



Protection Relay Coordination Studies (Over Current Relays and Ground Fault Relays) On The Power Plant Electrical System, PT. Rekind Daya Mamuju By Using The ETAP 12.6 Program

Studi Koordinasi Rele Pengaman (Over Current Relay dan Ground Fault Relay) Pada Sistem Kelistrikan PLTU, PT. Rekind Daya Mamuju Dengan Menggunakan Program ETAP 12.6

Firdaus¹, Fatma S.², Syarifuddin Kasim³, Andi Imran⁴

^{1,2,3,4}Department of Electrical Engineering Education, State University of Makassar, Indonesia

¹dauselektro@unm.ac.id

²fatmaelektro@gmail.com

³syarifk@gmail.com

⁴andi_imran@unm.ac.id

Abstract— This research is an *ex-post facto* descriptive study, which aims to determine: a) the results of the safety relay coordination settings (OCR and GFR) and b) the working sequence and operating time of the safety relay when a disturbance occurs in the electrical system of PT. Rekind Daya Mamuju. Electrical system data obtained in the form of Single Line Diagram of PLTU Mamuju 2x25 MW, protection equipment data, and safety relay coordination data which are then processed and analyzed using the ETAP 12.6 program. The results showed that on the OCR inverse time curve the secondary side of the 0.4 kV transformer is set with a pickup current of 0.45 s, the primary side relay of the transformer is 6.3 kV 0.25 s and the relay is connected between unit I and unit II. 0.84 s. The GFR setting value for the definite time curve for the secondary side of the pickup current is 0.4 s, and the relay on the primary side is 0.2 s. The working time interval of the relay to break the disturbance is 0.3 s. Coordination of safety relays for PLTU Mamuju unit I and Unit II has worked well, with no overlapping or miss-coordination curve plot values. The sequence of work and the time of operation of the relay when a disturbance occurs is in the order of the simulation results with the coordinated setting values.

Keywords: Coordination; OCR; GFR; ETAP Program 12.6.

Abstrak— Penelitian ini merupakan penelitian deskriptif yang bersifat *ex-post facto*, yang bertujuan untuk mengetahui: a) hasil *setting* koordinasi rele pengaman (OCR dan GFR) dan b) urutan kerja dan waktu operasi rele pengaman saat terjadi gangguan pada sistem kelistrikan PT. Rekind Daya Mamuju. Data sistem kelistrikan yang diperoleh berupa *Single Line Diagram* PLTU Mamuju 2x25 MW, data peralatan proteksi, dan data koordinasi rele pengaman yang kemudian diolah dan dianalisis menggunakan program ETAP 12.6. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pada kurva *invers time* OCR sisi sekunder transformator 0,4 kV di-*setting* dengan arus *pickup* sebesar 0,45 s, *relay* sisi primer transformator 6,3 kV 0,25 s dan *relay* yang terhubung antara unit I dan unit II 0,84 s. Nilai *seting* GFR untuk kurva *definite time* sisi sekunder arus *pickup* 0,4 s, dan *relay* sisi primer 0,2 s. Interval waktu kerja rele untuk memutus gangguan sebesar 0,3 s. Koordinasi rele pengaman PLTU Mamuju unit I dan Unit II sudah bekerja dengan baik dengan nilai hasil plot kurva tidak ada yang *overlapping* ataupun *miss-coordination* satu sama lain. Urutan kerja dan waktu operasi *relay* saat terjadi gangguan sudah sesuai urutan dari hasil simulasi dengan nilai *setting* yang telah dikoordinasikan.

Kata Kunci : Koordinasi; OCR; GFR; Program ETAP 12.6.

I. PENDAHULUAN

Sistem proteksi merupakan salah satu bagian paling penting sebagai pengaman dalam sistem tenaga listrik. Oleh sebab itu diperlukan koordinasi sistem proteksi yang baik dan tepat agar sistem kelistrikan di PLTU, PT. RDM terkondisi dengan aman dan proses produksi tidak terganggu. Tanpa adanya rele pengaman sistem tenaga listrik tidak akan dapat mendistribusikan kepada beban-beban dengan tingkat kualitas yang tinggi. Ketika terjadi gangguan maka rele pengaman harus mengisolir arus gangguan agar tidak terjadi kerusakan pada peralatan, serta dapat menjaga kontinuitas pelayanan listrik, diperlukan *relay* yang terkoordinasi secara keseluruhan mulai dari generator sampai transformator distribusi (Noor, 2017).

Keandalan suatu sistem kelistrikan merupakan sesuatu hal yang menjadi prioritas utama. Untuk itu meningkatkan performa sistem proteksi perlu dilakukan analisis terhadap *setting* dan koordinasi rele pengaman arus lebih. Analisis ini dapat dilakukan dengan melakukan perhitungan dan simulasi, dari hasil simulasi menghasilkan kurva karakteristik koordinasi rele pengaman. *Setting* dan koordinasi rele yang baik akan dapat mencegah atau membatasi kerusakan jaringan beserta peralatannya ketika terjadi gangguan dan juga mencegah putusnya suplai daya listrik pada daerah yang tidak mengalami gangguan. Diharapkan ketika terjadi arus hubung singkat maka PMT yang terletak paling dekat dengan titik gangguan dapat bekerja pertama kali (Nursalim, 2019).

