

ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS (DOCR)* DENGAN INTERKONEKSI *DISTRIBUTED GENERATION (DG)* PADA PENYULANG JOLOTUNDO

**Bambang Prio Hartono, Eko Nurcahyo,
Lauhil Mahfudz Hayusman**

Abstrak: Keandalan dan kemampuan sistem tenaga listrik dalam suatu jaringan sangat tergantung pada sistem pengamanan yang digunakan. Oleh sebab itu dalam perencanaan suatu sistem tenaga listrik, perlu dipertimbangkan kondisi-kondisi gangguan yang mungkin terjadi pada sistem melalui analisis gangguan hubung singkat. Gangguan hubung singkat merupakan salah satu gangguan yang sering timbul, baik itu gangguan satu fasa ke tanah dua fasa ke tanah antar fasa. Penelitian ini akan menganalisis sistem proteksi *Directional Over Current Relay (DOCR)*. *Directional Over Current Relay (DOCR)* atau lebih dikenal dengan relay arus lebih yang mempunyai arah tertentu adalah relay pengamanan yang bekerja karena adanya besaran arus dan tegangan serta dapat membedakan arah arus gangguan. Penelitian ini juga akan mencoba menganalisis pengaruh interkoneksi *Distributed Generation (DG)* yaitu PLTMH Seloliman Mojokerto pada penyulang Jolotundo khususnya kenaikan arus lebih yang bisa berdampak pada sistem. Pemodelan dan simulasi menggunakan *software ETAP power station*. Hasil setting relay *DOCR* lebih sensitif dan selektif dibandingkan setting awal, yaitu dari $t = 0,95$ detik menjadi $t = 0,23$ detik, setting relay lebih cepat 0,72 detik dari setting awal.

Kata kunci: gangguan hubung singkat, sistem proteksi, *DG*, *DOCR*

Distributed Generation (DG) adalah generator berskala kecil yang diparalel (dihubungkan) pada jaringan distribusi. Salah satu manfaat yang paling utama dari *DG* adalah dapat dioperasikan untuk sistem distribusi dengan mode Island, yaitu keadaan dimana pada mode ini sistem distribusi menjadi terisolasi secara elektrik dari seluruh sistem tenaga. Hal ini sangat bermanfaat untuk meningkatkan kualitas pasokan tenaga serta dapat dioperasikan dalam mode *island* jika terjadi pemadaman.

Interkoneksi *DG* pada jaringan distribusi akan mempengaruhi operasi sistem distribusi, ada beberapa dampak positif dan negatifnya. Untuk dampak positif dari interkoneksi *DG* pada jaringan yakni mengurangi nilai jatuh tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya, sedang dampak negatifnya adalah kemungkinan terjadinya simpatetik trip (*sistem proteksi merespon secara salah atau tidak diharapkan*) pada salah satu penyulang yang terdapat *DG*. Pada kondisi terhubung jaringan dan *islanding* arus hubung singkat memiliki nilai yang berbeda. Pada umumnya saluran transmisi memiliki arus hubung singkat yang lebih tinggi dibandingkan dengan arus hubung singkat pada saluran distribusi. Namun demikian, saat sistem distribusi dalam keadaan *islanded* arus gangguan yang perlu diamankan lebih rendah dari pada saat terhubung dengan saluran transmisi. Maka dari itu diperlukan pengamanan yang adaptif.

Sistem proteksi *Directional Over Current Relay (DOCR)* atau relay arus lebih berarah merupakan salah satu jenis relay proteksi yang paling banyak digunakan pada sistem proteksi tenaga listrik. Relay arus lebih berarah digunakan untuk mendeteksi

adanya gangguan hubung singkat pada sistem yang mempunyai sumber lebih dari satu dan mempunyai jaringan yang membentuk loop. Prinsip kerja relay ini mempunyai dua buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus yang masuk kedalam relay. Untuk membedakan arah arus ke depan atau arah arus kebelakang, maka salah satu phasa dari arus harus dibandingkan dengan tegangan pada fasa yang lain.

PERSAMAAN YANG DIGUNAKAN

Persamaan yang digunakan untuk menghitung dan menentukan parameter *setting relay Directional Over Current Relay (DOCR)* mengacu pada standard IEEE/ANSI. Tabel 1. menunjukan tabel perhitungan *DOCR*.

Tabel 1. IDMT standar inverse yang memakai standar IEC 60255

Karakteristik Relay	Standar IEC 60255
Standar Inverse (SI)	$T = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
Very Inverse (VI)	$T = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$T = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Long time standart eart fault	$T = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Persamaan cara perhitungan *setting relay* dan parameter apa saja yang perlu di cari.

a. Relay arus lebih berarah (*DOCR*)

Arus nominal adalah arus kerja dari suatu peralatan listrik.

$$I_n = I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} V_{base}} \quad (1)$$

Keterangan :

$$I_n : I_{base} = \text{Arus nominal (A)} \quad (2)$$

$$S_{base} : \text{Daya semu (VA)} \quad (3)$$

$$V_{base} : \text{Tegangan (V)} \quad (4)$$

b. *Ratio CT*

Ratio CT ditentukan dari arus nominal peralatan atau dari kabel pada umumnya.

