\ \bar{I}_c = 0 \\ \bar{V}_a = 0 \end{array} \right\} \begin{array}{l} \bar{I}_a = 0 \\ \bar{I}_b = -\bar{I}_c \\ \bar{V}_b = 0 \\ \bar{V}_c = 0 \end{array} \left. \begin{array}{l} \bar{I}_a = 0 \\ \bar{V}_b = 0 \\ \bar{V}_c = 0 \end{array} \right\} \begin{array}{l} \bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0 \\ \bar{V}_a = \bar{V}_b \\ \bar{V}_b = \bar{V}_c \end{array} \left. \begin{array}{l} \bar{I}_a = 0 \\ \bar{V}_a = \bar{V}_b \\ \bar{V}_b = \bar{V}_c \end{array} \right\} \begin{array}{l} \bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0 \\ \bar{V}_a = \bar{V}_b \\ \bar{V}_b = \bar{V}_c \end{array}$$

a                      b                      c                      d

Selain gangguan di atas, terdapat juga gangguan satu fasa rangkaian terbuka dan gangguan menyilang (*cross-country*). Jika terdapat suatu gangguan misalnya pada satu fasa dengan tanah, berlaku :

$$\left. \begin{array}{l} \bar{I}_b = 0 \\ \bar{I}_c = 0 \\ \bar{V}_a = \bar{I}_a \bar{Z}_f \end{array} \right\}$$



Gambar 3. Definisi gangguan dan rangkaian ekuivalen

**Jaringan urutan nol**

Arus dan tegangan pada urutan nol selama kondisi gangguan adalah sama dengan jaringan urutan negative.

$$\bar{V}_0 = -\bar{I}_0 \bar{Z}_0$$

Arus pada urutan nol mengalir ke sistem dan kembali terhubung ke konduktor netral lainnya atau ke tanah.

**Jenis-jenis Gangguan**

Gangguan yang umumnya terjadi dapat dibedakan dalam empat macam, yaitu:

- a. Gangguan satu fasa ke tanah
- b. Gangguan fasa ke fasa
- c. Gangguan fase-fasa dan tanah
- d. Gangguan tiga fasa (dengan dan tanpa tanah)

**2. Trafo Arus dan Gangguan Sistem**

Trafo arus (CTs) umumnya memiliki rating sekunder 5A (*continuous*). Beberapa trafo arus multi-rasio dapat memilih rasio sesuai dengan piranti yang disediakan. Trafo arus mampu mengatasi gangguan lebih dari 20 kali rating dan memiliki kemampuan mengamankan beban pada kondisi gangguan. Ortmeyer (2004) memberikan contoh trafo arus dengan spesifikasi 600A:5A (*class C200*), didisain berdasarkan ANSI Std C57.13.1978. 600 A pada primer dan 5A pada sekunder, sehingga rasionya adalah 120. Sedangkan C adalah kelas akurasi yang dalam hal ini adalah 200, tegangan pada CT disalurkan ke rate impedansi gangguan pada 20 kali rating arus

tanpa kesalahan lebih dari 10%. Rating impedansi bebannya adalah :

$$Z_{\text{rated}} = \frac{\text{Voltage class}}{20 \cdot \text{Rated secondary current}} = \frac{200 \text{ V}}{20 \cdot 5 \text{ A}} = 2 \Omega$$

Dimisalkan CT memiliki rasio 600:5, arus beban puncak adalah seimbang 475 A per fasa. Arus relay untuk kondisi beban puncak pada arus sekunder fasa A:

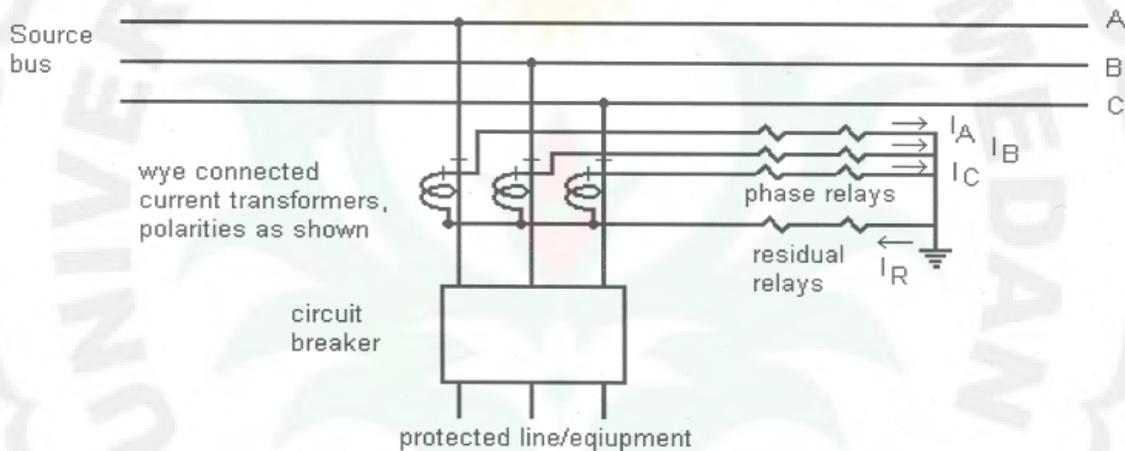
$$I_A = \frac{475 \text{ A}}{120} = 3.96 \text{ A}/0^\circ$$

