

ANALISIS *RESETTING* RELE ARUS LEBIH AKIBAT PERUBAHAN TRANSFORMATOR DAYA DAN PENAMBAHAN PENYULANG DI GARDU INDUK SRONDOL SEMARANG

Mochamad Irfani Fauzan^{*)}, Juningtyastuti, and Mochammad Facta

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

^{*)}*Email : irfanifauzan@gmail.com*

Abstrak

Kebutuhan energi listrik setiap tahun bertambah dan pembebanan trafo pun semakin meningkat. Gardu Induk Sronol memiliki 2 trafo masing – masing trafo berkapasitas 30 MVA dan 31,5 MVA, untuk trafo 1 (30 MVA) presentase pembebanannya sudah melebihi 80%. PT. PLN UPJ Semarang Selatan pada tahun 2016 melakukan *uprating* trafo 1 pada gardu Induk Sronol menjadi 60 MVA dan menambah sebuah *feeder* baru dengan kode SRL 9. Atas dasar tersebut maka *setting* proteksi baik *relay* dan *recloser* berubah dan perlu dilakukan *resetting*. Pada Penelitian akan ini mempelajari tentang koordinasi *resetting* peralatan proteksi dari rele arus lebih dan *recloser* pada penyulang trafo 60 MVA GI Sronol Semarang. Koordinasi sistem proteksi diperoleh berdasarkan *setting* rele arus lebih yang meliputi, OCR, GFR, dan *recloser*. Arus *setting* pada rele arus lebih diatur sesuai dengan masing-masing besar arus gangguan hubung singkat. Hasil koordinasi sistem proteksi diuji sesuai dengan waktu ketahanan konduktor. Berdasarkan hasil analisis, diperoleh persentase pembebanan trafo setelah *uprating* kurang dari 80%. Besar arus gangguan hubung singkat minimum adalah 815,6 ampere dan maksimum sebesar 13496 ampere. Waktu kerja peralatan proteksi minimum adalah 0,115 detik pada *recloser* dan maksimum selama 16,84 detik pada rele arus lebih. Waktu kerja peralatan proteksi yang di peroleh lebih cepat dari waktu yang diperlukan untuk mencapai ketahanan maksimum dari konduktor di penyulang.

Kata Kunci : sistem distribusi tenaga listrik, presentase pembebanan trafo, gangguan hubung singkat, relay, recloser

Abstract

The demand of electrical energy and load of transformer increase every year. Sronol substation has two transformers, each transformer has capacity 30 MVA and 31.5 MVA. Transformer 1 with 30 MVA has 80% of loading. PT. PLN UPJ South Semarang in 2016 replaced transformer 1 with the other one with biggest capacity to 60 MVA and a new feeder with code SRL 9 was added in the new transformer. Based on the condition about, the protection setting on relay and recloser needs to be evaluated and recalculated. This research will carried out a recalculation to make a better coordination between relay and recloser. Coordination protection system obtained based on the setting of overcurrent relay cover OCR, GFR, and recloser. Current settings on overcurrent relay set according to each value of the short circuit fault current. The coordination of protection systems will be tested based on the time of conductor durability. Based on the analysis, the percentage of transformer loading after uprating is less than 80% of the maximum capacity. Minimum time require by recloser to open is 0,115 s and maximum time require by overcurrent relay to trip is 16,84 s. Operation time of protection device to trip is faster than the duration time of conductor to achieve maximum short circuit current capability.

Keywords : electrical distribution system, percentage of transformer loading, short circuit fault, relay, recloser

1. Pendahuluan

Jaringan distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang terdekat dengan pelanggan atau beban. Jaringan distribusi dikelompokkan menjadi dua, yaitu jaringan distribusi primer (JTM) dan jaringan distribusi sekunder (JTR). Dibandingkan dengan jaringan transmisi

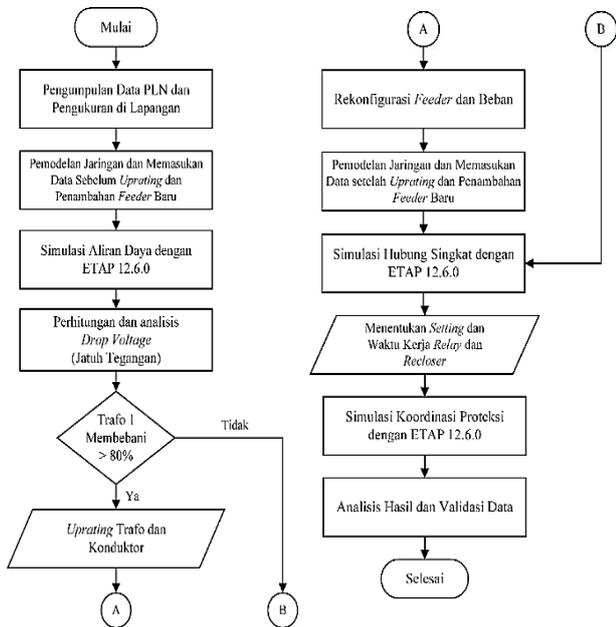
kuantitas gangguan jaringan distribusi adalah yang terbanyak [1]. Salah satu bentuk gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tenaga listrik adalah gangguan hubung singkat baik gangguan tiga fasa (3%), antar fasa (10%) maupun gangguan fasa ke tanah (70%) [2]. Gangguan hubung singkat tersebut memang kecil tetapi berpengaruh terhadap sistem penyaluran tenaga listrik [3].

