



Analisis Perbandingan Antara Pola Koordinasi Proteksi Cascade dan Non Cascade pada Sisi 20 Kv Transformator #1 Penyulang Neraca Gis PLTD Senayan

Muhammad Fikri Wirawan Isya Ardiansyah^{1*}, Ida Widiastuti²

^{1,2}Teknik Elektro, Universitas Islam Sultan Agung Semarang, Indonesia

Email: fikriardiansyah970@gmail.com¹, ida_fti@unissula.ac.id²

*Penulis Korespondensi: fikriardiansyah970@gmail.com

Abstract. Gas Insulated Switchgear (GIS) 150 kV PLTD Senayan is an SF6 gas-insulated substation that serves as the outlet for the Senayan Diesel Power Plant (PLTD Senayan). One of the essential components of the substation is the transformer, which transforms AC power into different voltage and current levels at the same frequency. On the 20 kV incoming side of the transformer, a busbar connects all feeders. Due to the transformer's critical role, a reliable protection system is required to minimize the impact of power system faults. PT PLN applies overcurrent protection with a cascade scheme as specific protection for the 20 kV busbar. However, the cascade scheme may provide suboptimal transformer protection, particularly in terms of selectivity and clearing time, potentially increasing the risk of transformer damage. Therefore, this study aims to evaluate and compare the performance of cascade and non-cascade overcurrent protection schemes applied to Transformer 1 incoming and the Neraca feeder at GIS PLTD Senayan. A quantitative comparative method was employed by comparing and analyzing test data. The results indicate that the non-cascade protection scheme provides faster fault clearing time and better selectivity than the cascade scheme, thereby improving the reliability and quality of power delivery.

Keywords: Cascade Scheme; Non-Cascade Scheme; Overcurrent Relay; Protection Coordination; Protection Selectivity.

Abstrak. Gas Insulated Switchgear atau GIS 150 kV PLTD Senayan adalah gardu induk isolasi gas SF6, yang merupakan outlet dari pembangkit PLTD Senayan. Menjadi pemasok listrik untuk area VVIP senayan, gelora bung Karno, dan SCBD. Salah satu peralatan yang penting yang ada pada gardu induk adalah transformator. Transformator berfungsi untuk mentransformasikan daya sistem AC ke sistem arus dan tegangan lain pada frekuensi yang sama. Pada sisi *incoming* 20 kV transformator, terdapat busbar sebagai tempat terhubungnya semua penyulang pada sisi 20 kV transformator. Karena peran penting dari transformator, maka diperlukan sistem proteksi yang andal sebagai pengaman dan meminimalkan dampak kerusakan apabila terjadi gangguan pada sistem tenaga listrik. PT PLN menggunakan proteksi arus lebih dengan skema *cascade* sebagai proteksi khusus untuk busbar 20 kV. Ada kalanya skema *cascade* tidak memberikan proteksi yang optimal terhadap transformator, terutama pada selektifitas dan clearing time. Kondisi ini berpeluang besar terhadap kerusakan transformator, sehingga diperlukan sistem proteksi busbar yang dapat meminimalkan dampak kerusakan dan melokalisasi secepatnya apabila terjadi gangguan. Adapun tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui unjuk kerja sistem proteksi arus lebih *cascade* dengan *non-cascade*, apabila diaplikasikan pada *Incoming Transformer* 1 dan penyulang Neraca GIS PLTD Senayan. Metode penelitian menggunakan kuantitatif perbandingan, dengan membandingkan dan menganalisa hasil uji data. Berdasarkan hasil perbandingan analisis yang dilakukan, didapatkan bahwa sistem proteksi skema *non-cascade* memiliki clearing time gangguan yang lebih cepat dan lebih selektif dibandingkan dengan skema *cascade*. Sehingga, sistem proteksi skema *non-cascade* dapat meningkatkan kualitas pelayanan penyaluran tenaga listrik dibandingkan skema *cascade*.

Kata Kunci: Koordinasi Proteksi; Relai Arus Lebih; Selektivitas Proteksi; Skema Cascade; Skema Non-Cascade.