$$\text{Rasio CT} = \frac{\text{primer}}{\text{sekunder}} \quad (5)$$

c. Arus yang mengalir melalui *relay*

$$I_{relay} = I_{base} \times \frac{1}{\text{Ratio CT}} \quad (6)$$

d. Arus kerja relay (Standar *DOCR* 110%)

$$I_{setOCR} = 1.1 \times I_{base} \quad (7)$$

e. Waktu operasi (T_s)

Time setting (t_s) adalah waktu yang dibutuhkan oleh suatu pengaman (relay) untuk kerja.

$$T_s = \frac{K}{(I_{setOCR})^\alpha - 1} \times TMS \quad (8)$$

Keterangan :

TMS (*time multiple setting*) : standar waktu setting relay

K : konstanta standart inverse (0.14)

α : konstanta standar inverse (0.02)

Persamaan yang digunakan untuk menghitung *setting relay DOCR* yakni :

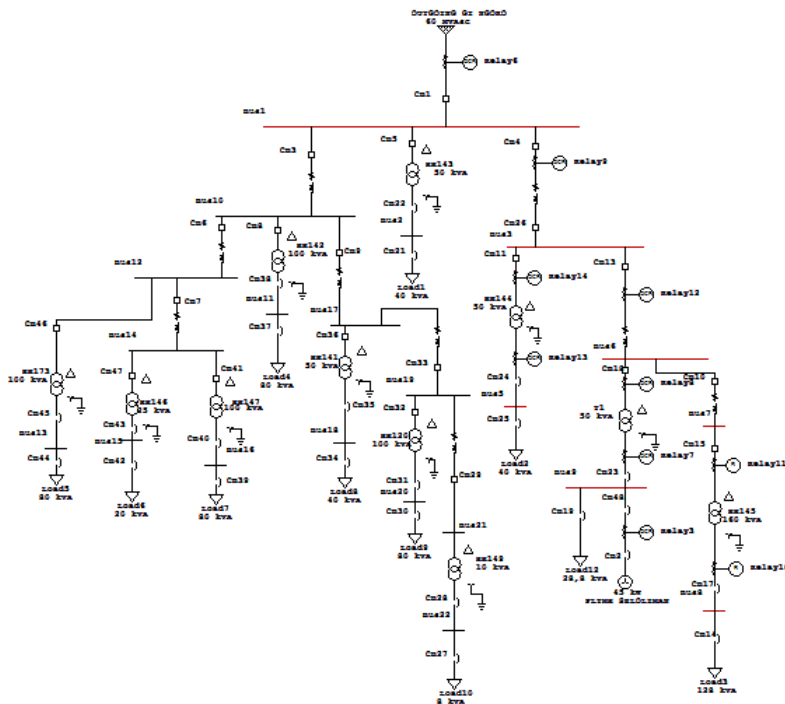
$$I_{set \text{ primer}} = 1.05 \times I_n \quad (9)$$

$$I_{set \text{ sekunder}} = I_{set \text{ primer}} \times \frac{1}{\text{ratio CT}} \quad (10)$$

$$TMS = \frac{0.14}{\left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set \text{ (primer)}}} \right)^\alpha - 1 \right]} \quad (11)$$

$I_{\text{set primer}}$: Nilai arus primer yang di masukkan untuk penyetelan *relay*.
 $I_{\text{set sekunder}}$: Nilai arus sekunder yang di masukkan untuk penyetelan *relay*.
 TMS : Standar waktu *setting relay*

Gambar 1. menunjukan hasil pemodelan Penyulang Jolotundo yang terinterkoneksi dengan DG (PLTMH Seloliman). Kapasitas daya yang dibangkitkan oleh PLTMH Seloliman sebesar $P = 45 \text{ kW}$. Skripsi ini akan menganalisis kinerja relay *DOCR* untuk mendeteksi adanya arus lebih akibat interkoneksi DG dan akibat gangguan hubung singkat tiga fasa dan antar fasa.



Tabel 2. Menunjukkan hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan antar fasa sebelum dan sesudah interkoneksi *DG*. Terlihat bahwa semua bus mengalami kenaikan arus pada setiap gangguan yang dianalisis/diberikan. Kenaikan yang paling besar terjadi pada bus 9, dimana sebelum interkoneksi *DG* arus gangguan tiga fasa sebesar $I_{sc} = 1.022$ kA sesudah interkoneksi *DG* menjadi $I_{sc} = 1.414$ kA dan arus gangguan antar fasa sebelum interkoneksi *DG* sebesar $I_{sc} = 0.885$ kA sesudah interkoneksi *DG* menjadi $I_{sc} = 1.235$ kA. Hal ini didasari oleh kenyataan bahwa bus 9 adalah bus yang letaknya dekat dengan *DG*.