Gardu Induk Spondol yang merupakan Gardu Distribusi listrik di Rayon Semarang Selatan memiliki dua buah Transformator 150/20 kV dan masing – masing memiliki kapasitas 30 MVA dan 31,5 MVA. Trafo 1 Gardu Induk Spondol memiliki 3 penyulang eksisting dan memiliki jaringan radial yang masing – masing penyulang memiliki jarak distribusi sebesar SRL 1 (5,632 km), SRL 2 (4,854 km), SRL 6 (5,063 km). Pada tahun 2016 sesuai dengan surat edaran Kajian Kelayakan Operasi (KKO) PT PLN (Persero) Distribusi Jateng & DIY memiliki rencana penggantian trafo unit 1 dari kapasitas 30 MVA menjadi 60 MVA dan penambahan 1 buah *feeder* baru dengan kode SRL 9 [4]. Pada bulan Juli 2016, trafo 1 dan *feeder* baru tersebut telah *energize* dan mulai beroperasi.

Berdasarkan penjelasan di atas penulis menganalisis bahwa dengan adanya perencanaan *uprating* trafo dan penambahan *feeder* baru tersebut akan mempengaruhi pengaturan sistem proteksi yang sudah ada dan diperlukan *resetting* peralatan proteksi [12]. Pemodelan dengan diagram satu garis yang ada pada Gardu Induk Spondol dan menggunakan bantuan program ETAP 12.6.0 dengan harapan dapat menjadi acuan *setting relay* proteksi di penyulang trafo daya unit I Gardu Induk Spondol.

2. Metode

2.1. Langkah Penelitian



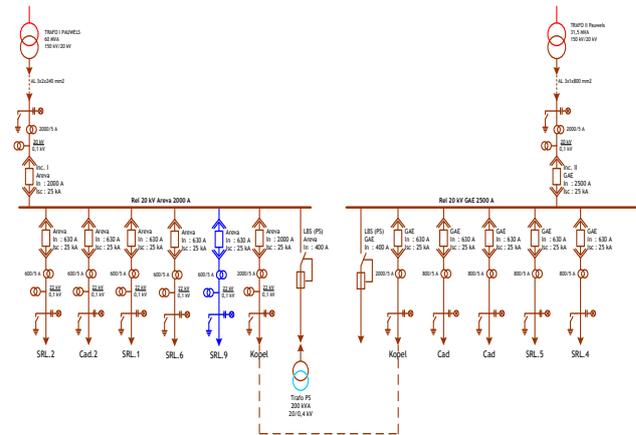
Gambar 1. Langkah Penelitian Koordinasi Rele Arus Lebih Akibat Perubahan Transformator Daya Dan Penambahan Penyulang

Pada penelitian ini menjelaskan tentang proses analisis pengaruh *uprating* Trafo 1 dan penambahan *feeder* pada GI Spondol terhadap besarnya arus gangguan hubung singkat dan *setting relay* pada jaringan distribusi untuk

menentukan koordinasi *relay* dan *recloser*, kemudian akan di lakukan evaluasi *setting relay* yaitu *relay* arus lebih dan *relay* hubung tanah di sisi *incoming* dan *outgoing* pada Gardu Induk Spondol. 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 eksisting dari sistem kelistrikan Gardu Induk Spondol Gambar 2.



Gambar 2. Diagram Satu Garis Jaringan Distribusi 20 kV GI Spondol Semarang

Pada tahun 2016 PLN UPJ Semarang Selatan melakukan *uprating* Trafo unit 1 yang berkapasitas 30 MVA menjadi 60 MVA dan menambah *feeder* baru dengan kode SRL 9. Adapun data yang digunakan untuk analisis ini adalah seperti pada Tabel berikut:

• Data Sistem Eksisting

Tabel 1. Data Trafo Daya Eksisting[5]

Data Trafo Tenaga	
Merk	ABB
Daya	30 MVA
Arus HS sisi 150	8,21 kA
Tegangan	150 / 22 kV
Impedansi (Z %)	18,67 %
Inominal	866,025 A
Vektor Grup	YNyn0

Tabel 2. Data MVAsc Hubung Singkat di Sisi 150 kV[5]

Kondisi	MVAsc
Eksisting	2078,02 MVA

Tabel 3. Data Konduktor Eksisting[6]

Data Konduktor	
Type	ACSR
Luas Penampang	800 mm
KHA	600 A
Tegangan	20 kV

3. Analisis Hasil Simulasi

Dalam penelitian ini terdapat dua kondisi yaitu kondisi eksisting saat sebelum dilakukannya *uprating* trafo dan kondisi setelah dilakukannya *uprating* trafo. Simulasi yang dilakukan terdiri dari dua macam, pertama yaitu simulasi aliran daya pada kondisi eksisting dan setelah *uprating*. Kedua adalah simulasi hubung singkat. Simulasi dilakukan pada kondisi setelah *uprating*.