Perhitungan *setting* koordinasi rele pengaman merupakan perhitungan yang kompleks dengan mempertimbangkan nilai arus gangguan dan waktu operasi *relay*. Sangat mungkin untuk dilakukan perhitungan di suatu titik dimana terdapat rele pengaman OCR dan GFR. Akan tetapi jika jaringan listrik yang besar dan kompleks, untuk mengkoordinasi semua *relay* akan sangat sulit dilakukan dengan perhitungan manual. Untuk itu, *software* pendukung seperti *Electric Transient And Analysis Program* (ETAP) 12.6 akan sangat membantu untuk menghitung nilai-nilai yang diinginkan. Berbagai fitur dalam *software* ETAP dapat digunakan sehingga secara lebih efisien mengurangi adanya kesalahan dan dapat lebih mudah dalam menyelesaikan masalah koordinasi rele pengaman pada sistem kelistrikan (Bariq, 2016). Struktur jurnal terdiri dari pendahuluan, OCR dan GFR, metode analisi, hasil dan pembahasan, serta kesimpulan

II. TINJAUAN PUSTAKA

Relay arus lebih atau *Over Current Relay* (OCR) adalah rele pengaman yang berkerja terhadap adanya gangguan hubung singkat 3 fasa. Sedangkan rele pengaman untuk gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah digunakan *relay* arus gangguan tanah atau *Ground Fault Relay* (GFR). Prinsip kerja GFR sama dengan OCR yaitu sama-sama mendeteksi adanya arus lebih ketika terjadi gangguan hubung singkat.

OCR dan GFR dipasang sebagai alat proteksi yang diletakkan pada sisi primer dan sisi sekunder transformator daya. Gangguan akan di deteksi oleh *Current Transfarmer* (CT), yang kemudian akan di-*compare* dan di-*calculate* oleh rele. Ketika arus yang mengalir melebihi nilai arus *setting* rele, maka rele akan mengirim sinyal ke *Circuit Breaker* (CB) sebagai PMT untuk bekerja (Rosyadi, 2017).

Relay harus mampu melakukan *tripping* secara tepat sesuai

daerah gangguan agar dapat meminimalisir kerusakan peralatan kelistrikan. Koordinasi rele dimulai dari rele pada beban paling akhir atau bawah, dan menuju ke atas atau sumber tenaga listrik (generator dan *utility*). Untuk rele pengaman utama dengan rele pengaman cadangan (*backup*) tidak boleh beroperasi secara bersamaan. Ketika *relay* utama gagal trip maka *relay* cadangan yang akan bekerja Semakin jauh letak rele arus lebih dari pembangkit, *setting* waktu dan arus harus lebih kecil dan lebih cepat dari pada *setting* rele di belakangnya agar terkoordinasi dengan baik dan saat terjadi gangguan rele terjauh dengan arus hubung singkat terbesar yang akan bekerja terlebih dahulu.

A. *Setting Over Current Relay* (OCR)

Setting OCR pada sisi primer dan sisi sekunder transformer menggunakan nilai *setting* arus. *Setting* pickup ini membatasi nilai arus beban maksimum. Dimana batas *setting* yaitu: (Pinastika, 2017)

$$1,05 \text{ FLA} \leq I_{set} \leq 1,4 \text{ FLA} \tag{1}$$

Menentukan nilai *setting* arus dengan menggunakan TAP digunakan persamaan berikut:

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT \text{ primary}} \tag{2}$$

Keterangan :

- Iset : Arus *setting* pickup (A)
- FLA : Full Load Ampere (A)
- CT Primary : Arus primer CT (A)

Sedangkan *setting time dial* untuk menentukan waktu operasi OCR dari karakteristik kurva standar *invers* digunakan persamaan:

$$td = \frac{k \times T}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^\alpha - 1 \right]} \tag{3}$$

Keterangan :

- td = waktu operasi (second)
- T = time dial
- I = nilai arus (Ampere)
- Iset = arus pick up (Ampere)
- k = 0,14 (koefisien invers 1)
- α = 0,02 (koefisien invers 2)
- β = 2,970 (koefisien invers 3)

Batas *setting* rele arus lebih kondisi *instantaneous pickup* digunakan arus hubung singkat minimum 3 fasa, yaitu :

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{set} \leq 0,8 \text{ Isc min bus} \tag{4}$$

Untuk menentukan nilai TAP, *time dial*, *instantaneous time*, dan *time delay* yang akan di *setting* pada OCR sisi primer 6,3 kV dan sisi sekunder 400 V transformator daya diambil nilai arus hubung singkat 3 fasa.

B. *Setting Ground Fault Relay* (GFR)

GFR mendeteksi adanya gangguan arus lebih yang mengalir ke tanah. *Setting* koordinasi GFR pada sisi primer dan sisi sekunder transformer daya hanya dilakukan perhitungan *time over current pickup* dan waktu operasi (*time delay*) pada persamaan dibawah ini:

$$5 - 10\% \times \text{Isc L - G} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{Isc L - G} \tag{5}$$

Keterangan : Pada perhitungan ini arus hubung singkat maksimum adalah hubung singkat 3 fasa dan arus hubung singkat minimum adalah hubung singkat 2 fasa.

[Tabel 1 about here.]