Tabel 2. Hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat

Bus	kV	Sebelum pemasangan DG		Setelah pemasangan DG	
		3 Phasa Fault (kA)	Line to Line Fault (kA)	3 Phasa Fault (kA)	Line to Line Fault (kA)
Bus 1	20	1.767	1.530	1.773	1.535
Bus 3	20	0.324	0.280	0.329	0.285
Bus 5	0,38	1.078	0.934	1.079	0.935
Bus 6	20	0.312	0.270	0.317	0.275
Bus 7	20	0.172	0.149	0.174	0.150
Bus 8	0,38	2.660	2.304	2.666	2.309
Bus 9	0,4	1.022	0.885	1.414	1.235

Sumber: (Hasil Analisis Short Sircuit pada Software ETAP, 2016)

Kondisi Awal Sistem

Data pada Tabel 3. merupakan data *directional over current relay* yang diperoleh di lapangan. Data tersebut akan dimasukkan ke pemodelan sistem selanjutnya dianalisis untuk melihat kinerja relay (selektifitas dan kecepatan)

Tabel 3. Data *directional over current relay*

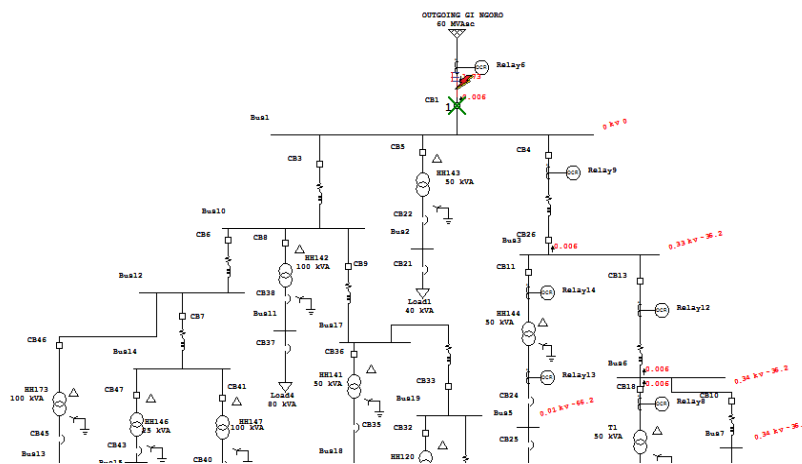
Relay ID	CT		Tipe Relay (Manufactur & Tipe)	Setting Phase-Phase			
				OCR		TD (s)	Kurva
	P	S		P	S		
Relay 3	1000	5	Areva-Micom P 123	1400	7	0.175	SI
Relay 6	2000	5	Areva-Micom P 121	1000	2.5	0.180	SI
Relay 7	400	5	Areva-Micom P 123	300	3.75	0.125	SI
Relay 8	300	5	Square D-Spam 1000+	240	4	0.13	SI
Relay 9	200	5	Areva-Micom P 121	112	2.8	0.087	SI
Relay 10	400	5	Areva-Micom P 122	272	3.4	0.125	SI
Relay 11	400	5	Areva-Micom P 122	300	3.75	0.15	SI
Relay 12	400	5	Areva-Micom P 121	300	3.75	0.240	SI
Relay 13	200	5	Areva-Micom P 121	160	4	0.95	SI
Relay 14	200	5	Areva-Micom P 121	30	0.75	0.075	SI

Sumber : (APJ Mojokerto, 2015)

Analisis dilakukan dengan memberikan gangguan hubung singkat pada empat tempat yang berbeda, yaitu gangguan hubung singkat pada sisi sumber (*fault at the utility*), gangguan hubung singkat pada sisi beban (*fault at the load*), gangguan hubung singkat antara dua bus, dan gangguan hubung singkat pada sisi DG (PLTMH Seloliman).

Gangguan pada Sisi Utility

Gambar 2. memperlihatkan gangguan hubung singkat yang terjadi pada sisi sumber (*utility*). Pemutus tenaga tegangan tinggi (CB1) akan trip (terbuka), sehingga bus 1 akan lepas dari sumber (*utility*).



Gambar 2. Gangguan hubung singkat pada sisi sumber

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB1 & CT2. Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-05-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2281	Relay6	1,732	2281		Phase - OC1 - S1
2341	CB1		60,0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - S1

Gambar 3. Urutan operasi untuk gangguan hubung singkat pada sisi utility pada kondisi awal

- Relay 6

Arus gangguan (I_f) = 1,773 kA $\approx$ 1773 A

Rasio CT = 2000 : 5

Arus Nominal (I_n) = $\frac{1773}{\sqrt{3} \times \frac{2000}{5}}$

= $\frac{1773}{60000}$

= 1,732 A

= 1,732 A

$I_{set} (Primer)$ = 1,05 $\cdot$ I_n

= 1,05 $\cdot$ 1,732

= 1818,7 A $\approx$ 1819 A

$I_{set} (Sekunder)$ = $I_{set} (Primer) \times \frac{1}{Ratio CT}$

= 1819 $\times \frac{1}{2000}$

= 1819 $\times \frac{5}{2000}$

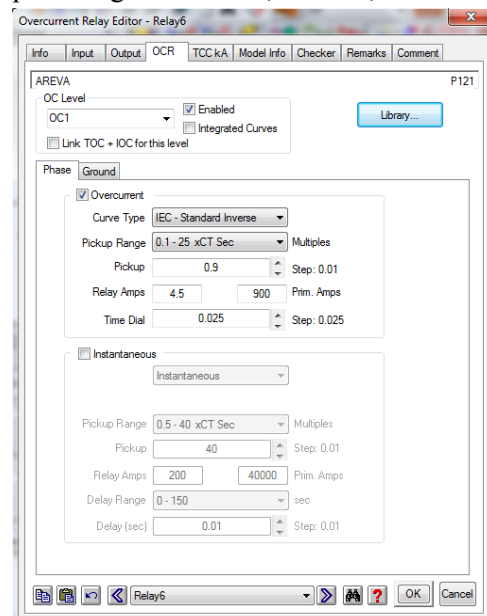
= 4,5 A

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

= $\frac{0,3 \times \left[\left(\frac{1773}{1819} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$

