

ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI RELAY OCR DAN RECLOSER PADA PENYULANG SGN 04 SANGGRAHAN MENGGUNAKAN ETAP 12.6.0

Jonatan Martino Windi Saputro*), Bambang Winardi, dan Susatyo Handoko.

Program Studi Sarjana Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

*)Email: jonatanmartino@gmail.com

Abstrak

Distribusi tenaga listrik adalah bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi menyalurkan listrik ke konsumen. Penggunaan energi listrik akan terus berkembang dan hal ini mengharuskan adanya perkembangan jaringan distribusi, sehingga kerja dari sistem proteksi perlu dianalisis dan dievaluasi. Analisis sistem proteksi bertujuan untuk mengamankan dan meminimalisir kerusakan ketika terjadi gangguan hubung singkat. Analisis proteksi meliputi koordinasi antar peralatan proteksi dalam jaringan distribusi yang harus memenuhi standar yang ada. Analisis koordinasi proteksi harus dilakukan berdasarkan analisis perhitungan hubung singkat. Penelitian ini membahas tentang Analisis koordinasi proteksi Over Current Relay (OCR) dan recloser dari penyulang yang terhubung pada Trafo I Gardu Induk Sanggrahan. Arus setting pada peralatan proteksi diatur berdasarkan kuat hantar arus (KHA) dan arus hubung singkat. Analisis Koordinasi proteksi hasil reseting dibandingkan dengan setting existing dan dianalisis sesuai dengan waktu ketahanan konduktor. Berdasarkan hasil analisis, arus hubung singkat maksimum senilai 10898 ampere dan arus hubung singkat minimum senilai 1301 ampere. Koordinasi proteksi hasil reseting menghasilkan *grading time* yang lebih baik dan sesuai dengan standar IEC 60255..

Kata Kunci : sistem distribusi tenaga listrik, koordinasi proteksi, gangguan hubung singkat, relay, recloser

Abstract

Electrical distribution as a part of electrical power system has main function to feed electricity to consumers. As the number of customer increase, then power network must be developed further. In line with this development, operation of protection relays on distribution networks must be re-analysis and evaluated. Analysis of protection system is aimed to secure and minimize the damage in distribution network if there is short circuit fault. Analysis of protection is related to coordination among protection device in the distribution network and it must conform to the standard. Analysis of coordination in protection must rely on analysis of short circuit calculation. This final assignment present the coordination of protection especially for Over Current Relay (OCR) and recloser of feeders connected to 60 MVA transformer at Sanggrahan Substation. Setting current of relays is evaluated and re-set based on conductor Ampacity and short-circuit current. The results of analysis protection system coordination are compared to the existing setting then it is tested based on the time of conductor durability. Based on analysis result, maximum short-circuit current is 10898 ampere and minimum short-circuit current is 1201 ampere. The coordination result of reseting has better grading time which matches to the IEC 60255 Standard.

Keywords : electrical distribution system, protection coordination, short circuit fault, relay, recloser

1. Pendahuluan

Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik. Sistem distribusi berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar sampai ke konsumen. Meningkatnya beban yang sejalan dengan pertumbuhan jumlah penduduk, dapat berakibat terjadinya persentasi kenaikan gangguan [1]. Pada dasarnya gangguan adalah setiap keadaan sistem yang tidak normal, sehingga pada umumnya terdiri dari hubung singkat juga rangkaian terbuka. Hal ini bisa terjadi dikarenakan adanya berbagai faktor, baik itu faktor internal maupun faktor eksternal.

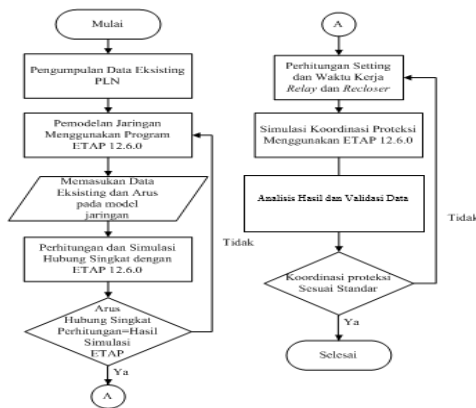
Gangguan tersebut akan mengakibatkan hilangnya kenormalan penyaluran tenaga listrik dari pembangkit ke konsumen baik secara temporer maupun bersifat permanen. Salah satu bentuk gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tenaga listrik adalah gangguan hubung singkat baik gangguan tiga fasa, antar fasa, 1 fasa ke tanah maupun gangguan 2 fasa ke tanah [8].