1. LATAR BELAKANG

Transformator daya merupakan salah satu komponen paling vital dalam sistem penyaluran energi listrik sehingga harus diproteksi dari berbagai macam jenis gangguan. Berdasarkan IEEE Std C57.109-2018 ketika terjadi gangguan di sisi sekunder transformator maka arus gangguan akan mengalir melalui transformator, arus gangguan ini disebut Through Fault Current (TFC) yang dapat berpengaruh terhadap komponen mekanik dan elektrik

transformator (IEEE, 2018). Besar dan lama durasi TFC akan berbanding lurus dengan efeknya terhadap transformator dan dapat menyebabkan penurunan isolasi di belitan primer (Mustafa et al., 2017).

Salah satu fungsi utama sistem proteksi adalah mengisolasi area yang terdapat gangguan secepat mungkin, agar area lain yang tidak terdampak masih bisa beroperasi dan tetap menyalurkan energi listrik (Naibaho & Pratama, 2024). Saat sistem proteksi mendeteksi adanya gangguan maka relay akan memerintahkan PMT untuk *trip*. Selain kecepatan, prinsip utama sistem proteksi lainnya adalah selektif yaitu kemampuan sistem proteksi untuk bekerja secara benar sesuai dengan zona proteksinya.

Saat ini PT PLN (Persero) menggunakan koordinasi proteksi Over Current Relay (OCR) skema *cascade* sebagai proteksi pada sisi 20 kV transformator daya. Skema *cascade* dinilai kurang memberikan proteksi yang optimal karena tidak adanya komunikasi secara langsung antara OCR *incoming* dan OCR penyulang 20 kV sehingga selektivitas dan clearing time kurang. Koordinasi skema non *cascade* menggunakan komunikasi sederhana antara OCR *incoming* dan OCR penyulang 20 kV agar bisa mendeteksi posisi gangguan sehingga saat terjadi gangguan di Busbar 20kV bisa diisolasi secara instan. Saat terjadi gangguan di penyulang, OCR penyulang mengirim sinyal kepada OCR *incoming* untuk memberi jeda waktu agar tidak mendahului OCR penyulang bekerja sebelum memberi perintah *trip* kepada Pemutus Tenaga (PMT) *incoming*. PT PLN (Persero) Gardu induk PLTD Senayan merupakan gardu induk outlet pembangkit berada di bawah unit induk pelaksana transmisi (UPT) Cawang. Gardu induk PLTD Senayan memiliki peranan yang sangat penting karena bertugas menjadi pemasok sekaligus backup ketika terjadinya blackout yang melanda area senayan dan SCBD yang mana kedua area tersebut adalah pelanggan VVIP dari unit pelaksana pelayanan pelanggan (UP3) Bulungan. Pada kondisi normal pembangkit PLTD Senayan hanya standby dan tidak beroperasi, sehingga Gardu induk PLTD Senayan mendapatkan suplai daya dari gardu induk Karet dan gardu induk Senayan. Ketika terjadinya blackout Gardu induk PLTD Senayan akan menerima pasokan listrik dari pembangkit PLTD Senayan dan menyalurkannya ke pelanggan VVIP yang menjadi prioritas utama. Gardu induk PLTD Senayan memiliki dua transformator daya bertipe step down 150/20 kV, masing-masing berkapasitas 60 MVA. Transformator 1 gardu induk PLTD Senayan menyalurkan daya 20 kV nya ke 8 penyulang dan 1 transformator pemakaian sendiri (PS) melalui busbar 20 kV yang berada di dalam kubikel 20 kV. Penelitian dilakukan untuk mengetahui unjuk kerja dari pola koordinasi proteksi non *cascade* dan *cascade*, dengan melakukan perhitungan secara manual untuk mencari waktu kerja relay OCR

Incoming Transformer 1 dan relay OCR penyulang Neraca menggunakan skema non *cascade* dan *cascade*. Dari hasil perhitungan tersebut nantinya akan dibandingkan dan ditarik kesimpulan. Pada kesimpulan tersebut dapat diketahui manakah yang lebih efektif dalam melokalisir gangguan antara skema koordinasi proteksi non *cascade* atau *cascade*.