Menentukan nilai TAP dan *time delay* yang akan di *setting* pada GFR sisi primer 6,3 kV dan sisi sekunder 400 V transformer diambil arus hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Sedangkan besaran arus hubung singkat 1 fasa ke tanah yang diperoleh dari simulasi digunakan untuk menentukan nilai *setting* koordinasi GFR.

[Tabel 2 about here.]

III. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan di PLTU, PT. Rekind Daya Mamuju, letaknya di Kecamatan Kalukku, Kabupaten Mamuju, dengan waktu penelitian mulai bulan Maret sampai Juni 2021. Adapun alur analisis pada penelitian ini adalah :

A. Input Data

1. *Single Line Diagram* PLTU Mamuju 2x25 MW.
2. Data peralatan sistem proteksi PLTU Mamuju.
3. Data *setting Circuit Breaker* dan rele Pengaman.
4. Data sistem koordinasi rele pengaman (OCR dan GFR).

[Tabel 3 about here.]

B. Koordinasi Berdasarkan Arus dan Waktu

Koordinasi rele pengaman dapat dilihat dari *Time Current Curva* (TCC). Kurva tiap-tiap rele tidak boleh saling bersinggungan atau memotong. Interval waktu antara rele utama dengan rele *back up* tidak boleh terlalu lama

Berdasarkan standar IEEE 242, yaitu :

Waktu buka CB : 0,06 – 0,1 detik

Relay overtravel : 0,1 detik

Toleransi *relay* : 0,12 – 0,22 detik

Untuk *relay* digital berbasis microprosesor *overtravel* dari rele dapat diabaikan. Sehingga total *time delay* yang di butukan adalah 0,2 – 0,4 detik (Pinastika, 2017)

[Tabel 4 about here.]

C. Langkah Penggunaan ETAP 12.6

Ada beberapa tahap yang perlu dilakukan dalam menggunakan ETAP 12.6 untuk simulasi *Star Protective Relay Coordination* yaitu : (Mauliditha, 2016)

1. Menggambar *Single Line Diagram* dan memasukkan data parameter peralatan yang dibutuhkan untuk simulasi.
2. Melakukan simulasi *load flow* untuk *setting rating ampere* dalam menentukan *trip device* pada CB.
3. Melakukan simulasi *Short Circuit Analysis* untuk perhitungan *time dial* dan *instantaneous pickup* pada rele arus lebih. OCR untuk hubung singkat 3 fasa dan GFR untuk hubung singkat 1 fasa ke tanah.
4. Simulasi *fault insertion* pada *mode toolbar star protective relay coordination* untuk mengetahui hasil *setting* koordinasi rele pengaman (OCR dan GFR) pada program ETAP 12.6.

Adapun dalam pelaksanaan penelitian ini mengacu pada *flowchart* yang ditujukan pada Gambar 1.

[figure 1 about here.]

B. Hasil *Setting* Koordinasi Rele Pengaman

Setelah data arus hubung singkat diperoleh, hasil perhitungan *setting* arus dan *setting* waktu koordinasi OCR dan GFR dapat dilihat pada tabel 4 dan 5.

Berdasarkan hasil perhitungan ETAP 12.6, koordinasi rele pengaman OCR dengan rele model Alstom tipe Micom P123 kurva IEC-*Standard Inverse* pada unit I bus 5 *relay 7* rasio CT 2.500/5 dengan nilai Tap 0,45 s *time dial* 0,3 s dan *instantaneous* 0,6 s. *Relay 5* rasio CT 600/5 dengan nilai Tap 0,25 s *time dial* 0,6 s dan *instantaneous* 0,55 s. *Relay 18* rasio CT 1.250/5 dengan nilai Tap 0,84 s *time dial* 0,9 s dan *instantaneous* 0,85 s. Pada unit II nilai *setting* koordinasinya sama dengan unit I.

Berdasarkan hasil perhitungan ETAP 12.6, koordinasi rele pengaman GFR dengan kurva IEC-*Definite Time* pada unit I bus 5 *relay 7* dengan nilai Tap 0,4 s *instant* 0,4 s dan *time delay* 0,1 s. *Relay 5* nilai Tap 0,2 s *instant* 0,2 s dan *td* 0,4 s. Unit II bus 8 *relay 12* dengan nilai Tap 0,4 s *instant* 0,4 s dan *td* 0,1 s. *Relay 10* nilai Tap 0,2 s *instant* 0,2 s dan *time delay* 0,4 s.

C. Urutan Kerja dan Waktu Operasi Rele Pengaman

Hasil dari simulasi koordinasi rele proteksi diperoleh urutan kerja dan waktu operasi sebagai berikut:

[Tabel 5 about here.]

Urutan kerja dan waktu operasi OCR saat terjadi gangguan unit I Bus 5 pertama CB 13 *trip time* 0,06 s dengan arus gangguan 34,269 kA *condition phase*, kedua *relay 7* *trip time* 0,2 s If 34,024 kA *condition phase-OC*, CB 11 *trip time* 0,3 s, *relay 5* *trip time* 0,5 s If 2,214 kA *condition phase-OC*, CB 9 0,6 s, dan terakhir *relay 18* *trip time* 0,8 s If 1,082 kA *condition phase-OC*, CB 8 *time* 0,9 s. Pada unit II urutan kerja dan waktu operasinya sama dengan unit I.