$TMS = 0,001$ s

Karena nilai time dial/TMS minimal yang bisa dimasukan sebesar 0.025, maka nilai perhitungan TMS = 0,001 $\approx$ 0,025.



Gambar 4. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 6

Urutan operasi dan kurva TCC untuk gangguan hubung singkat yang terjadi pada sisi utility ditunjukkan pada Gambar 5. dan Gambar 6.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

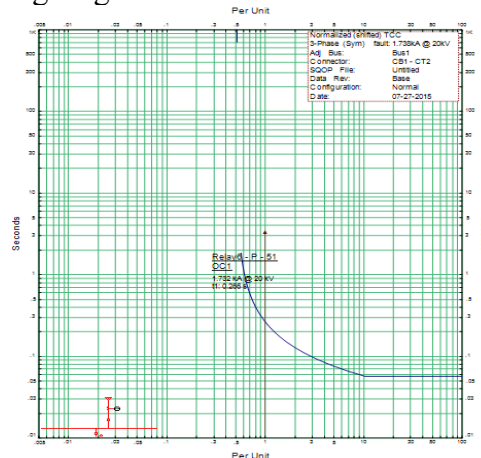
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB1 & CT2. Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 07-27-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
266	Relay6	1.732	266		Phase - OC1 - 51
306	CB1		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51

Gambar 5. Urutan operasi untuk gangguan hubung singkat pada sisi *utility*

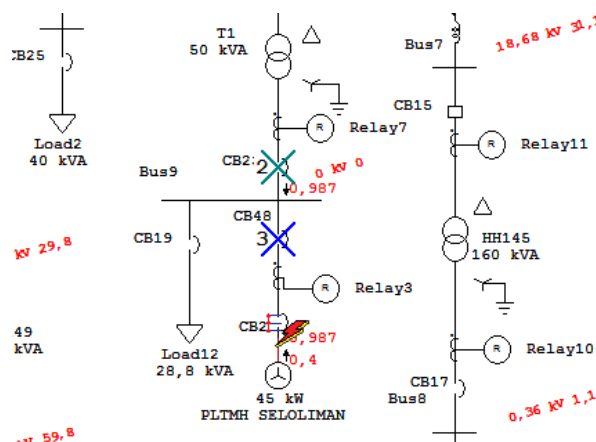
Pada saat terjadi gangguan, relay 6 akan bekerja pada waktu 266 ms untuk arus gangguan sebesar 1.732 kA, relay 6 tersebut akan memerintahkan CB1 trip setelah delay selama 40 ms, gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 306 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.



Gambar 6. Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi *utility*

Gangguan pada Sisi DG

Gambar 7 memperlihatkan gangguan hubung singkat tiga fasa pada sisi DG. Pada saat terjadi gangguan, relay tidak bekerja secara selektif karena relay yang bekerja terlebih dahulu adalah relay 7 yang memerintahkan CB23 untuk trip, yang seharusnya bekerja terlebih dahulu adalah relay 3 yang memerintahkan CB2, CB48 untuk trip.



Gambar 7 Gangguan hubung singkat pada sisi DG

Perhitungan setting relay**- Relay 3**

Arus Gangguan (I_f) = 1,414 kA $\approx I_f = 1414$ A

Rasio CT = 1000 : 5

Menghitung arus nominal atau arus beban

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times V} = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 81,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{set (primer)}} = 1,05 \times I_n = 1,05 \times 81,2 \text{ A} = 85,26 \text{ A}$$

$$I_{\text{set (sekunder)}} = I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} = 85,26 \text{ A} \times \frac{1}{\frac{1000}{5}} = 85,26 \text{ A} \times \frac{5}{1000} = 0,4 \text{ A}$$

$$\text{TMS} = t \times \frac{\left(\frac{I_f}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,3 \times \frac{\left(\frac{1414}{85,26} \right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,3 \times \frac{0,0577}{0,14} = 0,12 \text{ s}$$

- Relay 7

Arus Gangguan (I_f) = 0,317 kA ≈ 317 A

Rasio CT = 400 : 5

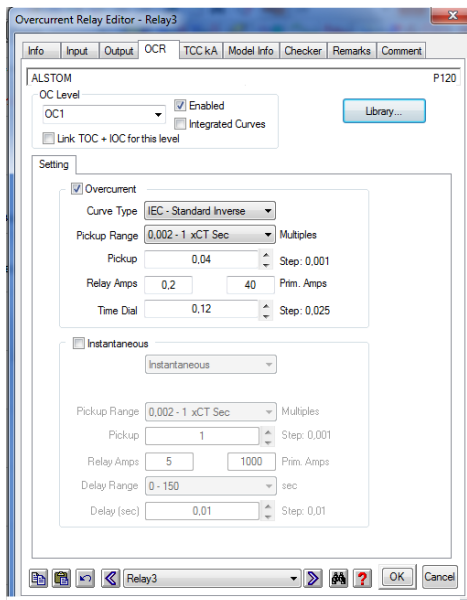
Menghitung arus nominal atau arus beban

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times V} = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 1,44 \text{ A}$$