Pada penelitian akan dibahas koordinasi antara relay arus lebih, gangguan tanah dan recloser pada feeder Trafo 60 MVA Gardu Induk Sanggrahan. Berdasarkan data di lapangan, penulis menganalisis bahwa penyulang pada

keluaran trafo tersebut memiliki panjang dan jumlah beban listrik yang bervariasi sehingga dibutuhkan koordinasi pengamanan yang baik sesuai dengan besar arus gangguan hubung singkat yang terjadi. Perhitungan *relay* arus lebih pada penelitian ini berdasarkan standard IEC 60255[3]. Hal ini dikarenakan jenis setiap relay yang digunakan pada GI Sanggrahan memakai kurva karakteristik IEC Standard Inverse[22]. Dengan adanya analisis koordinasi proteksi ini diharapkan menghasilkan koordinasi peralatan proteksi yang lebih baik.

2. Metode

2.1. Langkah Penelitian

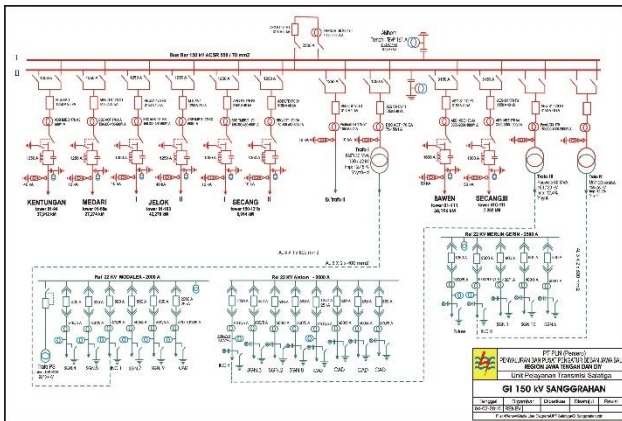


Gambar 1. Langkah Penelitian Koordinasi Rele Arus Lebih dan Recloser

Pada penelitian ini menjelaskan tentang proses Analisis *relay* arus lebih dan *recloser* pada Gardu Induk Sanggrahan. Perangkat lunak yang akan di gunakan adalah *Electrical Transient Analysis Program (ETAP) 12.6.0*. Secara umum langkah penelitian yang dilakukan sebagaimana terlihat pada Gambar 1.

2.2. Data Sistem

Diagram satu garis pada kondisi existing dari sistem kelistrikan Gardu Induk Sayung Trafo II Gambar 2.



Adapun data yang digunakan adalah seperti pada Tabel berikut:

Tabel 1. Data Trafo Tenaga

Data Trafo Tenaga	
Merk	UNINDO
Daya	60 MVA
Tegangan	150 / 20 kV
Impedansi (Z %)	12,45 %
Rasio CT (20 kV)	2000/5
Vektor Grup	YNyn0+d
Jumlah Tap	18

Tabel 2. Data Relay OCR dan GFR Incoming

Data Relay OCR & GFR Incoming	
Merk	ALSTOM
Type	MiCom P141
Karakteristik	Standar Inverse
I setting OCR	0,92 A
I setting GFR	0,38 A
Rasio CT	300/1
TMS OCR	0,33
TMS GFR	0,66

Tabel 3. Data Relay OCR dan GFR Outgoing

Data Relay OCR & GFR Incoming	
Merk	ALSTOM
Type	MiCom P141
Karakteristik	Standar Inverse
I setting OCR	5,2 A
I setting GFR	1,7 A
Rasio CT	2000/5
TMS OCR	0,15
TMS GFR	0,42

Tabel 4. Data Recloser

Peralatan	Merk	kurva	Jarak (km)	OCR TMS	OCR Iset	GFR TMS	GFR Iset
SGN 04	Recloser	M1-44-79	ABB	IEC SI	5,9	0,1	350
SGN 04	Recloser	M1-44-156	Nulec	IEC SI	11,7	0,1	360