3.1. Simulasi Aliran Daya dan Jatuh Tegangan

Simulasi dilakukan dalam dua kondisi, yaitu kondisi eksisting dan kondisi *uprating*. Untuk data beban digunakan data dari PLN APD Semarang pada bulan April 2016.

3.1.1. Simulasi Aliran Daya dan Jatuh Tegangan Kondisi Eksisting dan *Uprating*

Berdasarkan hasil simulasi aliran daya dan jatuh tegangan dengan ETAP 12.6.0 sesuai pemodelan jaringan pada Gambar 3 dan Gambar 4, maka dapat dibuat rekapitulasi nilai jatuh tegangan kondisi eksisting dan *uprating* seperti pada Tabel 13 hingga Tabel 15.

Tabel 13. Rekapitulasi Hasil Simulasi SRL 1 Sebelum Dan Setelah *Uprating* Dan Penambahan *Feeder*

Bus	Vbus (kV)		ΔV (kV)
	Eksisting	<i>Uprating</i>	
0%	19,652	19,842	0,19
10%	19,594	19,783	0,189
20%	19,536	19,725	0,189
30%	19,479	19,667	0,188
40%	19,422	19,61	0,188
Recloser SRL 1	19,397	19,584	0,187
50%	19,367	19,554	0,187
60%	19,312	19,499	0,187
70%	19,258	19,444	0,186
80%	19,205	19,39	0,185
90%	19,152	19,337	0,185
100%	19,1	19,285	0,185

Tabel 14. Rekapitulasi Hasil Simulasi SRL 2 Sebelum Dan Setelah *Uprating* Dan Penambahan *Feeder*

Bus	Vbus (kV)		ΔV (kV)
	Eksisting	<i>Uprating</i>	
0%	19,652	19,842	0,19
10%	19,61	19,8	0,19
20%	19,569	19,758	0,189
30%	19,528	19,717	0,189
40%	19,487	19,676	0,189
50%	19,447	19,635	0,188
60%	19,407	19,595	0,188
70%	19,368	19,555	0,187
Recloser SRL 2	19,357	19,544	0,187
80%	19,329	19,516	0,187
90%	19,29	19,477	0,187
100%	19,252	19,438	0,186

Tabel 15. Rekapitulasi Hasil Simulasi SRL 6 Sebelum Dan Setelah *Uprating* Dan Penambahan *Feeder*

Bus	Vbus (kV)		ΔV (kV)
	Eksisting	<i>Uprating</i>	
0%	19,652	19,842	0,19
10%	19,62	19,8	0,18
20%	19,588	19,778	0,19
30%	19,556	19,746	0,19
40%	19,525	19,714	0,189
50%	19,494	19,683	0,189
60%	19,463	19,651	0,188
70%	19,432	19,62	0,188
80%	19,402	19,59	0,188
90%	19,372	19,559	0,187
100%	19,342	19,529	0,187

Berdasarkan hasil yang diperoleh dengan dilakukannya *uprating* trafo 1 dari kapasitas 30 MVA menjadi 60 MVA dan penambahan *feeder* baru dengan kode SRL 9 nilai jatuh tegangan pada penyulang SRL 1, SRL 2, dan SRL 6 semakin kecil dan dapat dilihat kenaikan tegangan sebelum dan sesudah dilakukannya *uprating* dan penambahan *feeder*. Kenaikan rata – rata pada penyulang SRL 1 adalah 0,18 kV, SRL 2 0,18 kV, dan SRL 6 adalah sebesar 0,18 kV sesuai Tabel 13 hingga Tabel 15.

Setelah dilakukannya *uprating* trafo menjadi 60 MVA penyulang SRL 1 memiliki jatuh tegangan di ujung penyulang yaitu sebesar 0,715 kV (3,575%). Nilai jatuh tegangan pada penyulang SRL 2 yaitu sebesar 0,562 kV (2,81%). Dan untuk penyulang SRL 9 memiliki jatuh tegangan 0,471 kV (2,355%) dari tegangan keluaran trafo 1 yaitu 20 kV. Ketiga penyulang tersebut sudah memenuhi standar SPLN 72-1987 karena tidak melebihi dari batas toleransi yang diperbolehkan yaitu maksimum sebesar 5%. [8]

Dilihat dari persentase pembebanan trafo terdapat penurunan yang signifikan, dengan nilai beban yang sama dengan trafo berkapasitas 30 MVA persentase pembebanan sudah mencapai 111,3%. Setelah dilakukannya *uprating* trafo menjadi 60 MVA persentase pembebanan menjadi 69,7% dari kapasitas pembebanan maksimum. Berdasarkan teori, suatu transformator tenaga tidak boleh membebani hingga di atas 80% dari kapasitas maksimum pembebanannya. Dikarenakan akan membuat umur trafo tersebut menjadi berkurang. [9] Dalam hal ini keputusan dilakukannya *uprating* trafo dengan kapasitas yang lebih besar sudah sesuai.