2. KAJIAN TEORITIS

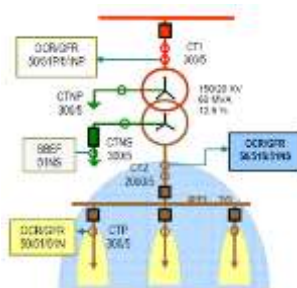
Penelitian Terdahulu

Koordinasi proteksi *non-cascade* pada OCR *incoming* dan OCR penyulang melalui perhitungan waktu kerja relay berdasarkan besar arus gangguan, digunakan sebagai acuan pengujian menggunakan alat injeksi arus, menunjukkan bahwa perhitungan manual waktu kerja relay masih relevan dalam mengevaluasi koordinasi proteksi (Naibaho & Pratama, 2024). Selain itu, pengujian pola koordinasi *non-cascade* menggunakan injeksi arus dan menunjukkan bahwa koordinasi antara OCR *incoming* dan OCR penyulang dapat membantu menentukan lokasi gangguan secara tepat (Romadhoni, 2022). Pada pola *cascade*, Nugoho & Sukmadi (2017) menganalisis koordinasi OCR sisi *incoming* dan *outgoing* dengan membedakan waktu kerja (*real time*) kedua relay. Pada skema ini, OCR *incoming* dan OCR penyulang tidak menggunakan logic koordinasi secara langsung, tetapi dikoordinasikan melalui perbedaan waktu kerja sehingga OCR *incoming* tidak bekerja mendahului OCR penyulang. Berdasarkan penelitian terdahulu tersebut, kajian mengenai pola koordinasi *non-cascade* dan *cascade* telah dilakukan melalui pendekatan perhitungan maupun pengujian. Namun, perbandingan unjuk kerja kedua pola dalam menentukan efektivitas pelokalisiran gangguan masih perlu dikaji lebih lanjut. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan dengan menghitung waktu kerja relay OCR *Incoming Transformer* 1 dan OCR penyulang Neraca menggunakan skema *non-cascade* dan *cascade*. Hasil perhitungan kedua skema kemudian dibandingkan untuk mengetahui pola koordinasi yang lebih efektif dalam melokalisir gangguan.

Relay Proteksi

Kegagalan proteksi dapat disebabkan oleh kerusakan internal relay, terputus atau terhubung singkatnya rangkaian arus/tegangan, kegagalan sumber DC untuk *tripping*, serta kegagalan pemutus tenaga (Wirawan, 2014). Untuk mengantisipasi kegagalan tersebut digunakan proteksi cadangan (*backup protection*), yang bekerja dengan waktu lebih lambat agar proteksi utama memiliki kesempatan untuk mengisolasi gangguan terlebih dahulu (PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa-Bali, 2013). Relay proteksi harus bisa mendeteksi adanya gangguan tersebut lalu mengintruksikan PMT (Pemutus Tenaga) dengan cepat untuk mengisolasi peralatan yang terdampak gangguan (Naibaho & Pratama,

2024), dan secara otomatis memerintahkan untuk membuka pemutus sirkit untuk mengisolasi bagian sistem yang rusak (Akmal & Abimanyu, 2017). Maka dari itu dibutuhkan koordinasi antar relay agar tercipta sebuah sistem proteksi yang protektif dan selektif dalam merespon berbagai macam gangguan di sisi 20 kV.

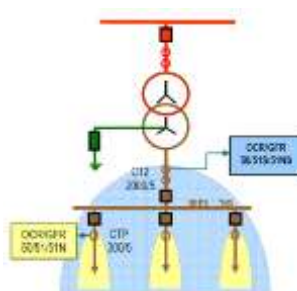


Gambar 1. Koordinasi OCR Sisi 20 kV.

Zona proteksi OCR dan GFR *incoming* adalah dari CT 20 kV di *incoming* hingga ke penyulang. Semetara Zona proteksi OCR dan GFR penyulang adalah dari CT 20 kV yang berada di Penyulang sampai dengan gardu distribusi pertama.