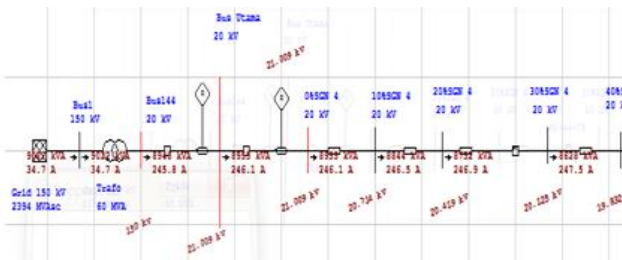
Tabel 5. Data Penyulang Trafo I GI Sanggrahan

Penyulang	Panjang (km)	Arus (A)	Beban (MVA)	Tegangan Pangkal Terukur (KV)
SGN4	23	247,3	8,9	21

Tabel 6. Data Teknis Penghantar

Jenis Penghantar	Luas Penampang (mm ²)	KHA (Ampere)	Z ₁ =Z ₂ (ohm/Km)		Z ₀ (ohm/Km)	
			R	jX	R	jX
AAAC	240 mm ²	585	0,134 4	0,315 8	0,282 4	1,603 3

2.3. Pemodelan



Gambar 3. Pemodelan Diagram Satu Garis Jaringan Distribusi Existing

Berdasarkan pada data existing jaringan yang diperoleh maka dapat dibuat pemodelan diagram satu garis menggunakan program ETAP 12.6.0 seperti pada Gambar 3.

3. Hasil dan Analisa

Dalam bab ini, akan membahas tentang arus hubung singkat dan setting relay arus lebih dengan recloser pada trafo 60 MVA GI Sanggrahan, untuk menentukan koordinasi relay arus lebih dan recloser menggunakan ETAP 12.6.0 dan perhitungan manual.

3.1. Simulasi Aliran Daya

Simulasi aliran daya dilakukan menggunakan menu Load Flow Analysis pada program ETAP 12.6.0. Data yang digunakan adalah data pada Tabel 1 hingga Tabel 7 dan pemodelan jaringan seperti Gambar 3.

Tabel 7. Data Tegangan Pangkal dan Arus Yang Mengalir Tiap Penyulang Hasil Simulasi

Penyulang	Panjang Saluran (km)	Arus (Ampere)	Tegangan Pangkal Existing (kV)	Tegangan Pangkal Hasil Simulasi (kV)
SGN 04	23	256,6	21	21,009

Berdasarkan Tabel 7. menunjukkan nilai tegangan pangkal dan arus yang mengalir tiap penyulang. Tegangan pada pangkal tiap penyulang pada hasil simulasi adalah 21,009 kV dimana memiliki nilai yang hampir sama dengan besar tegangan terukur pada pangkal penyulang hasil pengambilan data existing, sehingga pemodelan dan konfigurasi jaringan sudah sesuai. Besarnya nilai arus total yang mengalir dari Trafo I 60 MVA didapat dengan menjumlahkan besar keseluruhan arus masing-masing saluran, sehingga didapat arus sebesar 256,6 Ampere.

3.2. Menentukan Arus Hubung Singkat

Untuk menentukan arus hubung singkat dilakukan dengan 2 metode yaitu dengan menggunakan simulasi pada program ETAP 12.6.0 dan perhitungan manual.

Setelah dilakukan simulasi arus hubung singkat dan perhitungan manual hubung singkat maka diperoleh besar arus gangguan hubung singkat pada titik 0%, 10%, 20%, 30% hingga 100% dari panjang penyulang *outgoing* Trafo I GI Sanggrahan. Hasil besar arus hubung singkat yang diperoleh dari simulasi dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8. Hasil Perhitungan dan Simulasi Arus Hubung Singkat Penyulang SGN 04

Jarak (%)	Arus Hubung Singkat (A)			
	3 Fasa		2 Fasa	
	Perhitungan	Simulasi	Perhitungan	Simulasi
0%	10,897	10,898	9,347	9,438
10%	6,371	6,371	5,517	5,518
20%	4,463	4,463	3,865	3,865
30%	3,428	3,428	2,968	2,969
40%	2,780	2,780	2,408	2,408
50%	2,338	2,338	2,025	2,025
60%	2,016	2,017	1,746	1,746
70%	1,773	1,773	1,535	1,535
80%	1,581	1,581	1,370	1,370
90%	1,427	1,427	1,236	1,236
100%	1,301	1,301	1,126	1,126

Berdasarkan pada hasil analisis arus gangguan hubung singkat dapat dilihat bahwa semakin panjang saluran maka arus gangguan hubung singkat semakin kecil.