Disini arus fasa A  $0^\circ$ , dan arus fasa B dan C adalah sama berubah  $120^\circ$ .

$$I_B = 3.96 \text{ A}/-120^\circ, I_C = 3.96 \text{ A}/120^\circ$$

Arus residunya adalah :

$$I_R = I_A + I_B + I_C = 3.96 \text{ A}/0^\circ + 3.96 \text{ A}/-120^\circ + 3.96 \text{ A}/120^\circ = 0 \text{ A}$$



Gambar 4. Pengaturan wye-connected CTs Proteksi

Jika rangkaian memiliki fasa A dengan gangguan tanah ke line, dan arus gangguan 9000 A, serta diasumsikan arus fasa  $0^\circ$ , maka arus relay fasa dan residu adalah :

$$I_A = \frac{9000 \text{ A}}{120} = 75 \text{ A}/0^\circ$$

$$I_B = 0 \text{ A}$$

$$I_C = 0 \text{ A}$$

$$I_R = I_A + I_B + I_C = 75 \text{ A}/0^\circ + 0 \text{ A} + 0 \text{ A} = 75 \text{ A}/0^\circ$$

Pada rangkaian yang memiliki gangguan dua fasa dengan 5000 A ke fasa B dan kembali ke fasa C. Jika arus fasa B  $0^\circ$ , maka :

$$I_A = \frac{0 \text{ A}}{120} = 0 \text{ A}$$

$$I_B = \frac{5000 \text{ A}/180^\circ}{120} = 41.7 \text{ A}/0^\circ$$

$$I_C = \frac{5000 \text{ A}/180^\circ}{120} = 41.7 \text{ A}/180^\circ = -I_B$$

$$I_R = I_A + I_B + I_C = 0 \text{ A} + 41.7 \text{ A}/0^\circ + 41.7 \text{ A}/180^\circ = 0 \text{ A}$$

Arus dengan gangguan tiga fasa 8000 A per fasa, maka :

$$I_A = \frac{8000 \text{ A}/0^\circ}{120} = 66.7 \text{ A}/0^\circ$$

$$I_B = \frac{8000 \text{ A}/-120^\circ}{120} = 66.7 \text{ A}/-120^\circ$$

$$I_C = \frac{8000 \text{ A}/120^\circ}{120} = 66.7 \text{ A}/120^\circ$$

$$I_R = I_A + I_B + I_C = 66.7 \text{ A}/0^\circ + 66.7 \text{ A}/-120^\circ + 66.7 \text{ A}/120^\circ = 0 \text{ A}$$

Sebagai contoh, untuk menghitung tegangan CT jika relay fasa beban adalah 1,2

$\Omega$ , residu relay beban  $0,4 \Omega$  dan resistansi CT  $0,3 \Omega$  adalah sebagai berikut :

**a. Gangguan satu fasa**

Fasa A pada CT akan memiliki tegangan eksitasi :

$$\begin{aligned} V_{exA} &= I_{Asec}(Z_{CT} + 2Z_{lead} + Z_{phase} + Z_{residual}) \\ &= 75 \text{ A}(0,3 \Omega + 2 \cdot 0,4 \Omega + 1,2 \Omega + 1,8 \Omega) \\ &= 307 \text{ V} \end{aligned}$$

**b. Gangguan dua fasa**

$$\begin{aligned} V_{exB} &= I_{Bsec}(Z_{CT} + Z_{lead} + Z_{phase}) \\ &= 41,7 \text{ A}(0,3 \Omega + 0,4 \Omega + 1,2 \Omega) \\ &= 79,2 \text{ V} \end{aligned}$$

**c. Gangguan tiga fasa**

$$\begin{aligned} V_{exA} &= I_{Asec}(Z_{CT} + Z_{lead} + Z_{phase}) \\ &= 66,7 \text{ A}(0,3 \Omega + 0,4 \Omega + 1,2 \Omega) \\ &= 126,7 \text{ V} \end{aligned}$$



Gambar 5. Diagram satu garis pada sistem

Langkah pertama yang harus dilakukan adalah mencari besar impedansi sumber (reaktansi), yang didapat dari data hubung singkat di bus 150 kV Gardu Induk A (500 MVA), lalu menghitung reaktansi trafo tenaga, kemudian menghitung impedansi penyulang per 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang.