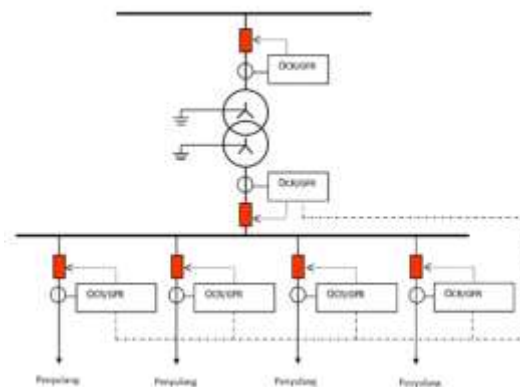
Cascade

Pola koordinasi proteksi sisi 20 kV yang digunakan saat ini adalah pola *cascade*, dengan prinsip grading time, yaitu OCR penyulang (*downstream*) diatur bekerja lebih cepat daripada OCR *incoming* (*upstream*). Namun, pola ini memiliki kelemahan dalam selektivitas dan clearing time, terutama saat terjadi gangguan pada Busbar 20 kV atau kegagalan *trip* PMT penyulang (*circuit breaker failure/CBF*), karena OCR *incoming* tetap menunggu delay waktu operasi OCR penyulang sebelum mengisolasi gangguan. Kondisi tersebut menyebabkan waktu pemutusan gangguan menjadi lebih lama dan dapat meningkatkan risiko terhadap transformator.



Gambar 2. Skema Koordinasi Proteksi *Cascade*.

Non cascade

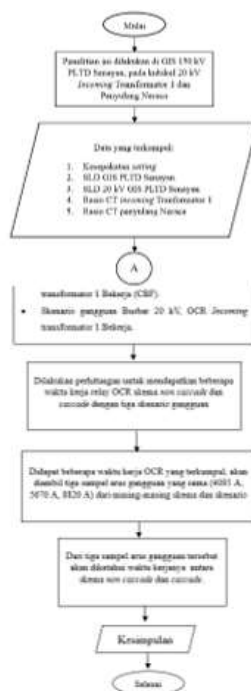


Gambar 3. Skema Koordinasi Proteksi Non Cascade.

Pola koordinasi *non-cascade* memanfaatkan kemampuan relay modern untuk bertukar informasi secara langsung sehingga dapat mengatasi beberapa kekurangan pola *cascade*. Pada skema ini, terdapat dua prinsip utama. Pertama, saat terjadi gangguan pada busbar 20 kV, OCR *incoming* akan merasakan gangguan, sedangkan OCR penyulang tidak, sehingga *incoming* tidak menerima sinyal block dan dapat *trip* seketika. Kedua, jika terjadi kegagalan PMT penyulang dalam mengisolasi gangguan, OCR penyulang akan menginformasikan kepada OCR *incoming* untuk segera *trip* melalui konsep *Circuit Breaker Failure* (CBF). Karena melibatkan modifikasi logic dan wiring OCR *incoming* dan penyulang yang kompleks, penerapan skema ini memerlukan SOP atau protokol khusus saat manuver *switching* sisi 20 kV untuk mencegah kegagalan komunikasi *antarrelay*.

3. METODE PENELITIAN

Penelitian berlokasi di GIS PLTD Senayan, dengan Kubikel *Incoming Transformer* 1 dan kubikel Penyulang Neraca sebagai objek penelitian. Menggunakan metode kuantitatif dengan pendekatan numerik untuk menguji dua kelompok data. Hasil pengujian kemudian dibandingkan untuk menentukan kelompok yang memberikan hasil terbaik di antara skema *cascade* dan skema *non cascade*.



Gambar 4. Diagram Alir Analisis Perbandingan Unjuk Kerja Antara Pola Koordinasi Proteksi Cascade Dan Non Cascade.

Sampel yang diambil pada masing-masing skema adalah besarnya arus gangguan. Diambil tiga sampel arus gangguan (3600 A, 5670 A, 8820 A), tiga sampel tersebut dipilih karena masing-masing arus gangguan mewakili zona setting relay OCR pada masing-masing skenario gangguan. 3600 untuk zona gangguan OC ($I>$), 5670 untuk zona gangguan high set 1 ($I>>$), 8820 untuk zona gangguan high set 2 ($I>>>$), Perhitungan waktu aktual untuk arus gangguan sebesar 1,5 kali arus nominal.

$$T_{act} = \frac{K}{\left(\frac{1,5 \times I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \times TMS \dots\dots\dots(i)$$

Perhitungan waktu aktual untuk arus gangguan sebesar 3 kali arus nominal.

$$T_{act} = \frac{K}{\left(\frac{3 \times I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \times TMS \dots\dots\dots(ii)$$

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perbandingan Pola Koordinasi Relay OCR dengan Skema *Cascade* dan *Non Cascade* pada Sisi Penyulang Neraca Saat Terjadi Gangguan pada Penyulang Neraca

Tabel 1. Waktu Kerja Relay OCR Penyulang Neraca Skema *Cascade*.