3.3. Resetting Relay OCR dan Recloser

Pada perhitungan *setting relay* OCR dan *Recloser* menggunakan karakteristik *standard inverse*, perhitungan *setting* peralatan proteksi dimulai dari *recloser*, *relay outgoing* dan *relay incoming*. Penentuan *setting* waktu kerja (Top) berdasarkan *grading time* antar peralatan proteksi sesuai IEC 60255 sebesar 0,3-0,5 detik [8]. Berikut merupakan rumus perhitungan *setting relay* OCR, GFR, dan *Recloser* pada penyulang SGN 04 Trafo 60 MVA GI Sanggrahan sesuai dengan standar IEC 60255 dengan karakteristik *standar invers*.

- Rumus TMS OCR

$$TMS_{OCR} = \frac{\left[\frac{I_{hubung\ singkat\ 1\Phi-tmh\ 100\ \% \text{ saluran}}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}{0,14} \times t_{op} \quad (1)$$

- Rumus TMS Recloser

$$TMS_{GFR} = \frac{\left[\frac{I_{hubung\ singkat\ 1\Phi-tmh\ 100\ \% \text{ saluran}}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}{0,14} \times t_{op} \quad (2)$$

- Iset OCR

$$I_{set} > \frac{\text{Kuat Hantar Arus Penyulang}}{0,95} \quad (3)$$

• **Iset Recloser**

$$I_{set} = 1,15 \times \text{Arus setting recloser PLN} \quad (4)$$

Sesuai dengan IEC 60255, untuk perhitungan *relay incoming*, digunakan cara yang sama seperti perhitungan *OCR outgoing*. Perbedaan terletak pada besar arus gangguan yang dipilih, yaitu merupakan gangguan pada busbar utama dan waktu kerja yang digunakan pada persamaan adalah hasil dari *grading time* dengan waktu operasi *relay outgoing* pada gangguan di busbar utama setelah di *grading* sebesar 0,3 – 0,5 detik [3].

Tabel 9. Perbandingan Setting Relay OCR Incoming Kondisi Existing Dan Resetting

Setting	Setting Relay Incoming Existing OCR	Setting Relay incoming Resetting OCR
TMS	0,33	0,215
I _{set} (A)	276	300

Tabel 10. Perbandingan Setting Relay OCR Outgoing Kondisi Existing Dan Resetting

Penyulang	setting	Setting Relay Outgoing existing OCR	resetting OCR
SGN 04	TMS	5,2	0,02
	I _{set} (A)	2080	660

Setting relay yang dipasangkan pada penyulang (*Outgoing*) harus lebih besar dari KHA (Kuat Hantar Arus) penghantar dibagi dengan 0,95 [8] sebagai toleransi kesalahan relay dalam mendeteksi arus gangguan. Sehingga dipilih besar setting OCR sebesar 660 Ampere. Persyaratan yang harus dipenuhi yaitu untuk penyetulan waktu *grading time relay* di penyulang tidak boleh kurang dari 0,3 detik dan tidak boleh lebih dari 0,5 detik [8]. Keputusan ini diambil agar memberi kesempatan *relay outgoing* bekerja terlebih dahulu sedangkan *relay incoming* sebagai *back up protection* jika *relay outgoing* gagal bekerja.

Perbedaan nilai TMS pada *setting relay* kondisi existing dan perhitungan dikarenakan pada penentuan nilai Iset dan waktu kerja (Top) yang berbeda.

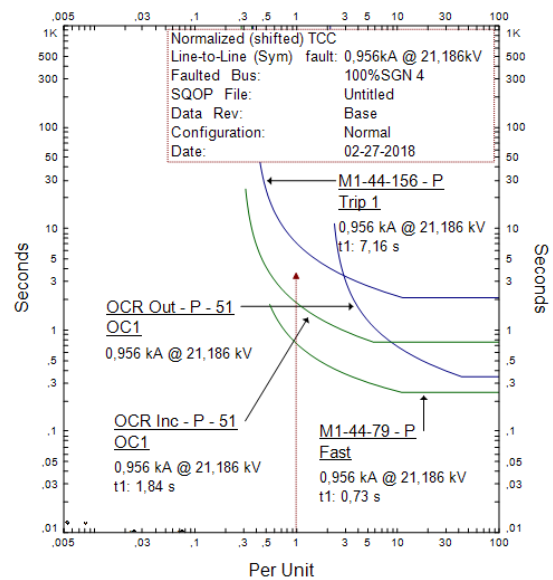
Tabel 11. Perbandingan Setting Recloser Kondisi Existing Dan Perhitungan (Resetting)