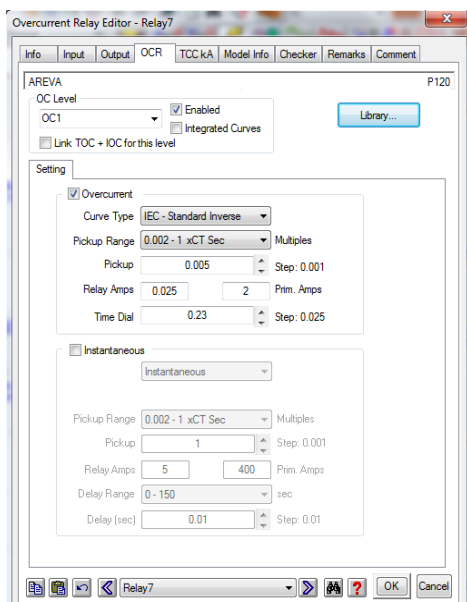
$$I_{\text{set (primer)}} = 1,05 \times I_n = 1,05 \times 1,44 = 1,512 \text{ A} \approx 2 \text{ A}$$

$$I_{\text{set (sekunder)}} = I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\frac{400}{5}} = 2 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} = 2 \times \frac{5}{400} = 0,025 \text{ A}$$

$$\text{TMS} = t \times \frac{\left(\frac{I_f}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,3 \times \frac{\left(\frac{317}{2} \right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,3 \times \frac{0,106}{0,14} = 0,23 \text{ s}$$



Gambar 8. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 3



Gambar 9. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 7

- Relay 8

Arus gangguan (I_f) = 0,329 kA $\approx$ 329 A

Rasio CT = 300 : 5

Arus Nominal (I_n) = $\frac{1 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}}$
 $= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 50}$
 $= 1,732 \cdot 20$
 $= 1,44 \text{ A}$

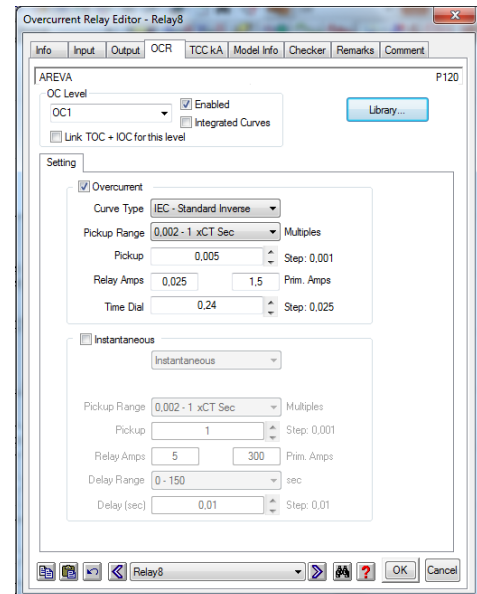
$I_{\text{set (Primer)}}$ = $1,05 \cdot I_n$
 $= 1,05 \cdot 1,44$
 $= 1,512 \text{ A}$

$I_{\text{set (Sekunder)}}$ = $I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}}$
 $= 1,512 \times \frac{1}{\frac{300}{5}}$
 $= 1,512 \times \frac{5}{300}$
 $= 0,03 \text{ A}$

$$\text{TMS} = \frac{t_x \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

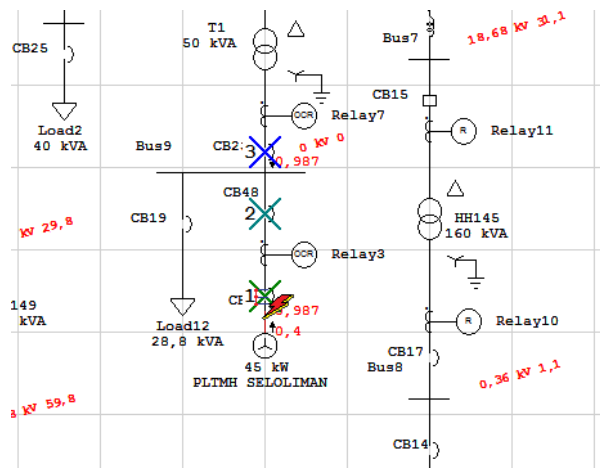
$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,24 \text{ s}$$



Gambar 10. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 8

Gambar 11. memperlihatkan hasil simulasi gangguan hubung singkat pada sisi DG setelah dilakukan setting ulang relay.