[Tabel 6 about here.]

Urutan kerja dan waktu operasi GFR saat terjadi gangguan unit I Bus 5 CB 13 pertama mendeteksi gangguan trip pada 0,06 s dengan If 35,603 kA *condition phase*, kemudian *relay 7* *trip time* 0,1 s If 35,448 kA *condition ground-OC*, CB 11 *time* 0,2 s *tripped by relay 7 ground-OC*. Pada unit II urutan kerja dan waktu operasinya sama dengan unit I.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Data Arus Hubung Singkat

Besaran arus hubung singkat yang diperoleh dari simulasi digunakan untuk menentukan nilai *setting* koordinasi OCR.

D. Tampilan *Protective Device Coordination* dari Hasil Simulasi ETAP 12.6

[figure 2 about here.]

[figure 3 about here.]

Dari gambar 2 dan 3 menunjukkan hasil simulasi koordinasi OCR saat gangguan diberikan pada Bus 5 dan Bus 8 sudah sesuai dengan nilai *setting* dengan urutan kerja *relay*. Mulai dari *relay* paling dekat gangguan dengan nilai arus hubung singkat paling tinggi sampai *relay* paling jauh dengan arus hubung singkat sangat kecil.

[figure 4 about here.]

Dari gambar 4 menunjukkan hasil simulasi koordinasi GFR saat gangguan diberikan pada Bus 5 dan Bus 8 sudah sesuai dengan nilai *setting* dengan urutan kerja *relay*. GFR mendeteksi hubung singkat 1 fasa ke tanah maka hanya *relay* sisi sekunder *transformator* yang bekerja.

E. Tampilan Kurva *Time Current Characteristic* (TCC)

[figure 5 about here.]

[figure 6 about here.]

Dari gambar 5 dan 6 menunjukkan kurva *Standard Inverse* koordinasi OCR saat gangguan diberikan pada Bus 5 dan Bus 8 tidak ada rele yang saling mendahului atau tumpang tindih dengan *grading time* 0,3 detik. Waktu operasi *relay* sekunder 0,2 detik *relay* primer 0,5 detik dan *relay* antara unit I dan Unit II 0,8 detik.

[figure 7 about here.]

[figure 8 about here.]

Gambar 7 dan 8 menunjukkan kurva *Definite Time* koordinasi GFR saat gangguan diberikan pada Bus 5 dan Bus 8 hanya LVCB yang mendeteksi adanya gangguan 1 fasa ke tanah kemudian mengirim sinyal ke GFR untuk *trip* pada 0,1 detik.

F. Hasil Perhitungan Manual *Setting* Rele Pengaman

1. Koordinasi OCR pada Bus 5

Relay 7

Type : MICOM P123
 Bentuk Kurva : IEC - *Standard Inverse*
 Rasio CT : 2500/5

Isc Min Bus 5 : 29.695 A

Isc Max Bus 5 : 34.269 A

$$FLA = \frac{KVA}{\sqrt{3} kV} = \frac{1.600}{\sqrt{3} \times 0,4} = 2.309 \text{ A}$$

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA \text{ Sekunder} \leq Iset \leq 1,4 \times FLA \text{ Sekunder}$$

$$1,05 \times 2.309 \leq Iset \leq 1,4 \times 2.309$$

$$2.424,45 \leq Iset \leq 3.232,6$$

Dipilih Iset = 1.125 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{1.125}{2.500} = 0,45 \text{ s}$$

Tap = 0,45 s, (*Range* : 0,1 – 25 x CT sec, *step* 0,01)

Time Dial

Dipilih waktu operasi, *td* = 0,2 s

$$td = \frac{k \times T}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{Iset} \right)^\alpha - 1 \right]}$$

$$T = \frac{td \times 2,97 \left[\left(\frac{34.269}{1.125} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,2 \times 2,97 \left[30,46^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

T = 0,3 s, (*Range* T = 0,025 – 1,5 dengan *step* 0,025)

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA \text{ Sekunder} \leq Iset \leq 0,8 \text{ Iset Min Bus 5}$$

$$1,6 \times 2.309 \leq Iset \leq 0,8 \times 29.695$$

$$3.694,4 \leq Iset \leq 23.756$$

Dipilih Iset = 1.500 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{1.500}{2.500} = 0,6 \text{ s}$$

Tap = 0,6 s, (*Range* : 0,5 – 40 x CT sec, *step* 0,01)

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,2 s

Relay 5

Type : MICOM P123
 Bentuk Kurva : IEC - *Standard Inverse*
 Rasio CT : 600/5
 FLA Primer : 146,6 A
 Isc Min Bus 3 : 18.241 A
 Isc Max Bus 5 : 34.269 A
 Isc Max Bus 5 : 34.269 A
 Konversi 6,3 kV : 2.214 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA \text{ Primer} \leq Iset \leq 1,4 \times FLA \text{ Primer}$$

$$1,05 \times 146,6 \leq Iset \leq 1,4 \times 146,6$$

$$153,93 \leq Iset \leq 205,24$$

Dipilih Iset = 150 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{150}{600} = 0,25 \text{ s}$$

Tap = 0,25 s, (*Range* : 0,1 – 25 x CT sec, *step* 0,01)