Titik Tumpu	setting	Setting Recloser	
		existing OCR	resetting OCR
M1-44-79	TMS	0,1	0,06
	I _{set} (A)	350	345
M1-44-156	TMS	0,1	0,018
	I _{set} (A)	360	345

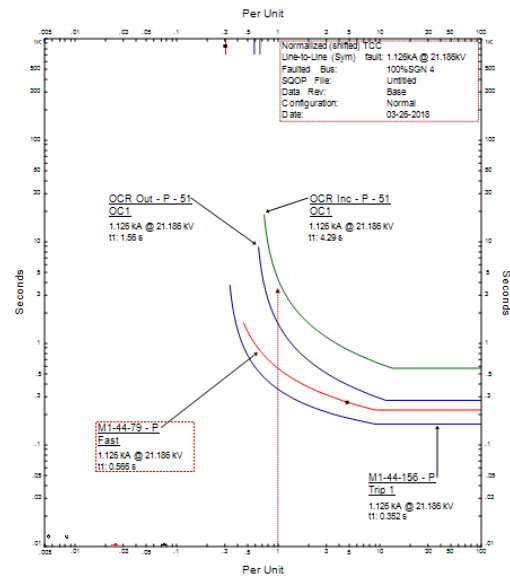
3.4. Analisis Koordinasi Setting Relay OCR dan Recloser

Berdasarkan simulasi koordinasi sistem proteksi hasil *resetting* dan nilai *setting* kondisi *existing* dapat di ketahui waktu kerja peralatan sistem proteksi ketika terjadi gangguan hubung singkat. Berikut adalah gambar kurva arus terhadap waktu yang ditunjukkan oleh Gambar 5 menunjukkan kurva arus terhadap waktu koordinasi proteksi hasil *resetting* berdasarkan standard IEC 60255 dan Gambar 5 menunjukkan kurva arus terhadap waktu koordinasi proteksi *setting existing* pada penyulang SGN 04. Tabel 12. hingga Tabel 14. menunjukkan perbandingan waktu kerja peralatan proteksi penyulang SGN 04 *setting existing* dan *resetting*.

Koordinasi Setting Relay Penyulang SGN 04 Per Unit



Gambar 4. Tampilan Kurva Arus-Waktu Koordinasi Relay Hasil Existing pada ETAP 12.6.0 SGN 04



Gambar 5. Tampilan Kurva Arus-Waktu Koordinasi Relay Setting Resetting pada ETAP 12.6.0 SGN 04

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
352	M1-44-156	1.126	292	352	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
352	M1-44-156		0.0		1st Recloser
566	M1-44-79	1.126	526	566	1st Operation - Phase - Fast - TOC
566	M1-44-79		0.0		1st Recloser
705	M1-44-156	1.126	292	352	2nd Operation - Phase - Trip 1 - TOC
1132	M1-44-79	1.126	526	566	2nd Operation - Phase - Fast - TOC
1563	OCR Out	1.126	1563		Phase - DC1 - 51
1638	CB22		75.0		Tripped by OCR Out Phase - DC1 - 51
4286	OCR Inc	1.126	4286		Phase - DC1 - 51
4356	CB47		70.0		Tripped by OCR Inc Phase - DC1 - 51

Gambar 6. Tampilan Sequence Viewer

Gambar 5. menunjukkan kurva koordinasi antara relay dan recloser dan urutan kerja apabila terjadi gangguan hubung singkat pada hasil *resetting* berdasarkan standard IEC 60255 dan Gambar 4. menunjukkan kurva koordinasi antara relay dan recloser pada setting existing. Pada *setting existing* nampak bahwa urutan kerja peralatan proteksi tumpang tindih, tidak sesuai dengan kaidah zona proteksi, sedangkan pada *setting resetting* sudah sesuai dengan kaidah yang ada.