**a. Impedansi sumber**

Hubung singkat di Bus 150 kV Gardu Induk (G.I) A = 500 MVA, maka

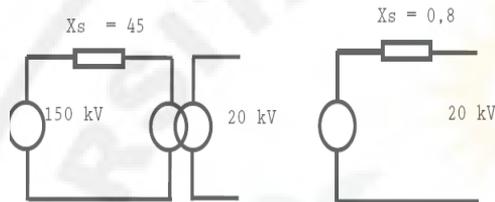
**3. Estimasi Perhitungan Gangguan**

Besarnya arus gangguan harus diestimasi untuk menemukan batas standar proteksi yang akan didisain dalam sistem. Sebagai contoh jika arus gangguan hubung singkat dari sistem jaringan 20 kV yang dipasang dari suatu Gardu Induk (GI) A terpasang satu trafo tenaga 150/20 kV dengan daya 10 MVA dengan impedansi 10%, netral trafo tenaga ditanahkan melalui tahanan 40 Ohm. Level short circuit pada bus 150 kV di GI A sebesar 500 MVA. Dari trafo tenaga ini mengisi tegangan ke busbar 20 dan terdapat satu buah penyulang 20 kV dengan panjang 10 km. Maka besar arus gangguan hubung singkat di jaringan 20 kV yang terjadi di 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} X_s &= \frac{kV^2}{MVA} & X_s &= \frac{150^2}{500} \\ & & &= 45 \text{ Ohm.} \end{aligned}$$

Impedansi sumber adalah nilai ohm pada sisi 150 kV, karena arus gangguan hubung singkat yang akan dihitung adalah gangguan di sisi 20 kV, maka impedansi sumber harus dikonversikan dulu ke sisi 20 kV, sehingga pada perhitungan arus gangguannya sudah menggunakan sumber 20 kV (tidak lagi menggunakan tegangan 150 kV sebagai sumber, karena semua

impedansi sudah dikonversikan ke dalam sistem tegangan 20 kV). Selanjutnya untuk mengkonversikan impedansi yang terletak di sisi 150 kV ke sisi 20 kV, dilakukan dengan cara sebagai berikut :



Gambar 6. Konversi impedansi 150 kV ke 20 kV

$$Xs(\text{sisi } 20\text{ kV}) = \frac{20^2}{150^2} * 45 \\ = 0,8 \text{ Ohm.}$$

#### b. Menghitung reaktansi trafo

Reaktansi trafo tenaga 10 MVA adalah 10%. Harga dalam ohm dihitung dengan terlebih dulu nilai ohm pada 100% untuk trafo 10 MVA pada sisi 20 kV, yaitu :

$$Xt(\text{pada } 100\%) = \frac{20^2}{10} \\ = 40 \text{ Ohm.}$$

Reaktansi trafo tenaga pada urutan positif, negatif (  $Xt1 = Xt2$  ) :

$$Xt = 10\% * 40 \\ = 4 \text{ ohm.}$$

Reaktansi urutan nol ( $Xt0$ ) didapat dengan memperhatikan data trafo tenaga itu sendiri

- Untuk hubungan  $\Delta Y$ , kapasitas belitan delta sama besar dengan kapasitas belitan Y, maka  $Xt0 = Xt1$ ,  $Xt0 = 4$  ohm.
- Untuk hubungan  $Y_{yd}$  dimana kapasitas belitan delta ( $d$ ) biasanya sepertiga dari kapasitas belitan Y (belitan untuk menyalurkan daya, belitan delta tetap di dalam tetapi tidak dikeluarkan kecuali satu terminal delta untuk ditanahkan), maka nilai

$$Xt0 = 3 * Xt1, \\ Xt0 = 3 * 4 = 12 \text{ ohm.}$$

- Untuk hubungan belitan  $YY$  dan tidak mempunyai belitan delta di dalamnya,

maka besarnya  $Xt0$  berkisar antara  $9 \text{ s/d } 14 * Xt1$ , diambil nilai  $Xt0$  lebih kurang  $10 * Xt1$ .  $Xt0 = 10 * 4 \text{ Ohm} = 40 \text{ Ohm}$ .