Time Dial

Dipilih waktu operasi, *td* = 0,5 s

$$Isc \text{ Max Bus 5 (Konversi 6,3 kV)} = 34.269 \times \frac{0,41 \text{ kV}}{6,345 \text{ kV}} = 2.214$$

$$td = \frac{k \times T}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{Iset} \right)^\alpha - 1 \right]}$$

$$T = \frac{td \times 2,97 \left[\left(\frac{2.214}{150} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,5 \times 2,97 [14,76^{0,02} - 1]}{0,14}$$

T = 0,6 s, (Range T = 0,025 – 1,5 dengan step 0,025)

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA \text{ Primer} \leq Iset \leq 0,8 \text{ Iset Min Bus 3}$$

$$1,6 \times 146,6 \leq Iset \leq 0,8 \times 18.241$$

$$234,56 \leq Iset \leq 14.592,8$$

Dipilih Iset = 330 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{330}{600} = 0,55 \text{ s}$$

Tap = 0,55 s, (Range : 0,5 – 40 x CT sec, step 0,01)

Time Delay

Dipilih time delay = 0,5 s

Relay 18

Type	: MICOM P123
Bentuk Kurva	: IEC - Standard Inverse
Rasio CT	: 1.250/5
FLA UAT	: 916,4 A
Isc Max Bus 3	: 20.939 A
Isc Min Bus 3	: 18.241 A
Isc Min Bus 3	: 18.241 A
Konversi 6,3 kV	: 1.082 A

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA \text{ Sekunder} \leq Iset \leq 1,4 \times FLA \text{ Sekunder}$$

$$1,05 \times 916,4 \leq Iset \leq 1,4 \times 916,4$$

$$962,22 \leq Iset \leq 1,282,96$$

Dipilih Iset = 1.050 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{1.050}{1.250} = 0,84 \text{ s}$$

Tap = 0,84 s, (Range : 0,1 – 25 x CT sec, step 0,01)

Time Dial

Dipilih waktu operasi, td = 0,8 s

$$Isc \text{ Min Bus 3 (Konversi 6,3 kV)} = 18.241 \times \frac{0,4 \text{ kV}}{6,74 \text{ kV}} = 1.082$$

$$td = \frac{k \times T}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{Iset} \right)^\alpha - 1 \right]}$$

$$T = \frac{td \times 2,97 \left[\left(\frac{18.241}{1.050} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,8 \times 2,97 [17,37^{0,02} - 1]}{0,14}$$

T = 0,9 s, (Range T = 0,025 – 1,5 dengan step 0,025)

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA \text{ Sekunder} \leq Iset \leq 0,8 \text{ Iset Min Bus 3}$$

$$1,6 \times 916,4 \leq Iset \leq 0,8 \times 18.241$$

$$1.466,24 \leq Iset \leq 14.592,8$$

Dipilih Iset = 1.063 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{1.063}{1.250} = 0,85 \text{ s}$$

Tap = 0,85 s, (Range : 0,5 – 40 x CT sec, step 0,01)

Time Delay

Dipilih time delay = 0,8 s

2. Koordinasi GFR pada Bus 5

Relay 7

Type	: MICOM P123
Bentuk Kurva	: IEC – Definite Time
Rasio CT	: 2500/5
Isc L-G	: 35.603 A

Time Overcurrent Pickup

$$5 - 10\% \times Isc \text{ L - G} \leq Iset \leq 50\% \times Isc \text{ L - G}$$

$$5\% \times 35.603 \leq Iset \leq 50\% \times 35.603$$

$$1.780,15 \leq Iset \leq 17.801,5$$

Dipilih Iset = 1.000 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{1.000}{2.500} = 0,4 \text{ s}$$

Tap = 0,4 s, (Range : 0,002 – 1 x CT sec, step 0,001)

Time Delay

Dipilih time delay = 0,1 s

Relay 5

Type	: MICOM P123
Bentuk Kurva	: IEC – Definite Time
Rasio CT	: 600/5
Isc L-G	: 1.328 A

Time Overcurrent Pickup

$$5 - 10\% \times Isc \text{ L - G} \leq Iset \leq 50\% \times Isc \text{ L - G}$$

$$5\% \times 1.328 \leq Iset \leq 50\% \times 1.328$$

$$66,4 \leq Iset \leq 664$$

Dipilih Iset = 120 A

$$Tap = \frac{Iset}{CT \text{ Primary}} = \frac{120}{600} = 0,2 \text{ s}$$

Tap = 0,2 s, (Range : 0,002 – 1 x CT sec, step 0,001)

Time Delay

Dipilih time delay = 0,4 s

Untuk relay yang ada pada Bus 8 menggunakan perhitungan setting koordinasi yang sama dengan relay pada Bus 5 tergantung letak relay masing-masing.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi program ETAP 12.6 dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. Penelitian menunjukkan bahwa pada kurva *invers time* OCR sisi sekunder transformator 0,4 kV di-setting dengan arus 1.125 A dengan waktu *pickup* sebesar 0,45 s, relay sisi primer transformator 6,3 kV arus 150 A *pickup* 0,25 s dan relay yang terhubung antara unit I dan unit II dengan arus 1.050 A *pickup* pada 0,84 s. Nilai setting GFR untuk kurva *definite time* sisi sekunder arus 1.000 A *pickup* 0,4 s, dan relay pada sisi primer arus 120 A *pickup* 0,2 s. Koordinasi rele pengaman PLTU Mamuju unit I dan Unit II sudah bekerja dengan baik dengan nilai hasil plot kurva

tidak ada yang *overlapping* ataupun *miss-coordination* satu sama lain.