Tabel 12. Perbandingan Waktu Kerja Relay Incoming Setting Existing Dan Perhitungan (Resetting)

Jarak (%)	Waktu Kerja Relay (s)			
	Relay Incoming (Existing)		Relay Incoming (Resetting)	
	3 fasa	2 fasa	3 fasa	2 fasa
0%	0,818	0,818	0,637	0,674
10%	0,818	0,819	0,801	0,860
20%	0,878	0,923	0,904	1,105
30%	1,048	1,114	1,134	1,255
40%	1,129	1,137	1,318	1,483
50%	1,209	1,3	1,522	1,745
60%	1,371	1,42	1,752	2,053
70%	1,384	1,589	2,017	2,426
80%	1,468	1,62	2,378	2,889
90%	1,554	1,726	2,720	3,485
100%	1,714	1,907	3,162	4,386

Berdasarkan Tabel 12 menunjukkan waktu operasi *relay incoming* setting *existing* dan *resetting*. Hasil *resetting relay incoming* memberikan waktu operasi yang relatif lebih baik daripada *setting* proteksi *existing*. *Relay incoming* pada kondisi *existing* tidak bekerja ketika jarak tertentu hingga ujung saluran dikarenakan besar arus gangguan di titik tersebut lebih kecil dari arus setting pada *relay incoming*, maka dari itu pada kondisi *resetting relay incoming* diatur agar tetap dapat bekerja sebagai *back-up relay outgoing* ketika gangguan berada diujung saluran.

Tabel 13. Perbandingan Waktu Kerja Relay Outgoing Setting Existing Dan Perhitungan (Resetting)

Jarak (%)	Waktu Kerja Relay (s)			
	Relay Outgoing (Existing)		Relay Outgoing (Resetting)	
	3 fasa	2 fasa	3 fasa	2 fasa
0%	0,699	0,759	0,291	0,307
10%	1,004	1,143	0,362	0,387
20%	1,443	1,764	0,431	0,467
30%	3,7	7,305	0,502	0,550
40%	9,142	0	0,576	0,641
50%	0	0	0,656	0,741
60%	0	0	0,744	0,855
70%	0	0	0,842	0,987
80%	0	0	0,953	1,142
90%	0	0	1,081	1,330
100%	0	0	1,230	1,563

Berdasarkan Tabel 13 menunjukkan waktu operasi *relay outgoing* secara keseluruhan menunjukkan perbedaan nilai antara setting proteksi *existing* dan *resetting*. Hasil *resetting relay outgoing* memberikan waktu operasi yang lebih baik dari pada setting proteksi *existing*, pada *setting existing relay outgoing* tidak bekerja saat terjadi gangguan di titik 40% hingga 100% hal ini merupakan permasalahan yang fatal sehingga perlu dilakukan *resetting*. Perbedaan waktu kerja tersebut terjadi karena perbedaan setting dari TMS dan *Iset relay outgoing*, antara setting *existing* dengan *resetting*.

Tabel 14. Perbandingan Waktu Kerja Recloser SGN 04 Setting Existing Dan Perhitungan (Resetting)

Jarak (%)	Waktu Kerja Recloser (s)			
	Recloser (Existing)		Recloser (Resetting)	
	3 fasa	2 fasa	3 fasa	2 fasa
0%	0	0	0	0
10%	0	0	0	0
20%	0	0	0	0
30%	0	0,396	0,308	0,326
40%	0,402	0,432	0,336	0,358
50%	0,433	0,469	0,363	0,390
60%	0,497	0,546	0,391	0,422
70%	0,531	0,588	0,419	0,456
80%	0,567	0,632	0,448	0,491
90%	0,604	0,679	0,477	0,524
100%	0,643	0,73	0,508	0,566

Berdasarkan Tabel 14 menunjukkan perbandingan waktu kerja recloser antara setting *existing* dengan *resetting*. Waktu kerja recloser SGN hasil *resetting* bekerja lebih cepat dibandingkan nilai recloser *existing*, hal ini dikarenakan perbedaan nilai TMS hasil *resetting* dan *existing*.

Secara keseluruhan setting proteksi hasil *resetting* mampu memberikan hasil koordinasi antara *relay incoming* dan *relay outgoing* yang lebih baik dibandingkan setting proteksi *existing*. *Relay incoming* dan *outgoing* setting

existing pada gangguan 3 fasa dan 2 fasa memiliki *time interval* berurutan-turut adalah 0,119 detik dan 0,062 detik.