Gambar 11 Gangguan hubung singkat pada sisi DG setelah setting ulang relay

Urutan kerja relay dan kurva TCC dapat dilihat pada Gambar 12. dan Gambar 13. Pada saat terjadi gangguan, relay 3 akan bekerja pertama kali pada waktu 340 ms untuk arus gangguan sebesar 0,987 kA, relay 3 tersebut akan memerintahkan CB2 dan CB48 trip setelah delay selama 10 ms dan 30 ms. Apabila relay 3 gagal bekerja, maka relay 7 akan bekerja (backup relay) pada waktu 521 ms memerintahkan CB23 trip. Apabila relay 7 gagal bekerja, maka relay 8 akan bekerja (backup relay) pada waktu

703 ms memerintahkan CB18 trip. Gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 6671 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.

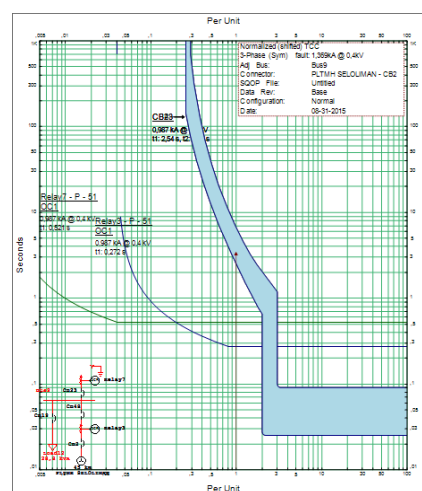
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between PLTMH SELOLIMAN & CB2. Adjacent bus: Bus9

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-31-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
272	Relay3	0,987	272		Phase - OC1 - 51
282	CB2		10,0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
302	CB48		30,0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
372	CB23		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
521	Relay7	0,987	521		Phase - OC1 - 51
621	CB23		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
635	Relay8	0,02	635		Phase - OC1 - 51
700	CB18		65,0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
6671	CB2	0,987	2536	6671	
6671	CB23	0,987	2536	6671	
6671	CB48	0,987	2536	6671	

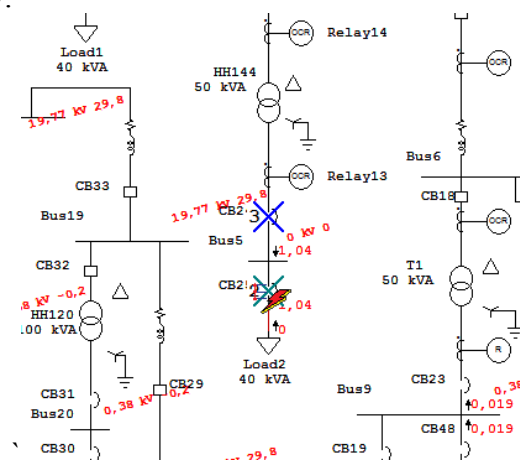
Gambar 12. Urutan kerja relay untuk gangguan hubung singkat pada sisi DG



Gambar 13 Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi DG

Gangguan pada Sisi Beban

Gambar 14. memperlihatkan gangguan yang terjadi pada sisi beban. Pada saat terjadi gangguan hubung singkat terjadi kesalahan koordinasi antara relay 13 dan relay 7, kesalahan koordinasi relay tersebut menyebabkan gangguan yang terjadi tidak dapat dilokalisasi dengan baik sehingga dibutuhkan setting ulang relay agar tidak terjadi kesalahan koordinasi relay.



Gambar 14. Gangguan hubung singkat pada sisi beban

Perhitungan setting relay**- Relay 13**

$$\text{Arus gangguan (I}_f\text{)} = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal (I}_n\text{)} &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{1782,20}{80} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

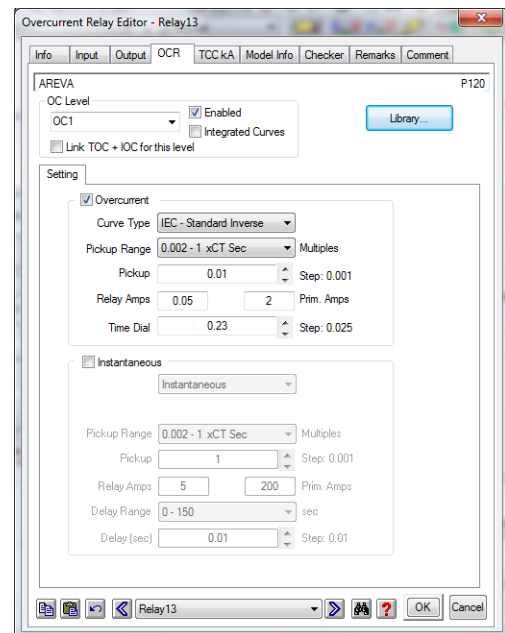
$$\begin{aligned} \text{I}_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot \text{I}_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \approx 2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{I}_{\text{set (Sekunder)}} &= \text{I}_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 2 \times \frac{1}{200} \\ &= 2 \times \frac{5}{200} \\ &= 0,05 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{\text{I}_{\text{fault}}}{\text{I}_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{2} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,23 \text{ s}$$



Gambar 15. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 13

Perhitungan setting relay**- Relay 14**

$$\text{Arus gangguan (I}_f\text{)} = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal (I}_n\text{)} &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{1782,20}{80} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