2. Urutan kerja dan waktu operasi rele pengaman saat terjadi gangguan sudah sesuai urutan dari hasil simulasi dengan nilai *setting* yang telah dikoordinasikan. Interval waktu kerja rele untuk memutus gangguan GFR 0,1 s, OCR 0,1 s, CB 0,1 s, jadi total *grading time* yang digunakan untuk koordinasi rele pengaman sebesar 0,3 s. Bekerja mulai dari *relay* utama yang paling dekat dengan gangguan menuju *relay* cadangan sesuai daerah koordinasi rele pengaman.

Peer reviewed under responsibility of University of Makassar, Indonesia

© 2023 Universitas Muhammadiyah Sidoarjo, All right reserved, This is an open access article under the CC BY [license\(http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/\)](http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Received: 2022-07-17

Accepted: 2022-07-18

Published: 2023-04-22

REFERENSI

- [1] Bariq, J.F. (2016). *Analisis Perencanaan Koordinasi Sistem Proteksi Relay Arus Lebih Pada jaringan Distribusi Tenaga Listrik di Pusdiklat Migas Cepu*. Sukoharjo: Universitas Muhammadiyah Surakarta. From <http://eprints.ums.ac.id/45321/1/Naskah%20Publikasi.pdf>.
- [2] Mauliditha, R. (2016). *Simulasi Load Flow Analysis Pada Sistem Jaringan Distribusi Tegangan Menengah 20 kV Melalui 2 Penyulang Berbasis Software ETAP 12.6*. Jakarta: Universitas Negeri Jakarta. From <http://repository.unj.ac.id/21669>.
- [3] Noor, R.H.M. (2017). *Analisis Koordinasi Over Current Relay untuk Gangguan Fasa dan Tanah di PT.KPC (Kaltim Prima Coal)*. In *Dk* (Vol. 53, Issue 9). Malang: Institut Teknologi Nasional Malang. From <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- [4] Nursalim, Sampeallo, A.S., & Willi, A.P.L. (2019). *Analisis Koordinasi dan Setting Over Current Relay (OCR) Pada Pemakaian Daya Sendiri PLTU SMS Energy Menggunakan Software ETAP 12.6*. Kupang: Universitas Nusa Cendana. From <https://ejournal.undana.ac.id/index.php/jme/article/view/1884/1465>.
- [5] Patoding, H.E., & Sau, M. 2019. *Energi dan Operasi Tenaga Listrik dengan Aplikasi ETAP*. Yogyakarta: Deepublish, 91-100.
- [6] Pinastika, S.H. (2017). *Analisis dan Evaluasi Sistem Koordinasi Proteksi Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Paiton 1 dan 2*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember. <https://repository.its.ac.id/41360>.
- [7] Rosyadi, M.I. (2017). *Analisis Koordinasi Proteksi dengan Mempertimbangkan Arc Flash pada PT. Vico Indonesia, kalimantan Timur*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember. From <https://repository.its.ac.id/43737>

*Correspondent e-mail address fatmaelektro@gmail.com

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Data Arus Hubung Singkat Maksimum dan Minimum.....	101
Tabel 2. Data Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah.....	101
Tabel 3. Data <i>Setting</i> Rele Arus Lebih.....	101
Tabel 4. Data Arus Hubung Singkat Maksimum dan Minimum.....	101
Tabel 5. Data Arus Hubung Singkat Maksimum dan Minimum.....	102
Tabel 6. Data Arus Hubung Singkat Maksimum dan Minimum.....	102

Tabel 1. Data Arus Hubung Singkat Maksimum dan Minimum

Bus	Tegangan (kV)	Isc Max (kA)	Isc Min (kA)
Bus 1	10,5	15,064	13,297
Bus 2	10,5	15,064	13,297
Bus 3	6,3	20,939	18,241
Bus 4	6,3	20,939	18,241
Bus 5	0,4	34,269	29,695
Bus 6	0,4	34,269	29,695
Bus 7	0,4	34,319	29,739
Bus 8	0,4	34,319	29,739
Bus 9	0,4	21,828	18,924
Bus 10	0,4	21,828	18,924
Bus 11	0,4	15,130	13,367
Bus 12	0,4	34,175	29,614

Tabel 2. Data Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Bus	Tegangan (kV)	Isc L-G (kA)
Bus 1	10,5	18,367
Bus 2	10,5	18,367
Bus 3	6,3	22,031
Bus 4	6,3	22,031
Bus 5	0,4	35,603
Bus 6	0,4	35,603
Bus 7	0,4	35,647
Bus 8	0,4	35,647
Bus 9	0,4	22,318
Bus 10	0,4	22,318
Bus 11	0,4	18,229
Bus 12	0,4	35,518