No	pengali Inom	I (A)		waktu kerja (s)	Jenis Gangguan	Karakteristik relay
		Primer	Sekunder			
1	1,5	945	7.875	4,889	OC ($I>$)	SI
2	2	1.260	10.500	2,698	OC ($I>$)	SI

3	2,5	1.575	13.125	2,000	OC (I>)	SI
4	3	1.890	15.750	1,650	OC (I>)	SI
5	3,5	2.205	18.375	1,436	OC (I>)	SI
6	4	2.520	21.000	1,291	OC (I>)	SI
7	4,5	2.835	23.625	1,185	OC (I>)	SI
8	5	3.150	26.250	1,104	OC (I>)	SI
9	5,714285	3.600	30.000	1,016	OC (I>)	SI
10	6	3.780	31.500	0,987	OC (I>)	SI
11	6,5	4.095	34.125	0,943	MOC-1 (I>>)	Deffinite
12	7	4.410	36.750	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
13	7,5	4.725	39.375	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
14	8	5.040	42.000	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
15	8,5	5.355	44.625	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
16	9	5.670	47.250	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
17	9,5	5.985	49.875	0,400	MOC-1 (I>>)	Deffinite
18	10	6.300	52.500	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
19	11	6.930	57.750	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
20	12	7.560	63.000	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
21	13	8.190	68.250	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
22	14	8.820	73.500	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
23	15	9.450	78.750	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
24	16	10.080	84.000	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
25	17	10.710	89.250	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
26	18	11.340	94.500	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
27	19	11.970	99.750	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
28	20	12.600	105.000	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
29	21	13.230	110.250	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
30	22	13.860	115.500	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite
30	23	14.490	120.750	0,000	MOC-2 (I>>>)	Deffinite

Tabel 2. Waktu Kerja Relay OCR Penyulang Neraca Skema Non Cascade.

No	pengali Inom	I (A)		waktu kerja (s)	Jenis Gangguan	Karakteristik relay
		Primer	Sekunder			
1	1,5	945	7.875	4,889	OC (I>)	SI
2	2	1.260	10.500	1,619	OC (I>)	SI
3	2,5	1.575	13.125	1,200	OC (I>)	SI
4	3	1.890	15.750	0,990	OC (I>)	SI
5	3,5	2.205	18.375	0,862	OC (I>)	SI
6	4	2.520	21.000	0,775	OC (I>)	SI
7	4,5	2.835	23.625	0,711	OC (I>)	SI
8	5	3.150	26.250	0,662	OC (I>)	SI
9	5,714285	3600	30.000	0,609	OC (I>)	SI
10	6	3.780	31.500	0,592	OC (I>)	SI
11	6,5	4.095	34.125	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
12	7	4.410	36.750	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
13	8	5.040	42.000	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
14	9	5.670	47.250	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite

15	10	6.300	52.500	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
16	11	6.930	57.750	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
17	11,5	7.245	60.375	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
18	12	7.560	63.000	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
19	13	8.190	68.250	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
20	14	8.820	73.500	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
21	15	9.450	78.750	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
22	16	10.080	84.000	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
23	17	10.710	89.250	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
24	18	11.340	94.500	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
25	19	11.970	99.750	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
26	20	12.600	105.000	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
27	21	13.230	110.250	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
28	22	13.860	115.500	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite
29	23	14.490	120.750	0,300	MOC-1 (I>>)	Deffinite

Tabel 3. Waktu Kerja Relay OCR Incoming Transformator 1 Skema Non Cascade.