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.

3.2.1. Perhitungan Hubung Singkat

Setelah dilakukan simulasi arus hubung singkat maka diperoleh besar arus gangguan hubung singkat pada titik

0%, 10%, 20%, 30% hingga 100% dari panjang penyulang *outgoing* Trafo 1 60 MVA GI Sronдол. Hasil besar arus hubung singkat yang diperoleh dari simulasi dapat dilihat pada Tabel 16 sampai Tabel 19.

Tabel 16. Hasil Perhitungan Arus Hubung Singkat SRL 1

Jarak (Km)	3 fase (A)	2 fase (A)	2 fase Tanah (A)	1 Fase Tanah (kA)
0%	13496	11688	13500	13496
10%	11144	8651	7550	9000
20%	9459	8192	5220	6730
30%	8203	7104	3990	5370
40%	7235	6266	3230	4465
Recloser	6858	5939	2970	4141
50%	6467	5601	2710	3820
60%	5845	5062	2340	3338
70%	5330	4616	2050	2964
80%	4898	4242	1830	2665
90%	4530	3923	1650	2421
100%	4213	3649	1500	2217

Tabel 17. Hasil Perhitungan Arus Hubung Singkat SRL 2

Jarak (Km)	3 fase (A)	2 fase (A)	2 fase Tanah (A)	1 Fase Tanah (kA)
0%	13496	11688	13500	13496
10%	11422	9891	8040	9437
20%	9874	8551	5710	7235
30%	8682	7519	4420	5861
40%	7741	6704	3610	4923
50%	6979	6044	3050	4244
60%	6352	5501	2640	3728
70%	5826	5046	2320	3324
Recloser	5692	4929	2250	3225
80%	5380	4659	2080	2999
90%	4997	4327	1880	2732
100%	4664	4039	1710	2508

Tabel 18. Hasil Perhitungan Arus Hubung Singkat SRL 6

Jarak (Km)	3 fase (A)	2 fase (A)	2 fase Tanah (A)	1 Fase Tanah (kA)
0%	13496	11688	13500	13496
10%	11346	9826	7900	9315
20%	9759	8452	5570	7092
30%	8549	7403	4300	5270
40%	7598	6580	3500	4791
50%	6834	5918	2950	4121
60%	6207	5376	2550	3615
70%	5684	4923	2240	3219
80%	5241	4539	2010	2901
90%	4862	4211	1810	2641
100%	4533	3926	1650	2423

Tabel 19. Hasil Perhitungan Arus Hubung Singkat SRL 9

Jarak (Km)	3 fase (A)	2 fase (A)	2 fase Tanah (A)	1 Fase Tanah (kA)
0%	13496	11688	13496	13496
10%	9540	8262	5310	6826
20%	7332	6350	3300	4550
30%	5940	5145	2390	3410
40%	4988	4320	1870	2726
50%	4297	3721	1540	2271
60%	3773	3267	1310	1945
70%	3362	2912	1140	1701
80%	3032	2626	1010	1512
90%	2760	2391	901	1360
100%	2534	2194	817	1236

Berdasarkan tabel 16 sampai dengan Tabel 19 menunjukkan hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat pada penyulang SRL 1, SRL 2, SRL 6, dan SRL 9 trafo 60 MVA GI Sronдол. Semakin jauh jarak gangguan hubung singkat maka semakin besar impedansi nya dan berpengaruh pada arus gangguan yang terjadi. Dari hasil tersebut dapat dilihat bahwa pada setiap penyulang gangguan hubung singkat terbesar adalah arus hubung singkat 3 fasa.

3.3. Resetting Relay OCR, GFR dan Recloser

Pada perhitungan setting relay OCR, GFR 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 0,4-0,5 detik [10]. Waktu operasi (T_{op}) pada kerja cepat (fast) recloser adalah 0,05 detik sedangkan pada kerja lambat (delay) recloser sebesar 0,17 detik. Berikut merupakan rumus perhitungan setting relay OCR, GFR, dan Recloser pada penyulang SRL 1 Trafo 60 MVA Gardu Induk Sronдол sesuai dengan standar IEC 60255 dengan karakteristik standar invers.

- **Rumus TMS OCR**

$$TMS_{OCR} = \frac{[\frac{I_{hubung\ singkat\ 3\ \Phi}}{I_{set}}]^{0,02} - 1}{0,14} \times t_{op} \tag{1}$$

- **Rumus TMS GFR**

$$TMS_{GFR} = \frac{[\frac{I_{hubung\ singkat\ 1\ \Phi - tnh}}{I_{set}}]^{0,02} - 1}{0,14} \times t_{op} \tag{2}$$

- **Iset OCR**

$$I_{set} = 1,05 - 1,2 \times I \text{ beban maksimum} \tag{3}$$

Atau

$$I_{set} = I_{nominal\ penyulang} \tag{4}$$

- **Iset GFR**

$$I_{set} = 0,12 - 0,4 \times I_{HS} \text{ 1 L - G terkecil} \tag{5}$$

Sesuai dengan SPLN 52-3 : 1983 untuk *setting sequence* atau operasi buka – tutup *recloser* di berikan jeda waktu sebesar 10 detik dan banyak nya buka – tutup *recloser* adalah sebanyak 3-4 kali dan *resetting recloser* di berikan waktu 30 detik.[11]

Pada hasil analisis *resetting* perhitungan *setting relay* OCR, GFR, dan *Recloser*, didapatkan perbandingan *setting* kondisi eksisting dan perhitungan pada sisi *incoming* dan *outgoing* sebagai berikut.