Tabel 3. Data Setting Rele Arus Lebih

Relay	CT Rasio	Setting					
		Curve	Tap		Time Deal (s)	Instant (s)	Time Delay (s)
			Iset (A)	(s)			
Gangguan Bus 5							
Relay 7	2500/5	IEC-SI	1.125	0,45	0,3	0,6	0,2
Relay 5	600/5	IEC-SI	150	0,25	0,6	0,55	0,5
Relay 18	1250/5	IEC-SI	1.050	0,84	0,9	0,85	0,8
Gangguan Bus 8							
Relay 12	2500/5	IEC-SI	1.125	0,45	0,3	0,6	0,2
Relay 10	600/5	IEC-SI	150	0,25	0,6	0,55	0,5
Relay 18	1250/5	IEC-SI	1.050	0,84	0,9	0,85	0,8

Tabel 4. Data Setting Rele Gangguan Tanah

Relay	CT Rasio	Setting				
		Curve	Tap		Instant (s)	Time Delay (s)
			Iset (A)	(s)		
Gangguan Bus 5						
Relay 7	2500/5	IEC-DT	1.000	0,4	0,4	0,1
Relay 5	600/5	IEC-DT	120	0,2	0,2	0,4
Gangguan Bus 8						
Relay 12	2500/5	IEC-DT	1.000	0,4	0,4	0,1
Relay 10	600/5	IEC-DT	120	0,2	0,2	0,4

Tabel 5. Data Urutan Kerja dan Waktu Operasi OCR

ID	Time (ms)	If (kA)	T1 (ms)	Condition
CB 13	60,0	34.269	20,0	<i>Phase</i>
Relay 7	200	34.024	200	<i>Phase- Over Current</i>
CB 11	300		100	<i>Tripped by Relay 7 Phase- Over Current</i>
Relay 5	500	2.214	500	<i>Phase- Over Current</i>
CB 9	600		100	<i>Tripped by Relay 5 Phase- Over Current</i>
Relay 18	800	1.082	800	<i>Phase- Over Current</i>
CB 8	900		100	<i>Tripped by Relay 18 Phase- Over Current</i>

Tabel 6. Data Urutan Kerja dan Waktu Operasi GFR

ID	Time (ms)	If (kA)	T1 (ms)	Condition
CB 13	60,0	35.603	20,0	<i>Phase</i>
Relay 7	100	35.448	100	<i>Ground-Over Current</i>
Relay 7	200	35.381	200	<i>Phase- Over Current</i>
CB 11	200		100	<i>Tripped by Relay 7 Ground - Over Current</i>
CB 11	300		100	<i>Tripped by Relay 7 Phase- Over Current</i>
Relay 5	500	1.328	500	<i>Phase- Over Current</i>
CB 9	600		100	<i>Tripped by Relay 5 Phase- Over Current</i>

Figure 1 <i>Flowchart</i> Penelitian.....	104
Figure 2 Koordinasi OCR pada Bus 5.....	104
Figure 3 Koordinasi OCR pada Bus 8.....	105
Figure 4 (a) Koordinasi GFR Bus 5 (b) Koordinasi GFR Bus 8.....	105
Figure 5 Kurva OCR Gangguan Bus 5.....	105
Figure 6 Kurva OCR Gangguan Bus 8.....	106
Figure 7 Kurva GFR Gangguan Bus 5.....	106
Figure 8 Kurva GFR Gangguan Bus 8.....	106