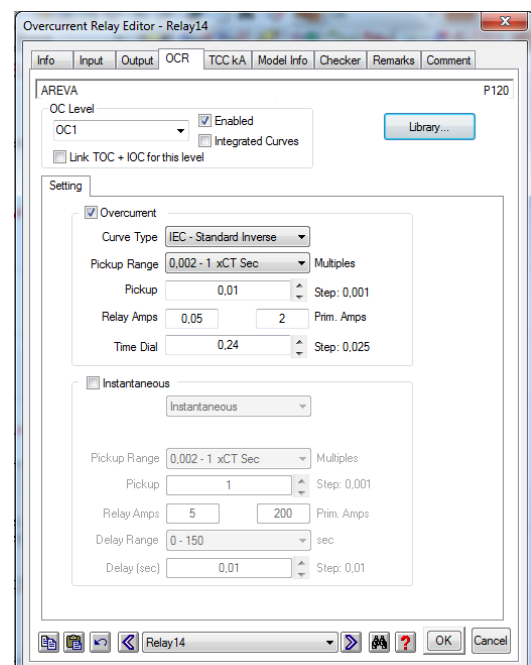
$$\begin{aligned} \text{I}_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot \text{I}_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{I}_{\text{set (Sekunder)}} &= \text{I}_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1,512 \times \frac{1}{200} \\ &= 1,512 \times \frac{5}{200} \\ &= 0,04 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{\text{I}_{\text{fault}}}{\text{I}_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

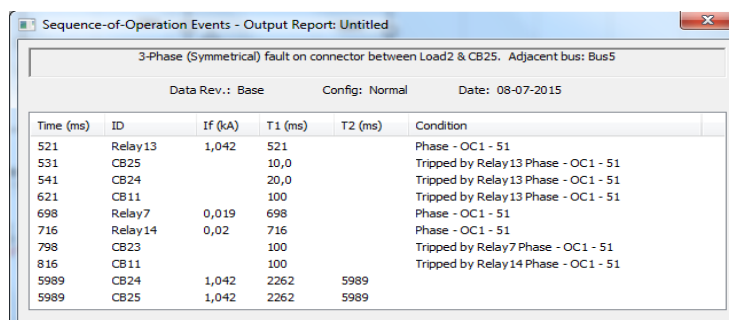
$$\text{TMS} = 0,24 \text{ s}$$



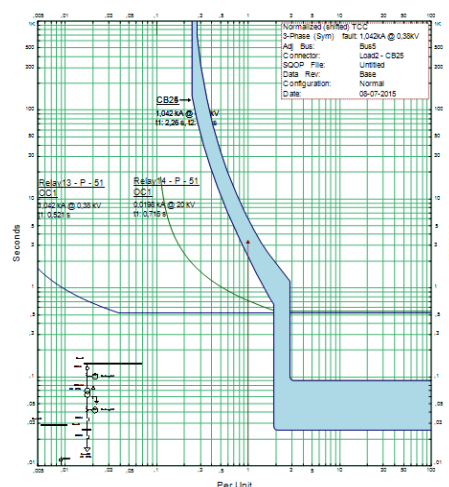
Gambar 16. Input data untuk hasil perhitungan setting relay 14

[illegible]

Urutan kerja relay dan kurva TCC dapat dilihat pada Gambar 18. dan Gambar 19. Pada saat terjadi gangguan, relay 13 akan bekerja pertama kali pada waktu 521 ms untuk arus gangguan sebesar 1.042 kA, relay 13 tersebut akan memerintahkan CB25 dan CB24 trip setelah delay selama 10 ms dan 60 ms. Apabila relay 13 gagal bekerja, maka relay 14 akan bekerja (backup relay) pada waktu 597 ms memerintahkan CB11 trip. Gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 5989 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.



Gambar 18.Urutan kerja relay untuk gangguan hubung singkat pada sisi beban



Gambar 19. Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi beban

Perhitungan setting relay**- Relay 9**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 1.773 \text{ kA} \approx 1773 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{60000}{1.732 \cdot 20} \\ &= 1732,1 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1732,1 \\ &= 1818,7 \text{ A} \approx 1819 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1819 \times \frac{1}{\frac{200}{5}} \\ &= 1819 \times \frac{5}{200} \\ &= 45,475 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{1773}{1819} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,001 \text{ s}$$

Perhitungan setting relay**- Relay 10**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,174 \text{ kA} \approx 174 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{160}{1.732 \cdot 20} \\ &= 4,62 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 4,62 \\ &= 4,851 \text{ A} \approx 5 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 5 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 5 \times \frac{5}{400} \\ &= 0,06 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{174}{5} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,15 \text{ s}$$

- Relay 11

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,174 \text{ kA} \approx 174 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{160}{1.732 \cdot 20} \\ &= 4,62 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 4,62 \\ &= 4,85 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 4,85 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 4,85 \times \frac{5}{400} \\ &= 0,06 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{174}{4,85} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,16 \text{ s}$$

- Relay 12

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{50}{1.732 \cdot 20} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1,512 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 1,512 \times \frac{5}{400} \\ &= 0,019 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,25 \text{ s}$$

Data pada tabel 4. Merupakan data *directional over current relay* yang telah dilakukan perhitungan ulang. Data tersebut akan dimasukkan ke dalam pemodelan sistem merubah setting awal sistem untuk melihat kinerja relay apakah setting yang baru sudah sesuai dengan yang diharapkan.