Relay incoming dan *outgoing* hasil *resetting* pada gangguan 3 fasa dan 2 fasa memiliki *time interval* berurutan-turut adalah 0,346 detik dan 0,367 detik., dimana sesuai dengan Standard IEC 60255 pada gangguan maksimum saluran *time interval* antara *relay incoming* dan *outgoing* adalah 0,3 detik hingga 0,5 detik[8].

Berdasarkan standard IEC 60255 *time interval* pada setting proteksi *resetting* sudah sesuai standard yang ada, akan tetapi pada setting proteksi *existing* tidak sesuai standard yaitu *time interval* pada gangguan maksimum masih melewati *time interval*, untuk itu perlu diatur 0,3-0,5 detik guna mengantisipasi *error* atau delay yang mungkin terjadi pada *relay* dalam kondisi di real.

4. Kesimpulan

Hasil *resetting* relay proteksi, pada sisi incoming hasil perhitungan kondisi *resetting* dan kondisi existing memiliki perbedaan, di mana untuk TMS OCR *resetting* = 0,2 dan TMS OCR existing = 0,25, untuk TMS GFR *resetting* = 0,325 dan TMS GFR existing = 0,45. Hasil *resetting* relay proteksi, pada sisi outgoing hasil perhitungan kondisi *resetting* dan kondisi existing memiliki perbedaan, di mana untuk *resetting* pada penyulang MJO01 untuk TMS OCR = 0,05 dan TMS GFR = 0,09, pada penyulang MJO05 untuk TMS OCR = 0,08 dan TMS GFR = 0,18, pada penyulang MJO07 untuk TMS OCR = 0,07 dan TMS GFR = 0,09. Sedangkan untuk kondisi existing seluruh penyulang memiliki TMS OCR = 0,2 dan TMS GFR 0,25. Hasil *resetting* recloser hasil perhitungan dan kondisi existing memiliki perbedaan, di mana pada penyulang MJO01 untuk TMS OCR *resetting* = 0,05 dan TMS OCR existing = 0,05, untuk TMS GFR *resetting* = 0,07 dan TMS GFR existing = 0,05. Pada penyulang MJO05 untuk TMS OCR *resetting* = 0,1 dan TMS OCR existing = 0,1, untuk TMS GFR *resetting* = 0,12 dan TMS GFR existing = 0,1. Pada penyulang MJO07

untuk TMS OCR *resetting* = 0,1 dan TMS OCR existing = 0,1, untuk TMS GFR *resetting* = 0,1 dan TMS GFR existing = 0,1. Dari analisis yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa hasil *resetting* relay dan recloser lebih baik dibandingkan kondisi existing di mana hasil *resetting* memiliki waktu operasi relay yang lebih cepat, nilai grading time yang sesuai dengan Standard IEC, serta memiliki keandalan yang tinggi di mana pada arus gangguan terkecil sekalipun, relay dan recloser tetap bekerja

Referensi

- [1] Sulasno, Ir. 2001. "Teknik dan Sistem Distribusi dan Tenaga Listrik". Badan Penerbit Universitas Diponegoro. Semarang
- [2] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin. "Protective Relaying-Principles and Applications". CRC Press. 2007
- [3] Thekla N. Boutsika a, Stavros A. Papathanassiou 2007. "Short-Circuit Calculations In Networks With Distributed Generation" National Technical University of Athens, Greece
- [4] Manohar Singh, B. K. Panigrahi, and A.R. Abhyankar. "Optimal Overcurrent Relay Coordination in Distribution System", IEEE. 2011.
- [5] M. H. Hussain, S. R. A. Rahim, I. Musirin. "Optimal Overcurrent Relay Coordination: A Review", Malaysia. MUCET 2012
- [6] Gardu Induk Mojosongo : 2017, "Data Single line Diagram dan Data Trafo II Gardu Induk Mojosongo"
- [7] APP Salatiga 2017, "Data MVAsc, Data Setting Relay Incoming Gardu Induk Mojosongo Boyolali"
- [8] PT. PLN (Persero) Area Klaten: 2017, "Data Beban tiap feeder, Data setting relay Outgoing dan recloser tiap feeder, Data kabel (penghantar) Gardu Induk Mojosongo Boyolali"
- [9] IEC 60255, "Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults".
- [10] SPLN 52-3 : 1983, "Pola Pengamanan Sistem, Bagian Tiga : Sistem Distribusi 6 kV dan 20 kV". Indonesia. 1983.