#### c. Menghitung impedansi penyulang

Impedansi penyulang tergantung dari besarnya Impedansi per km dari penyulang yang ditentukan dari konfigurasi tiang SUTM atau dari jenis kabel tanah untuk jaringan SKTM. Dalam kasus ini:

$Z = (R + jX) \text{ ohm/km}$  sebesar

$$Z1 = Z2 = (0,12 + j0,23) / \text{km}$$

$$Z0 = (0,18 + j0,53) / \text{km}$$

Dengan demikian nilai dari impedansi penyulang untuk lokasi gangguan sejarak 25%, 50%, 75%, 100% panjang penyulang, dihitung sebagai berikut :

#### Urutan Positif dan Negatif

% Panjang Impedansi Penyulang ( $Z1, Z2$ )

25	$25\% * 10 * (0,12 + j0,23) = 0,3 + j0,575$
50	$50\% * 10 * (0,12 + j0,23) = 0,6 + j1,15$
75	$75\% * 10 * (0,12 + j0,23) = 0,9 + j1,725$
100	$100\% * 10 * (0,12 + j0,23) = 1,2 + j2,3$

#### Urutan Nol

% Panjang Impedansi Penyulang Urutan Nol ( $Z0$ )

25	$25\% * 10 * (0,18 + j0,53) = 0,45 + j1,325$
50	$50\% * 10 * (0,18 + j0,53) = 0,90 + j2,65$
75	$75\% * 10 * (0,18 + j0,53) = 1,35 + j3,975$
100	$100\% * 10 * (0,18 + j0,53) = 1,80 + j5,30$

#### d. Menghitung impedansi ekivalen

Perhitungan impedansi positif ( $Z1eq$ ), negatif ( $Z2eq$ ), dan nol ( $Z0eq$ ) dari titik gangguan sampai ke sumber, gangguan impedansi tersambung secara deret sehingga  $Z1eq$  dan  $Z2eq$  dapat langsung dijumlahkan, sedangkan  $Z0eq$  dimulai dari titik gangguan sampai ke trafo tenaga yang netralnya ditanahkan. Dimisalkan trafo tenaga terpasang hubungan  $Y_{yd}$ , nilai  $Xto = 3 * Xt1$  atau 12 ohm, tahanan pentanahan  $3RN = 3 * 40 \text{ Ohm} = 120 \text{ Ohm}$ .

Perhitungan  $Z1eq$  dan  $Z2eq$  ;

$$\begin{aligned} Z1eq &= Z2 eq = Zs1 + Zt1 + Z1 penyulang \\ &= j0,8 + j4,0 + Z1 penyulang \\ &= j4,8 + Z1 penyulang \end{aligned}$$

Karena gangguan diasumsikan terjadi pada 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang, maka Z1eq (Z2eq) adalah :

% Panjang	Impedansi Z1 eq ( Z2 eq )
25	$j4,8 + ( 0,3 + j0,575 ) = 0,3 + j5,375$
50	$j4,8 + ( 0,6 + j1,150 ) = 0,6 + j5,950$
75	$j4,8 + ( 0,9 + j1,725 ) = 0,9 + j6,525$
100	$j4,8 + ( 1,2 + j2,300 ) = 1,2 + j7,100$

Perhitungan Z0 eq

$$\begin{aligned} Z0 eq &= Zt0 + 3RN + Z0 penyulang \\ &= j12 + 120 + Z0 penyulang \end{aligned}$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada 25%, 50%, 75%, dan 100%, maka perhitungan Z0 eq menghasilkan :

% Panjang	Impedansi Z 0 eq
25	$j12 + 120 + ( 0,45 + j1,325 ) = 120,45 + j13,325$
50	$j12 + 120 + ( 0,90 + j2,650 ) = 120,90 + j14,650$
75	$j12 + 120 + ( 1,35 + j3,975 ) = 121,35 + j15,975$
100	$j12 + 120 + ( 1,80 + j5,300 ) = 121,80 + j17,300$

#### e. Menghitung arus hubung singkat :

##### 1) Gangguan hubung singkat 3 Fasa

Rumus dasar arus gangguan hubung singkat 3 fasa adalah :

$$I = \frac{V}{Z}$$

dimana :

I = Arus gangguan 3 fasa,

V = Tegangan fasa netral sistem 20 kV  
 $= 20.000/\sqrt{3} = V_{ph}$

Z = Impedansi urutan positif (Z1 eq)

$$I_{3 fasa} = \frac{V_{ph}}{Z1eq}$$

$$I_{3 fasa} = \frac{20.000}{\sqrt{3} Z1eq}$$

$$I_{3 fasa} = \frac{11547}{Z1eq}$$

% Panjang	Arus Gangguan Hub.Singkat 3 fasa
25	$\frac{11547}{0,3 + j5,375} = 2144,9 \text{ A}$
50	$\frac{11547}{0,6 + j5,950} = 1930,9 \text{ A}$
75	$\frac{11547}{0,9 + j6,525} = 1753,06 \text{ A}$
100	$\frac{11547}{1,2 + j7,100} = 1603,6 \text{ A}$