Tabel 4. Data *directional over current relay* setelah dilakukan perhitungan ulang

Relay ID	CT		Setting 3 Phasa							
			Sebelum Perhitungan				Sesudah Perhitungan			
	P	S	OCR		TD(s)	Kurva	DOCR		TD(s)	Kurva
			P	S			P	S		
Relay 3	1000	5	1400	7	0,175	SI	85,26	0,4	0,12	SI
Relay 6	2000	5	1000	2.5	0,180	SI	1819	4,5	0,001	SI
Relay 7	400	5	300	3.75	0,125	SI	2	0,025	0,23	SI
Relay 8	300	5	240	4	0,13	SI	1,512	0,03	0,24	SI
Relay 9	200	5	112	2.8	0,087	SI	1819	45,475	0,001	SI
Relay 10	400	5	272	3.4	0,125	SI	5	0,06	0,15	SI
Relay 11	400	5	300	3.75	0,15	SI	4,85	0,06	0,16	SI
Relay 12	400	5	300	3.75	0,240	SI	1,512	0,019	0,25	SI
Relay 13	200	5	160	4	0,95	SI	2	0,05	0,23	SI
Relay 14	200	5	30	0.75	0,075	SI	1,512	0,04	0,24	SI

KESIMPULAN DAN SARAN

Setelah melakukan perancangan dan menganalisa koordinasi proteksi arus lebih pada Penyulang Jolotundo dengan interkoneksi *Distributed Generation (DG)* maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut :

- Integrasi DG dalam sistem distribusi merubah parameter arus beban contohnya terjadi pada bus 9 sebelum interkoneksi DG $I = 39,8$ A dan setelah interkoneksi DG $I = 41,6$ A terjadi kenaikan arus beban sebesar 1,8 A. Arus beban bertambah karena bus 9 dekat dengan DG.
- Integrasi DG meningkatkan arus gangguan terjadi juga pada bus 9 dengan nilai arus gangguan sebelum pemasangan DG pada gangguan 3 phasa sebesar $I = 1.022$ kA, dan setelah interkoneksi DG menjadi $I = 1.414$ kA. Arus gangguan antar phasa sebelum interkoneksi DG sebesar $I_{sc} = 0.885$ kA, sesudah interkoneksi DG menjadi $I_{sc} = 1.235$ kA.
- Selektivitas relay pada bus 9 yang dengan koordinasi pada relay 3 tidak akan bekerja dengan optimal apabila setelan waktu kerjanya relay terlalu lama yakni $t = 0,175$ s untuk relay arus lebih. Apabila tetap menggunakan setelan awal maka terjadi kesalahan koordinasi antara relay 7. Kemudian setelah di setting ulang dan menggunakan relay *Directional Over Current Relays (DOCR)* pada relay 3 akan bekerja optimal dengan setelan sebesar $t = 0,12$ s untuk relay arus lebih, sehingga selektivitas koordinasi relay proteksi pada sistem akan bekerja optimal.

Untuk mengetahui selektivitas kerja relay pada interkoneksi *Distributed Generation (DG)* jika memungkinkan sebaiknya harus disertai data lapangan yang mencatat waktu dan lokasi terjadinya gangguan, jika nantinya aplikasi simulasi ini dapat diterapkan di lapangan agar dapat berjalan sesuai dengan apa yang diharapkan serta pengembangan dalam memproteksi sistem jaringan tegangan menengah khususnya yang terinterkoneksi *Distributed Generation (DG)*.

DAFTAR PUSTAKA

- Anderson Anvenue, Markham, Ontario. 2001. *Transformer Management Relay Instruction Manual*. GE Power Management. Canada.
- Anderson Anvenue, Markham, Ontario. 2003. *Network Protection & Automation Guide*. GE Power Management. Canada.
- Jlewis, Blackburn “*Protective Relaying “Principles And Applications”*”second edition. 2004.
- J. Horak. 2006. *Directional overcurrent relaying (67) concepts*. In Proc. 59thIEEE Conf. Protective Relay Engineers.
- Sukmawidjaja, Maula. 1995. *Teori Soal Dan Penyelesaian Analisa Sistem Tenaga Listrik II*. Jurusan Teknik Elektro Universitas Trisakti. Jakarta.
- Suswanto,Daman.2009. *Sistem Distribusi Tenaga Listrik*. Universitas Negeri Padang.
- Sahoo, Kumar. Ashwin. 2014. *Protection of microgrid through Coordinated Directional Over-Current Relay*. IEEE Global Humanitarian Technology Conference - South Asia Satellite (GHTC-SAS). Trivandum
- Marsudi, Djiteng. 2005. *Pembangkitan Energi Listrik*.Erlangga:Semarang
- Yudha, Hendra Martha 2008. *Prinsip Rele dan Aplikasi*. Universita Sriwijaya
- Zeineldin, H. H dkk. 2014. *Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays*. IEEE Transactions On Smart Grid.
- Zimmerman, Karl dan Costello, David. 2010. *Fundamentals and Improvements for Directional Relays*. 37th Annual Western Protective Relay Conference