Tabel 20. Perbandingan Setting Relay OCR, GFR Incoming Kondisi Eksisting Dan Perhitungan

Setting	Setting Relay Incoming			
	OCR Eksisting	OCR Hitung	GFR Eksisting	GFR Hitung
TMS	0,25	0,21	0,45	0,40
I set (A)	2078	2078	693	693

Tabel 21. Perbandingan *Setting Relay OCR, GFR Outgoing Kondisi Eksisting Dan Resetting*

Setting		Eksisting	Resetting
		Outgoing	Outgoing
OCR	TMS	0,20	0,2
	rasio CT	1/600	1/600
	Isetprimer	480	480
GFR	TMS	0,30	0,31
	rasio CT	1/600	1/600
	Isetprimer	200	210

Setting relay yang dipasangkan pada penyulang (*Outgoing*) dihitung berdasarkan arus nominal yang di *setting* oleh PT. PLN (persero) yaitu sebesar 480 A. Persyaratan yang harus dipenuhi yaitu untuk penyetelan waktu *grading time relay* di penyulang tidak boleh kurang dari 0,4 s. Keputusan ini diambil agar memberi kesempatan *relay outgoing* bekerja terlebih dahulu sedangkan *relay incoming* sebagai *back up protection* jika *relay outgoing* gagal bekerja.

Tabel 22. Perbandingan *Setting Recloser Kondisi Eksisting Dan Perhitungan (Resetting)*

Setting		Setting Recloser Outgoing					
		Eksisting		Hasil Perhitungan			
		OCR	GFR	OCR (Fast)	GFR (Fast)	OCR (Delay)	GFR (Delay)
SRL 1	TMS	0,05	0,13	0,05	0,05	0,07	0,08
	I set (A)	360	118	360	120	360	120
SRL 2	TMS	0,05	0,13	0,05	0,05	0,06	0,08
	I set (A)	360	118	360	120	360	120

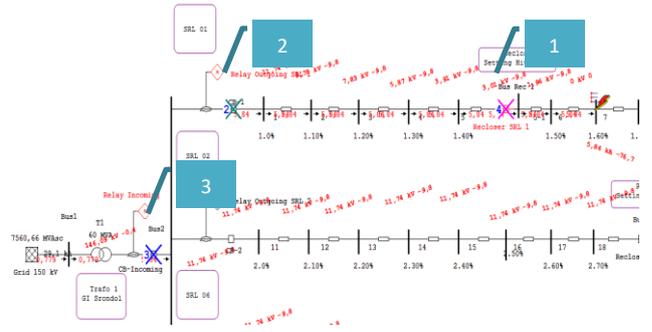
Waktu tunda setiap peralatan dimulai dari *recloser* yang diset untuk trip dengan *delay* yang sangat kecil yaitu pada interval 0,2-0,4 detik. Pada *relay Outgoing* penyulang memiliki Top 0,4 detik dan *relay incoming* memiliki Top 0,8 detik. Top tiap peralatan proteksi diset dengan selisih 0,4-0,5 detik sesuai dengan Standart IEC 60255 dan BS 142.[12] Perbedaan nilai TMS pada *setting relay* kondisi eksisting dan perhitungan dikarenakan pada penentuan nilai Iset dan waktu kerja (Top) yang berbeda. PLN APD Semarang memiliki karakteristik dan pertimbangan kondisi tersendiri untuk masalah *setting proteksi* sehingga nilai antara kondisi eksisting dengan kondisi *resetting* hasil perhitungan memiliki perbedaan.

3.4. Analisis Koordinasi *Setting Relay OCR, GFR, dan Recloser*

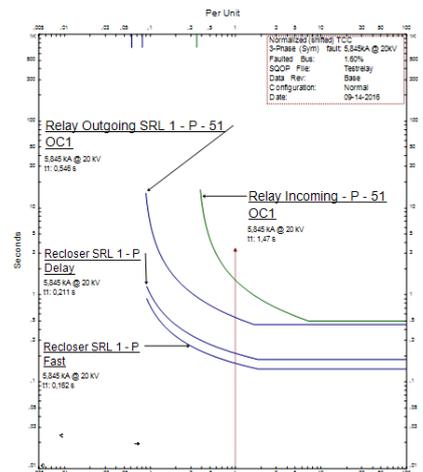
Pada Gambar 5 merupakan koordinasi *relay* dari penyulang SRL 1 menggunakan “*star-protective device coordination*” pada simulasi ETAP 12.6.0.