##### 2) Gangguan hubung singkat 2 fasa

Rumus arus gangguan hubung singkat 2 fasa adalah

$$I = \frac{V}{Z}$$

dimana ,

I = Arus gangguan 2 fasa,

V = Tegangan fasa-fasa sistem 20 kV  
 $= 20.000 = V_{ph} - ph$

Z = Jumlah impedansi urutan positif (Z1 eq) dan impedansi urutan negatif (Z2 eq)

$$I_{2 fasa} = \frac{V_{ph} - ph}{Z1 - eq + Z2 - eq}$$

$$= \frac{20.000}{Z1 - eq + Z2 - eq}$$

Seperti halnya pada gangguan 3 fasa, gangguan SC 2 fasa juga dihitung untuk lokasi gangguan yang diasumsikan terjadi pada 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang. Dalam hal ini dianggap nilai Z1eq = Z2eq, sehingga persamaan arus gangguan hubung singkat 2 fasa di atas dapat disederhanakan menjadi :

$$I_{2 fasa} = \frac{V_{ph} - ph}{2 * Z1 - eq}$$

% Panjang	Arus Gangguan Hub.Singkat 2 fasa
25	$\frac{20.000}{2 * (0,3 + j5,375)} = 1857,6 \text{ A}$
50	$\frac{20.000}{2 * (0,6 + j5,950)} = 1672,2 \text{ A}$
75	$\frac{20.000}{2 * (0,9 + j6,525)} = 1518,2 \text{ A}$
100	$\frac{20.000}{2 * (1,2 + j7,100)} = 1388,8 \text{ A}$

### 3) Gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah

I 1 fasa ke tanah = 3 \* I<sub>0</sub>.

$$I_{1 \text{ fasa}} = \frac{3 * V_{ph}}{Z_{1-eq} + Z_{2-eq} + Z_{0-eq}} = \frac{3 * \frac{20.000}{\sqrt{3}}}{Z_{1-eq} + Z_{2-eq} + Z_{0-eq}}$$

$$= \frac{34641,016}{Z_{1-eq} + Z_{2-eq} + Z_{0-eq}} = \frac{34641,016}{2 * Z_{1-eq} + Z_{0-eq}}$$

% Panjang	Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ketanah
25	$\frac{34641,016}{2 * (0,3 + j5,375) + (120,45 + j13,325)} = \frac{34641,016}{\sqrt{121,05^2 + 24,075^2}} = 280,74 \text{ A}$
50	$\frac{34641,016}{2 * (0,6 + j5,950) + (120,9 + j14,65)} = \frac{34641,016}{\sqrt{122,1^2 + 26,55^2}} = 277,23 \text{ A}$
75	$\frac{34641,016}{2 * (0,9 + j6,525) + (121,35 + j15,975)} = \frac{34641,016}{\sqrt{123,15^2 + 29,025^2}} = 273,8 \text{ A}$
100	$\frac{34641,016}{2 * (1,2 + j7,10) + (121,80 + j17,30)} = \frac{34641,016}{\sqrt{124,2^2 + 31,5^2}} = 270,4 \text{ A}$

Dari hasil perhitungan di atas (3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah), dapat digunakan untuk koordinasi relay proteksi arus lebih, terutama pada relay arus lebih dari jenis inverse yang memiliki kelebihan karena waktu kerja relay dapat diketahui untuk setiap lokasi gangguan.

Rumus dasar arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah adalah:

$$I = \frac{V}{Z}$$

dimana ,

I = Arus urutan nol atau = I<sub>0</sub>,

V = Tegangan fasa - netral sistem 20kV  
= 20.000/√3 = V<sub>ph</sub>

Z = Jumlah impedansi urutan positif (Z<sub>1 eq</sub>), impedansi urutan negatif (Z<sub>2 eq</sub>) dan impedansi urutan nol (Z<sub>0 eq</sub>).

### 4. Reaktor

Reaktor merupakan suatu kumpulan yang didisain memiliki reaktansi induktif sangat besar dibandingkan resistansi. Reaktor difungsikan untuk membatasi arus yang mengalir dalam sistem pada saat

gangguan. Untuk itu reaktor ditempatkan pada posisi yang tepat dalam sistem pengamanan kelistrikan.