No	pengali Inom	I (A)		waktu kerja (s)	Jenis Gangguan	Karakteristik relay
		Primer	Sekunder			
1	1,5	3.000	1.500	4,693	OC (I>)	SI
2	1,8	3600	1,800	3,100	OC (I>)	SI
3	2	4.000	2.000	2,590	OC (I>)	SI
4	2,0475	4.095	2.048	2,499	OC (I>)	SI
5	2,5	5.000	2.500	1,920	OC (I>)	SI
6	2,835	5.670	2.835	1,675	OC (I>)	SI
7	3	6.000	3.000	1,584	OC (I>)	SI
8	3,5	7.000	3.500	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
9	4	8.000	4.000	0,100	MOC-1 (>>)	Deffinite
10	4,41	8.820	4.410	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
11	4,5	9.000	4.500	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
12	5	10.000	5.000	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
13	5,5	11.000	5.500	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
14	6	12.000	6.000	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
15	6,5	13.000	6.500	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
16	7	14.000	7.000	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite
17	7,5	15.000	7.500	0,100	MOC-1 (Ii>)	Deffinite
18	8	16.000	8.000	0,100	MOC-1 (I>>)	Deffinite



Gambar 5. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR Penyulang Neraca Skema *Non Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Penyulang Neraca.



Gambar 6. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR Penyulang Neraca Skema *Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Penyulang Neraca.

Pada sumbu Y merupakan waktu kerja OCR penyulang Neraca untuk mengirim sinyal *trip* ke PMT penyulang Neraca. Pada sumbu X terdapat arus gangguan. Jadi grafik tersebut menyimulasikan apabila terjadi gangguan dengan arus gangguan tertentu, OCR penyulang Neraca akan merasakan gangguan dan akan memerintahkan PMT penyulang Neraca untuk *trip* dengan waktu yang sudah ditentukan.

Arus gangguan (Ampere)	Non Cascade			Cascade		
	Waktu Kerja	Zona Setting		Waktu Kerja	Zona Setting	
		Penyulang	Inc		Penyulang	Inc
3600	0,609	(I>)	(I>)	0,609	(I>)	(I>)
5670	0,300	(I>>)	(I>)	0,400	(I>>)	(I>)
8820	0,300	(I>>)	(I>>)	0,000	(I>>)	(I>>)

Gambar 7. Perbandingan Waktu Kerja Skema *Cascade* Dan *Non Cascade* Dengan Simulasi Gangguan Di Penyulang Neraca.

Berdasarkan Tabel 4, pada gangguan 3.600 A, skema *non-cascade* bekerja lebih cepat dengan waktu *trip* 0,609 detik dibandingkan *cascade* 1,016 detik. Pada gangguan 5.670 A, *non-*

cascade juga lebih cepat, yaitu 0,300 detik dibandingkan *cascade* 0,400 detik. Namun, pada gangguan 8.820 A, skema *cascade* lebih unggul karena MOC 2 ($I >>>$) memerintahkan PMT penyulang *trip* secara instan (0,00 detik), sedangkan *non-cascade* membutuhkan 0,300 detik. Dengan demikian, *non-cascade* lebih responsif pada zona OCR ($I >$) dan MOC 1 ($I >>$), sedangkan *cascade* lebih unggul pada gangguan ≥ 6.300 A yang masuk zona MOC 2 ($I >>>$).

Perbandingan Pola Koordinasi Relai OCR dengan Skema *Cascade* dan Non *Cascade* pada Sisi *Incoming Transformator 1* Saat Terjadi Gangguan pada Penyulang Neraca dan Penyulang Neraca Gagal *Trip* (CBF)



Gambar 8. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR *Incoming Trafo 1* Skema Non *Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Penyulang Neraca Dan Penyulang Neraca Gagal *Trip* (CBF).



Gambar 9. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR *Incoming Trafo 1* Skema *Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Penyulang Neraca Dan Penyulang Neraca Gagal *Trip* (CBF).