Gambar 5 menunjukkan koordinasi *relay* antara *relay incoming*, *relay outgoing* dan *recloser* pada penyulang SRL 1. Ketika ada gangguan paling ujung dari sumber maka yang akan mendeteksi adanya gangguan terlebih dahulu yaitu *recloser* yang di *setting* dengan waktu kerja fast 0,05 detik dan delay 0,17 detik, lalu dilanjutkan *relay outgoing* dan *relay incoming* sebagai *back up*. Pada

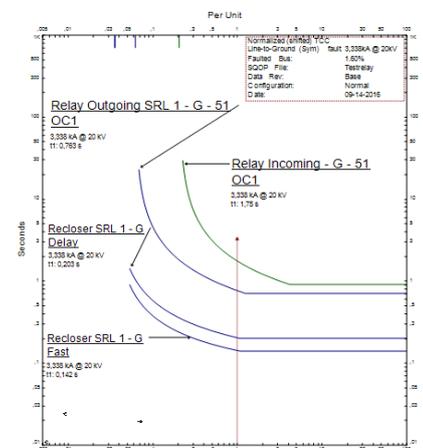
Gambar 5 (a) saat terjadi gangguan 3 fasa dilihat pada “*sequence viewer*” waktu kerja *recloser fast* 0,122 detik, *relay outgoing* 0,546 detik dan *relay incoming* 1,474 detik sebagai *back up protection*. Koordinasi *relay* pada penyulang SRL 1 dapat dikatakan telah sesuai dengan standar kepekaan, kecepatan, dan selektivitas. **Koordinasi *Setting Relay Penyulang SRL 1***



(a)



(b)



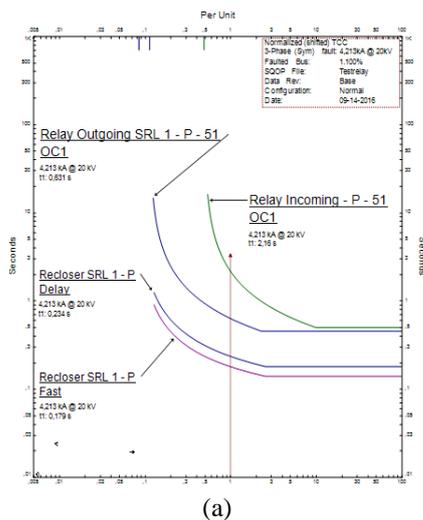
(c)

Gambar 5. Tampilan Output Koordinasi *Relay* pada ETAP 12.6.0 SRL 1 (a) *Fault Insertion*, (b) Kurva TCC OCR, (c) Kurva TCC GFR

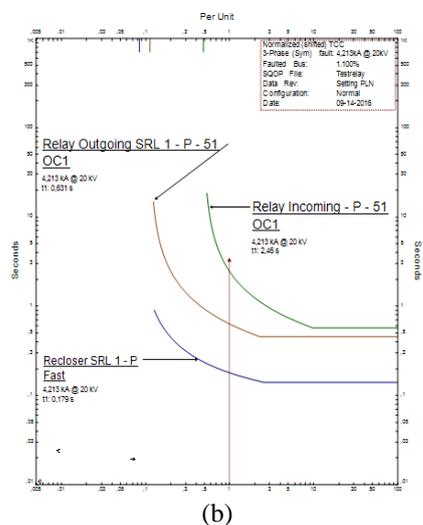
Pada *setting Recloser SRL 1*, dilihat pada “*Sequence Viewer*” pada ETAP 12.6.0 *Recloser* diatur dengan tiga kali operasi buka tutup, pada operasi ketiga *recloser* akan melakukan *operation to lockout* yang merupakan aksi terakhir dari *recloser* untuk membuka secara permanen akibat dari adanya gangguan permanen. Untuk kembali ke pengaturan semula, gangguan terlebih dahulu harus dihilangkan dan selanjutnya *recloser* akan kembali ditutup secara manual. *Reclosing duration* diatur selama 10 detik setiap operasi bukaan *Recloser*.

3.5. Perbandingan Kurva Karakteristik Arus terhadap Waktu (*Time Curve Current*)

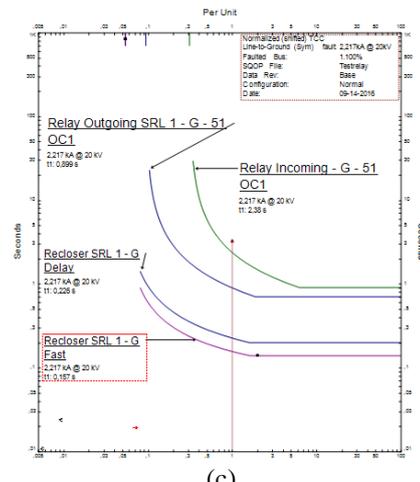
Berdasarkan data pada Tabel 12 sampai Tabel 14 *setting proteksi relay incoming, outgoing, dan recloser* kondisi eksisting dan perhitungan dapat diketahui perbedaan bentuk koordinasi kurva karakteristik waktu terhadap arus (*Time Curve Current.*). Dengan menggunakan ETAP 12.6.0 dapat dihasilkan kurva TCC sebagai berikut.