### Contoh 1

Pada sistem transmisi 3 fasa 10 kV memiliki resistansi  $1\Omega$  dan reaktansi  $4\Omega$  yang dihubungkan ke stasiun pembangkit bus-bar yang disuplai trafo step-up 5 MVA dengan reaktansi 5%. Busbar disuplai anternator 10 MVA yang memiliki reaktansi 10%. Besarnya arus hubung singkat gangguan antara fasa pada beban di ujung transmisi dihitung sebagai berikut:



Misalkan base = 10.000 KVA

Reaktansi trafo ke base KVA :

$$X_{tr} = 5 \times \left( \frac{10.000}{5.000} \right) \times 100\% = 10\%$$

Arus line 10.000KVA ke 10 KV

$$I_l = \frac{10.000 \times 1000}{\sqrt{3} \times 10 \times 1000} = 1000/\sqrt{3} \text{ A}$$

% resistansi jatuh pada 10.000KVA base

$$\begin{aligned} &= \frac{\sqrt{3} \times I \times R}{V} \\ &= \frac{\sqrt{3} \times \left( \frac{1000}{\sqrt{3}} \right) \times 1}{10.000} \times 100 = 10\% \end{aligned}$$

% reaktansi jatuh pada base

$$\begin{aligned} &= \frac{\sqrt{3} \times I \times X}{V} \\ &= \frac{\sqrt{3} \times \left( \frac{1000}{\sqrt{3}} \right) \times 4}{10.000} \times 100 = 40\% \end{aligned}$$

% resisitansi = 10%

% reaktansi = 10%+10%+40%=60%

% impedansi =  $\sqrt{10^2 + 60^2}$   
= 60,8%

$$\begin{aligned} \text{Short circuit KVA} &= \frac{10.000}{60,8} \times 100 \\ &= 16,45 \text{ MVA} \end{aligned}$$

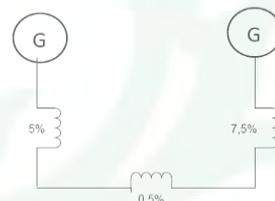
### Contoh 2.

Stasiun pembangkit A dan B, 33 KV dengan MVA hubung singkat pada busbar 1200 MVA dan 800 MVA. Stasiun interkoneksi dengan reaktansi 0,5 ohm per fasa, estimasi MVA pada kedua stasiun adalah sebagai berikut.

Base 60 MVA

$$\% X_a = \frac{\text{base MVA}}{\text{SC MVA}} \times 100 = \frac{60 \times 100}{1200} = 5\%$$

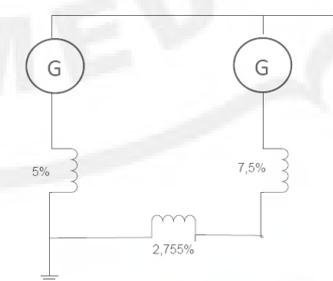
$$\% X_b = \frac{60 \times 100}{800} = 7,5\%$$



Arus beban penuh dari base MVA :

$$\begin{aligned} I &= \frac{\text{base MVA} \times 10^6}{\sqrt{3} \times \text{voltage}} = \frac{60 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 33.000} \\ &= 1.050 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% X_R &= \frac{IX}{V_p} \times 100 = \frac{1.050 \times 0,5}{\frac{33.000}{\sqrt{3}}} \times 100 \\ &= 2,755\% \end{aligned}$$



Jika gangguan terjadi pada stasiun A, reaktansi stasiun A parallel dengan reaktansi stasiun B dan deret dengan reaktansi reactor.

$$\% X_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{5} + \frac{1}{7,5+2,755}} = 3,36\%$$

$$\begin{aligned} \text{Arus hubung singkat} &= \frac{\text{base MVA} \times 100}{\% X_{eq}} \\ &= \frac{60 \times 100}{3,36} \\ &= 1.786 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Jika gangguan terjadi pada stasiun B, reaktansi stasiun B parallel dengan reaktansi stasiun A dan deret dengan reaktansi reactor.

$$\% X_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{7,5} + \frac{1}{5+2,755}} = 3,81\%$$

$$\begin{aligned} \text{Arus hubung singkat} &= \frac{60 \times 100}{3,81} \\ &= 1.575 \text{ MVA} \end{aligned}$$

### Contoh 3

Generator 30MVA dengan reaktansi 20% dihubungkan ke busbar. Sebuah trafo 25MVA dengan reaktansi 15% juga dihubungkan ke reactor 10% pada busbar yang sama. Kedua reaktansi dengan base on 25MVA rating. Jika feeder dari busbar dipasang CB line ke ground, estimasi SC pada CB adalah sebagai berikut.