Pada sumbu Y menunjukkan waktu kerja OCR Penyulang Neraca dalam mengirim sinyal *trip* ke PMT, sedangkan sumbu X menunjukkan arus gangguan. Garis oranye merepresentasikan skema *non-cascade* dan garis biru skema *cascade*. Grafik 7 dan 8 membandingkan koordinasi OCR Penyulang Neraca dan OCR *Incoming Transformator 1* saat

terjadi gangguan pada penyulang dengan kondisi gagal *trip* (CBF). Dari kedua grafik tersebut diambil tiga sampel arus gangguan untuk membandingkan waktu kerja kedua skema.

Arus gangguan (Ampere)	Non Cascade			Cascade		
	Waktu Kerja	Zona Setting		Waktu Kerja	Zona Setting	
		Penyulang	Inc		Penyulang	Inc
3600	3,100	(I>)	(I>)	3,100	(I>)	(I>)
5670	1,675	(I>>)	(I>)	1,675	(I>>)	(I>)
8820	0,500	(I>>)	(I>>)	0,700	(I>>)	(I>>)

Gambar 10. Perbandingan Waktu Kerja Skema *Cascade* Dan *Non Cascade* Dengan Simulasi Gangguan Di Penyulang Neraca Dan Penyulang Neraca Gagal (CBF).

Berdasarkan Tabel di atas, pada gangguan 3.600 A, kedua skema (*cascade* dan *non-cascade*) memiliki waktu *trip* PMT *Incoming Transformer* 1 yang sama, yaitu 3,100 detik. Pada gangguan 5.670 A, kedua skema juga memiliki waktu *trip* yang sama, yaitu 1,675 detik. Namun, pada gangguan 8.820 A, skema *non-cascade* lebih cepat dengan waktu *trip* 0,500 detik, sedangkan *cascade* 0,700 detik. Dengan demikian, pada kondisi PMT Penyulang Neraca gagal *trip* (CBF), kedua skema memiliki kinerja identik pada zona OC (I>), sedangkan pada zona MOC 1 (I>>) skema *non-cascade* lebih unggul karena adanya logic yang memungkinkan OCR *Incoming Transformer* 1 mengirim sinyal *trip* lebih cepat.

Perbandingan Pola Koordinasi Relai OCR dengan Skema *Cascade* dan *Non Cascade* pada Sisi *Incoming Transformer* 1 Saat Terjadi Gangguan pada Busbar 20 kV



Gambar 11. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR *Incoming Transformer* 1 Skema *Non Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Busbar 20 Kv.



Gambar 12. Grafik Perbandingan Waktu Kerja Dengan Arus Gangguan Pola Koordinasi OCR *Incoming Transformer 1 Cascade* Saat Terjadi Gangguan Pada Busbar 20 Kv.

Grafik 9 dan 10 menyimulasikan gangguan pada busbar 20 kV, ketika OCR *Incoming Transformer 1* mendeteksi gangguan, sedangkan OCR Penyulang Neraca tidak. Grafik menunjukkan waktu kerja OCR *Incoming Transformer 1* terhadap arus gangguan pada busbar 20 kV. Dari kedua grafik tersebut diambil tiga sampel arus gangguan untuk membandingkan waktu kerja skema *non-cascade* dan *cascade*.

Arus gangguan (Ampere)	Non Cascade		Cascade	
	Waktu Kerja	Zona setting	Waktu Kerja	Zona setting
3600	3,100	(I>)	3,100	(I>)
5670	1,675	(I>)	1,675	(I>)
8820	0,100	(I>>)	0,700	(I>>)

Gambar 13. Perbandingan Waktu Kerja Skema *Cascade* Dan *Non Cascade* Dengan Simulasi Gangguan Di Busbar 20 Kv