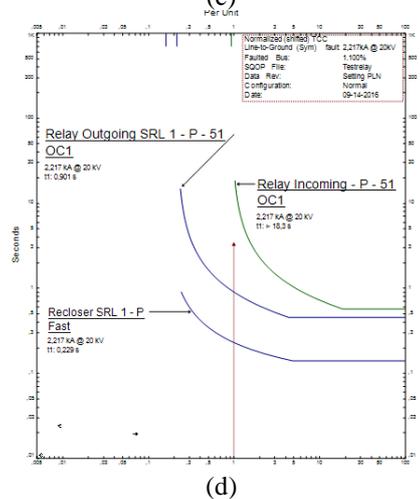
(a)



(b)



(c)



(d)

Gambar 6. Kurva karakteristik arus terhadap waktu (TCC) Penyulang SRL 1. (a) Kurva relay OCR resetting, (b) Kurva relay OCR eksisting, (c) Kurva relay GFR resetting, (d) Kuva relay GFR eksisting

Pada gambar 6 (a) dan gambar 6 (b) Kurva koordinasi waktu kerja *relay* terhadap arus hasil perhitungan sudah sesuai dengan syarat selektivitas peralatan proteksi dengan waktu kerja tercepat adalah yang paling dekat dengan sumber gangguan yaitu *Recloser*, lalu *relay outgoing* dan *relay incoming* sebagai *backup protection* sistem. Koordinasi pada *setting* perhitungan telah berjalan sesuai dengan standar kepekaan, kecepatan, dan selektivitas. Sedangkan pada gambar 6 (c) dan 6 (d) merupakan kurva koordinasi *relay GFR resetting* dan eksisting. Pada kedua kurva telah sesuai dengan peralatan proteksi yang terdekat dengan gangguan lebih dulu bekerja.

Perbedaan terjadi pada selisih nilai TMS dan nilai *setting recloser* antara kedua *setting*. Pada *setting* eksisting, *setting* TMS OCR dan GFR *recloser* hanya terdapat satu *setting* saja, yaitu *setting fast*. Sedangkan pada nilai *resetting* TMS OCR dan GFR *recloser* terdapat 2 nilai

yaitu *fast* dan *delay*, hal ini dikarenakan PLN memiliki karakteristik tersendiri untuk penyetelan *recloser*, dan tidak adanya koordinasi dengan *recloser* lain, sehingga hanya di set untuk nilai *fast* saja. Penentuan *setting* waktu kerja peralatan telah sesuai berdasarkan standar IEC 60255 dan SPLN 52-3:1983.[11][12]

3.6. Waktu Ketahanan Konduktor terhadap Arus Hubung Singkat

Waktu ketahanan konduktor merupakan lama konduktor dapat bertahan ketika teraliri arus gangguan hubung singkat. Waktu *setting* proteksi harus lebih kecil daripada waktu ketahanan konduktor terhadap arus gangguan, sehingga peralatan maupun konduktor dapat aman sebelum kerusakan yang diakibatkan arus gangguan tersebut setelah melewati waktu ketahanannya. Berikut merupakan perhitungan waktu ketahanan konduktor pada penyulang SRL 1 untuk gangguan 3 fase di titik 100%:

Ihs 3 fase (100%) : 4213 A
 s (luas penampang konduktor) : 240 mm²

$$I = \frac{79,25 \times S}{\sqrt{t}}$$

$$\sqrt{t} = \frac{79,25 \times S}{I}$$

t = 20,37 detik

Dari perhitungan diatas dengan cara yang sama dan menggunakan data nilai arus gangguan hubung singkat pada Tabel 16 sampai Tabel 19 dapat diketahui waktu ketahanan konduktor sebagai berikut.

Tabel 23. Perbandingan waktu ketahanan konduktor - waktu kerja *relay incoming* SRL 1

Jarak (km)	Relay Incoming				Hasil Perhitungan Waktu Ketahanan Konduktor			
	3 Fasa	2 Fasa	2 fasa tanah	1 fasa tanah	3 fasa	2 fasa	2 fasa tanah	1 fasa tanah
	detik	detik	detik	detik	detik	detik	detik	detik
0,000	0,797	0,864	0,915	0,915	1,986	2,648	1,986	1,986
0,563	0,889	0,974	1,145	1,064	2,913	3,884	6,359	4,471
1,126	0,987	0,109	1,358	1,204	4,043	5,391	13,287	7,998
1,690	1,091	1,221	1,571	1,34	5,376	7,167	22,768	12,56
2,253	1,202	1,361	1,792	1,475	6,911	9,215	34,804	18,18
2,514	1,257	1,431	1,898	1,538	7,692	10,256	41,254	21,14
2,816	1,323	1,517	2,025	1,612	8,649	11,532	49,395	24,84
3,379	1,454	1,691	2,277	1,753	10,590	14,120	66,540	32,56
3,942	1,597	1,888	2,552	1,889	12,734	16,978	86,239	41,32
4,506	1,756	2,114	2,857	2,051	15,080	20,106	108,493	51,13
5,069	1,934	2,375	3,199	2,211	17,630	23,505	133,300	61,99
5,632	2,134	2,683	3,587	2,38	20,382	27,174	160,662	73,90