Base 30 MVA

Reaktansi generator:

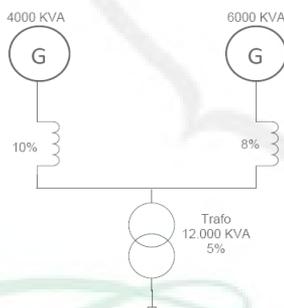
$$X_G = 30/30 \times 20 = 20\%$$

Reaktansi trafo :

$$X_T = 30/25 \times 15 = 18\%$$

Reaktansi reaktor :

$$X_R = 30/25 \times 10 = 12\%$$



Persentase reaktansi equivalen

$$\% X_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{20} + \frac{1}{18+12}} = 12\%$$

$$\begin{aligned} \text{Maka rating Short Circuit} &= 30/12 \times 100 \\ &= 250 \text{ MVA} \end{aligned}$$

### 5. Relay Arus Lebih

Pengaturan relay arus dicontohkan oleh Jalamas Berkatama (2001), jika arus beban penyulang 100 Amper, dan ratio trafo

arusnya 150/5 serta relay arus lebih yang digunakan dari jenis normal (standard) inverse, maka nilai-nilai setelan relay arus lebih dapat dihitung sebagai berikut :

#### Nilai Setelan Relay Penyulang 20 kV.

Pengaturan (seting) arus

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (pri)} &= 1,05 * I_{beban} \\ &= 1,05 * 100 \text{ Amp.} \\ &= 105 \text{ Amp.} \end{aligned}$$

Nilai setelan tersebut adalah nilai primer, dan nilai setelan sekunder yang diatur pada relay arus lebih harus dihitung menggunakan data ratio trafo arus terpasang pada penyulang tersebut, yaitu :

$$\begin{aligned} I_{set} \text{ (sek)} &= I_{set} \text{ (pri)} * \frac{1}{\text{RatioCT}} \\ &= 105 * \frac{5}{150} \text{ Amp.} \\ &= 3,5 \text{ Amp.} \end{aligned}$$

#### Pengaturan (setting) waktu (Tms)

Seting waktu relay standard inverse dihitung menggunakan rumus kurva waktu vs arus, salah satunya menggunakan Standard British, sebagai berikut :

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

Penentuan nilai Tms pada relay arus lebih, dimisalkan arus gangguan ( $I_{fault}$ ) 3 fasa pada lokasi gangguan 25% panjang penyulang, dan waktu kerja relay arus lebih 0,3 detik, maka nilai Tms yang akan diseting pada relay arus lebih adalah:

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

$$T_{ms} = \frac{0,3 * \left(\left(\frac{2144,9}{105}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$= 0,133 \text{ dibulatkan} = 0,13$$

### Pengaturan (seting) incoming 20 kV trafo tenaga.

Penentuan nilai setelan relay arus lebih sisi Incoming 20kV trafo, perlu dihitung arus nominal trafo tenaga. Dimisalkan datanya sebagai berikut :

Kapasitas = 10 MVA

Tegangan = 150/20 kV

Impedansi = 10%.

CT ratio = 400/5 (sisi incoming 20kV)

arus nominal trafo pada sisi 20 kV :

$$I_n (\text{sisi 20 kV}) = \frac{kVA}{kV * \sqrt{3}}$$

$$= \frac{10.000}{20 * \sqrt{3}}$$

$$= 288,7 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{set (pri)}} = 1,05 * I_{\text{beban}}$$

$$= 1,05 * 288,7 \text{ Amp.}$$

$$= 303,1 \text{ Amp.}$$

Harga di atas adalah untuk nilai primer, sedangkan pada sekunder pada relay arus lebih dihitung menggunakan data ratio trafo arus terpasang di incoming 20 kV :

$$I_{\text{set (sek)}} = I_{\text{set (pri)}} * \frac{1}{\text{RatioCT}}$$

$$= 303,1 * \frac{5}{400} \text{ Amp.}$$

$$= 3,79 \text{ Amp.}$$

### Pengaturan (seting) waktu (Tms)

Setting waktu relai standard inverse dihitung dengan kurva waktu vs Arus, menggunakan Standard British :

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

Waktu kerja relay arus lebih pada incoming trafo 20 kV harus diatur lebih lambat 0,4 detik dari waktu kerja relay pada penyulang 20 kV (dari relay yang di sisi hilirnya) atau disebut grading time, agar relay di incoming 20 kV memberi kesempatan relay di

penyulang bekerja lebih dahulu, dengan demikian jika terjadi gangguan hubung singkat pada bagian penyulang tersebut hanya penyulang itu saja yang trip dan busbar 20 kV masih bertegangan untuk memasok penyulang lain yang masih tersambung, sehingga beban di penyulang lain masih menyala. Untuk itu, nilai Tms pada relay arus lebih di incoming 20 kV adalah :