Berdasarkan Tabel di atas, pada gangguan 3.600 A dan 5.670 A, skema *cascade* dan *non-cascade* memiliki waktu *trip* yang identik, masing-masing 3,100 detik dan 1,675 detik. Namun, pada gangguan 8.820 A, skema *non-cascade* lebih cepat dengan waktu *trip* 0,100 detik dibandingkan *cascade* 0,700 detik. Dengan demikian, pada zona OC (I>) kedua skema memiliki kinerja yang sama, sedangkan pada zona MOC (I>>) skema *non-cascade* lebih unggul karena adanya logic pada OCR *incoming* yang memungkinkan pengiriman sinyal *trip* lebih cepat, yaitu 0,1 detik dibandingkan 0,5 detik pada skema *cascade*.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis, skema *non-cascade* lebih unggul dalam melokalisir gangguan pada zona OCR ($I>$) dan MOC 1 ($I>>$), termasuk pada kondisi *Circuit Breaker Failure* (CBF) dan gangguan busbar 20 kV. Namun, skema *cascade* lebih unggul pada zona MOC 2 ($I>>>$) karena mampu bekerja secara instan dengan waktu 0,000 detik. Hasil tersebut menunjukkan bahwa skema *non-cascade* efektif dalam meningkatkan kecepatan dan keandalan sistem proteksi serta berpotensi mengurangi dampak gangguan terhadap transformator daya. Oleh karena itu, skema *non-cascade* dapat dipertimbangkan untuk diterapkan pada gardu induk lainnya. Implementasinya perlu didukung dengan penyusunan dan penerapan SOP yang sesuai serta pelatihan bagi personel pemeliharaan transmisi dan gardu induk untuk memastikan pemahaman terhadap *logic*, komunikasi *antarrelay*, dan prosedur *switching* pada sistem proteksi *non-cascade*.

DAFTAR REFERENSI

- Akmal, A., & Abimanyu, K. (2017). Studi pengaturan relay arus lebih dan relay hubung tanah penyulang Timor 4 pada gardu induk (Studi kasus: Gardu Induk Dawuan). *Infotronik: Jurnal Teknologi Informasi dan Elektronika*, 2(1), 34–43. <https://doi.org/10.32897/infotronik.2017.2.1.28>
- Blackburn, J. L., & Domin, T. J. (2014). *Protective relaying: Principles and applications* (4th ed.). CRC Press.
- Horowitz, S. H., Phadke, A. G., & Henville, C. F. (2022). *Power system relaying* (5th ed.). John Wiley & Sons.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2001). IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (IEEE Std 242-2001). <https://standards.ieee.org/ieee/242/426/>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018a). IEEE guide for liquid-immersed transformers through-fault-current duration (IEEE Std C57.109-2018). <https://standards.ieee.org/ieee/C57.109/6120/>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018b). IEEE standard for inverse-time characteristics equations for overcurrent relays (IEEE Std C37.112-2018). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8635630>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2023). IEEE guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes (IEEE Std C37.110-2023). <https://standards.ieee.org/ieee/C37.110/6175/>
- International Electrotechnical Commission. (2009). *Measuring relays and protection equipment—Part 151: Functional requirements for over/under current protection* (IEC 60255-151:2009). <https://webstore.iec.ch/en/publication/1166>
- International Electrotechnical Commission. (2026). *Short-circuit currents in three-phase AC systems—Part 0: Calculation of currents* (IEC 60909-0:2026). <https://webstore.iec.ch/en/publication/68454>

- Mustafa, F., Shaulagara, S., & Ihsan, M. (2017). The through fault current effect of 150/20 kV transformer to its insulation resistance and tan delta test in PT. PLN (Persero) TJBB APP Durikosambi. In 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS) (pp. 193–197). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICHVEPS.2017.8225941>
- Naibaho, N., & Pratama, F. M. (2024). Analisis gangguan sistem koordinasi proteksi non-cascade penyulang 20 kV di Gardu Induk Cengkareng. *Jurnal Elektro*, 12(1).
- Nugoho, A., & Sukmadi, T. (2017). Koordinasi over current relay (OCR) sisi incoming 1 dengan OCR sisi outgoing KLS 03 pada GI Kalisari. *Transmisi: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, 19(3), 114–119. <https://doi.org/10.14710/transmisi.19.3.114-119>
- PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa-Bali. (2013). Pedoman dan petunjuk sistem proteksi transmisi dan gardu induk Jawa Bali.
- Romadhoni, M. (2022). Penerapan pola koordinasi proteksi non-cascade pada OCR incoming dan OCR penyulang trafo. *Energi & Kelistrikan*, 14, 119–128. <https://doi.org/10.33322/energi.v14i1.1656>
- Wirawan, B. (2014). Setting koordinasi over current relay pada trafo 60 MVA 150/20 kV dan penyulang 20 kV. *Sinergi*, 18(3), 134–140.