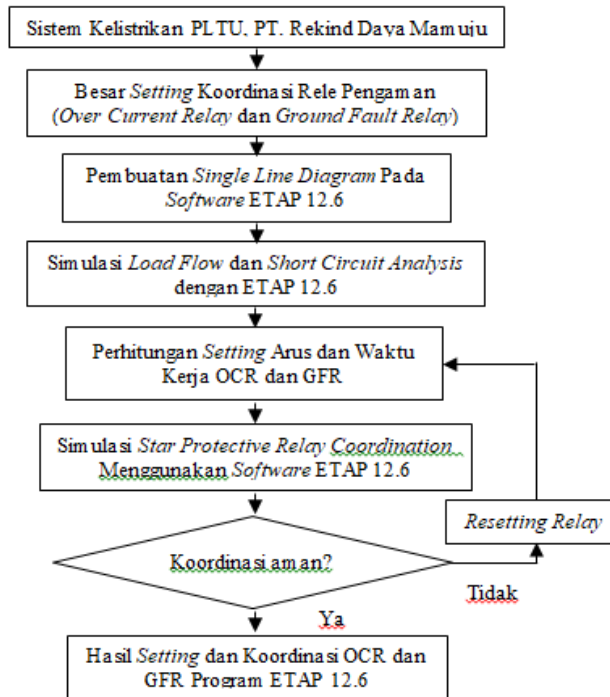


Figure 1. Flowchart Penelitian

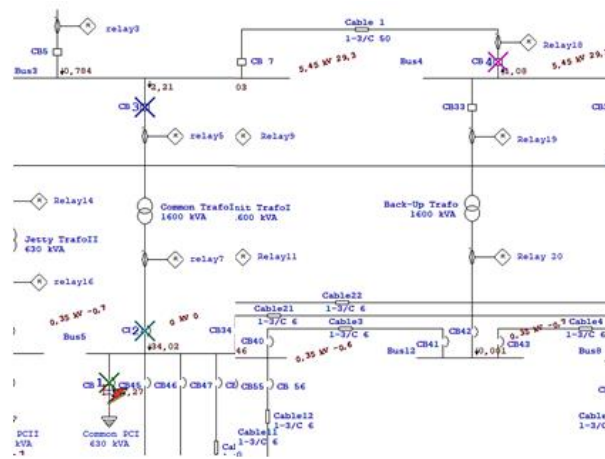


Figure 2. Koordinasi OCR pada Bus 5

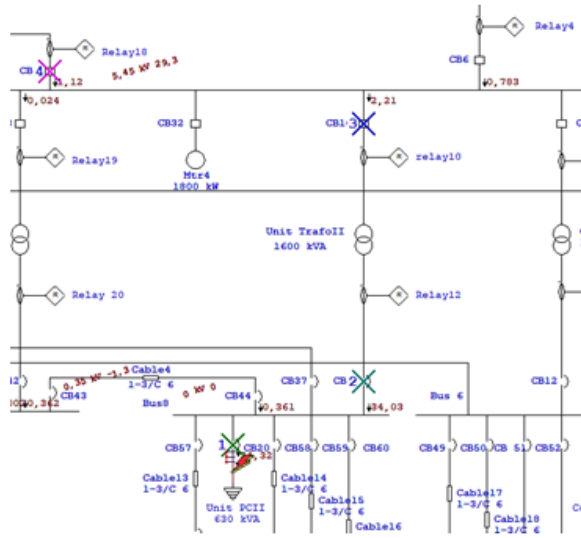
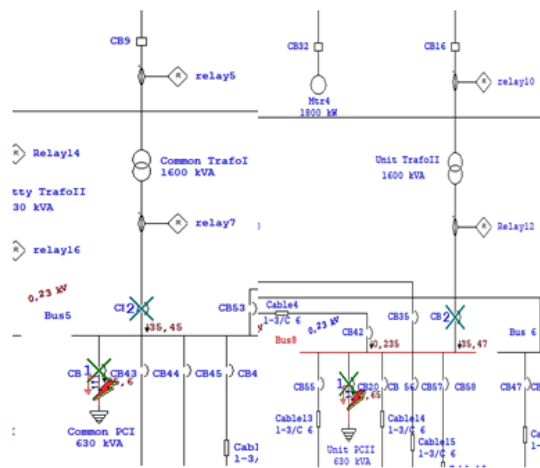


Figure 3. Koordinasi OCR pada Bus 8



(a) (b)

Figure 4. (a) Koordinasi GFR Bus 5 (b) Koordinasi GFR Bus 8

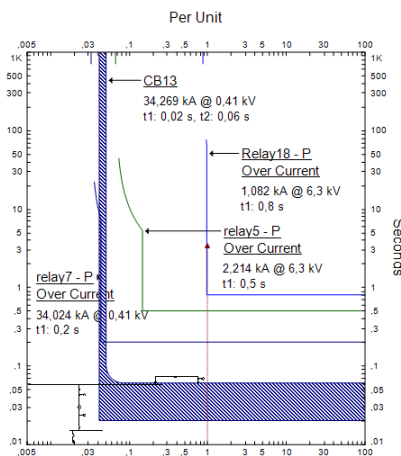


Figure 5. Kurva OCR Gangguan Bus 5

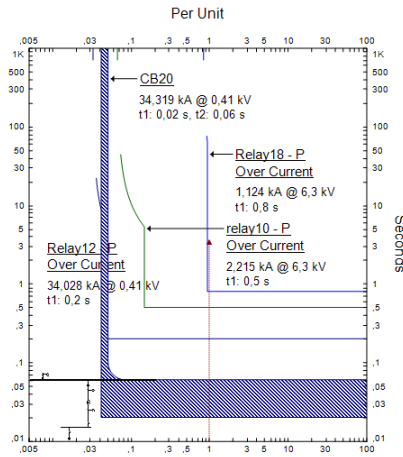


Figure 6. Kurva OCR Gangguan Bus 8

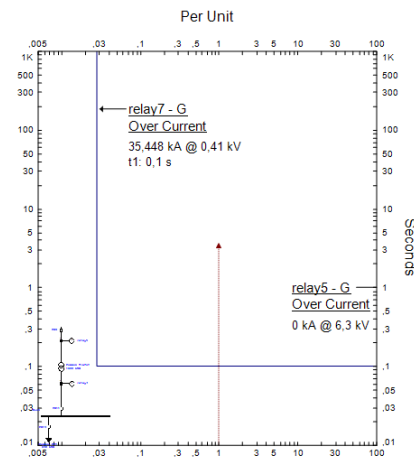


Figure 7. Kurva GFR Gangguan Bus 5

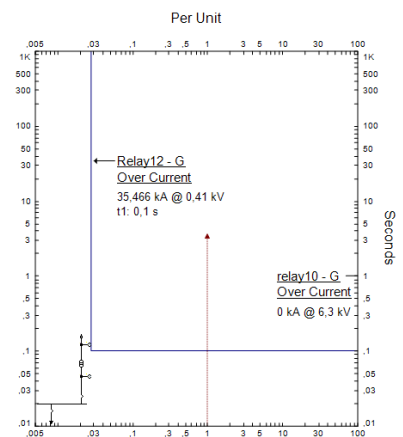


Figure 8. Kurva GFR Gangguan Bus 8