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

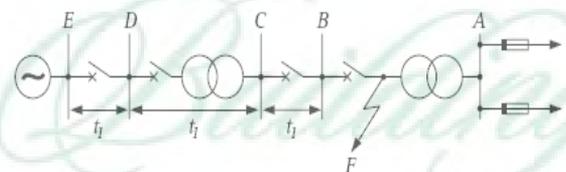
$$Tms = \frac{(0,3 + 0,4) * \left(\left(\frac{2144,9}{303,1}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$= 0,199 \text{ dibulatkan} = 0,2$$

Nilai di atas masih harus diuji lagi dengan arus gangguan lain seperti pada lokasi gangguan 3 fasa pada 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang, demikian juga untuk jenis gangguan hubung singkat 2 fasa yang besar arus gangguannya juga sudah dihitung.

## 6. Prinsip Grading Waktu dan Arus

Metode untuk menentukan seting waktu pada setiap relay pengontrolan ciecuit breaker dalam sistem kelistrikan mengharuskan breaker melakukan aksi lebih dulu pada saat terjadi gangguan. Sebagai contoh, berikut disajikan sistem distribusi radial pada gambar 7.



Gambar 7. Sistem pada grading waktu

Proteksi arus lebih pada B,C,D dan E dideteksi relay arus lebih yang beroperasi dengan elemen sensitif. Relay B disetting dengan waktu interval waktu singkat untuk

mengatasi gangguan A. Setelah jeda waktu tersebut relay output menutup kontak untuk melakukan trip circuit breaker. Relay C memiliki waktu delay yang cukup terhadap  $t_1$  detik, demikian juga dengan relay pada D dan E. Jika muncul gangguan pada F, relay B akan beroperasi dalam  $t$  detik dan CB B akan mengamankan gangguan sebelum relay C,D dan E memiliki waktu operasi. Interval waktu  $t_1$  antara tiap relay diseting dengan tepat. Variasi arus gangguan menjadi dasar dengan nilai impedansi antara sumber dengan titik gangguan.

### C. Penutup

Gangguan pada sistem jaringan listrik perlu diantisipasi untuk menyelamatkan sistem

### D. Referensi

A.R Van C. Warrington (1982). *Protective Relays : Their theory and practice*. Chapman and Hall.

George, Fesak; Helfrich.H, Vilcheck,W & Deutsch,D (1980). *Instantaneous CB Setting for The Short-circuit of Three PhaseTrailing Cable*. Virginia, Arlington

Gupta,J.B (1998). *Generation, Protection, Switchgear and Economics of Electrical Power*. Ludhiana : Katson Publishing House Inc, B.D Kataria and Sons.

Metz-Nobat, Dumas,F and Poulan C (2008). "Calculation of Short Circuit Current". *Cahier Technique Schneider Electric* no.158, pp.1-32.

Marco Polo Pereira Paulo, Cesar Vaz Esmeraldo (2000). *The Calculation of Short Circuit Currents in Overhead Ground Wires Using the EMTP/ATP* Rio de Janeiro, Brazil : Transmission Planning Department, Rua Real Grandeza, 219.

Nobat, M. Dumas,F and Poulan C (2008). "Calculation of Short Circuit Current".

dari bahaya yang ditimbulkan pada saat terjadinya gangguan. Untuk itu perlu dibangun suatu sistem proteksi yang mampu melakukan trip pada saat terjadi kondisi abnormal agar sistem tetap dalam keadaan aman. Sistem harus memiliki kriteria atau standar yang ketat setidaknya meliputi selectivitas, sensitivitas, reliabilitas, kecepatan dan kepraktisan dalam operasional. Estimasi resistansi, reaktansi dan impedansi akan membantu dalam menentukan rating circuit breaker yang akan digunakan dalam sistem. Ketepatan dan kecermatan serta kecepatan sistem akan sangat menentukan kualitas pengamanan yang dibangun dalam sistem jaringan listrik dalam mengatasi munculnya gangguan.

*Cahier Technique Schneider Electric* no.158, pp.1-32.

Ortmeyer, Thomas H (2000). *Handbook of Electric Power Calculation*. New York : McGraw-Hill Comp.

PT.Jalamas Berkatama (2001). "Koordinasi Relay OC dan GFR untuk Penyulang Pembangkit" *Materi Kursus Proteksi Pada pembangkit*. Jakarta.

Skrotzki, Benhard G.A (1995). "A New Approach to the Arcing Fault Detection for Fast Autor Reclosure in Transmission System". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.10 (4).

Sonnemann, W.K (1990). *Directional Element Connections for Fase Relays* Transactions A.I.E.E.

Whitaker, Jerry C (2002). "Safety and Protection Systems" *AC Power Systems Handbook, 2nd Edition*. Boca Raton: CRC Press LLC.