Berdasarkan pada Tabel 23 menunjukkan bahwa waktu kerja *relay incoming* pada penyulang SRL 1 adalah minimal 3 kali lebih cepat dari waktu ketahanan konduktor pada penyulang. Pada saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fase pada titik 10% penyulang SRL 1, *relay incoming* akan bekerja pada waktu 0,889 detik

sedangkan konduktor mampu menahan arus hubung singkat selama 2,913 detik. Pada perhitungan dipilih waktu kerja pada sisi

relay incoming karena merupakan *setting* waktu kerja yang paling besar dibandingkan dengan *setting* waktu kerja pada sisi *recloser* dan *relay outgoing*.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis dan perhitungan yang telah dilakukan di dapatkan kesimpulan untuk nilai jatuh tegangan kondisi eksisting pada ujung *feeder* SRL 1, SRL 2, dan SRL 6 sudah sesuai dengan standar SPLN 72-1987, dimana nilai jatuh tegangan yang diijinkan maksimal sebesar 5%. Ditinjau dari persentase pembebanan trafo pada kondisi eksisting kapasitas 30 MVA sudah *overload* dan beroperasi 111,3%. Setelah dilakukannya *uprating* dan penambahan *feeder* baru, trafo tidak mengalami *overload* dan beroperasi 69,7% dari kapasitas total trafo sebesar 60 MVA. Persentase tersebut sudah sesuai standar karena trafo tidak beroperasi melebihi batas yang diizinkan untuk trafo yaitu sebesar 80% dari kapasitas maksimum. Dari hasil *resetting relay* proteksi, pada sisi *incoming* hasil perhitungan dan kondisi *eksisting* terdapat selisih dengan nilai TMS perhitungan lebih kecil 0,04, dari TMS = 0,25 menjadi TMS = 0,21, untuk nilai TMS GFR terdapat selisi 0,05, dari TMS = 0,45 menjadi TMS = 0,4. Pada sisi *outgoing* nilai TMS OCR dan GFR bernilai sama sesuai pada Tabel 15 hingga Tabel 17. Nilai tersebut di gunakan sebagai *resetting relay incoming* dan *outgoing*. Penyetelan *recloser* OCR dan GFR diatur dalam dua siklus kerja yaitu siklus kerja cepat (*fast*) dan siklus kerja lambat (*delay*). Waktu kerja (Top) pada perhitungan dari masing – masing *relay* telah memenuhi standar penentuan *grading time* antar peralatan proteksi berdasarkan IEC 60255 yaitu sebesar 0,3 – 0,5 detik. Hasil analisis koordinasi antara peralatan proteksi *relay* arus lebih dengan *recloser* sudah berjalan dengan baik. Hal ini dibuktikan sesuai dengan kurva karakteristik waktu terhadap arus (TCC *curve*) sistem proteksi pada masing-masing penyulang tidak saling memotong, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8. Berdasarkan pada Tabel 23 menunjukkan bahwa waktu kerja *relay incoming* minimal 3 kali lebih cepat dari waktu ketahanan konduktor pada penyulang. Sehingga sistem koordinasi proteksi dapat meminimalisir gangguan hubung singkat sebelum konduktor mengalami kerusakan.

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]. Perusahaan Listrik Negara-Distribusi Jateng-DIY, Kajian Kelayakan Operasi "Pembangunan Feeder Baru Sronдол 8 dan Sronдол 9", Semarang. 2015.
- [5]. PT PLN APD Jateng DIY : 2015, “*Data beban per penyulang 2016, Data Trafo GI Sronдол, Data Setting Relay incoming, outgoing dan recloser GI Sronдол, Data jaringan GI Sronдол*”
- [6]. Gardu Induk Sronдол : 2016, “*Data konduktor, Data Trafo 30 MVA dan 60 MVA, Data Single Line Diagram*”.
- [7]. SPLN 64 : 1985, “*Petunjuk pemilihan dan penggunaan pelebur pada sistem distribusi tegangan menengah*”.
- [8]. SPLN 72 : 1987, “*Spesifikasi desain Jaringan Tegangan Menengah dan Jaringan Tegangan Rendah*”
- [9]. A.K. Krestovel. F. Lisi. MT, Ir, M. Pakiding. MT, Ir. "Analisa Perkiraan Umur Transformator", E-journal Teknik Elektro dan Komputer. ISSN : 2301-8402, UNSRAT, Manado.2015
- [10]. Saadat, Hadi. “*Power System Analysis*”. McGraw Hill. 1999.
- [11]. SPLN 52-3 : 1983, “*Pola Pengamanan Sistem, Bagian Tiga : Sistem Distribusi 6 kV dan 20 kV*”. Indonesia. 1983.
- [12]. IEC 60255, “*Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults*”.
- [13]. S. Rao, Sunil. “*Switchgear Protection And Power System*”. Khanna Publishers. New Delhi-India. 2010.