

# STUDI SISTEM PROTEKSI *LINE CURRENT DIFFERENTIAL RELAY* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV

N. B. Dharmawan<sup>1</sup>, W. G. Ariastina<sup>2</sup>, A. A. N. Amrita<sup>3</sup>

Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana  
Email : [dharmawannyomanbudi@gmail.com](mailto:dharmawannyomanbudi@gmail.com)<sup>1</sup>, [w.ariastina@unud.ac.id](mailto:w.ariastina@unud.ac.id)<sup>2</sup>,  
[ngr\\_amrita@unud.ac.id](mailto:ngr_amrita@unud.ac.id)<sup>3</sup>.

## Abstrak

Kebutuhan energi listrik di Bali Selatan yang semakin meningkat membutuhkan sistem kelistrikan yang andal. Sistem kelistrikan yang andal dapat dicapai dengan berbagai cara, diantaranya adalah penggantian Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) menjadi Saluran Kabel Tegangan Tinggi (SKTT). Penggantian SUTT menjadi SKTT memerlukan penyesuaian sistem proteksi yang digunakan. Sistem proteksi utama yang digunakan pada SUTT sebelumnya adalah *distance relay*, sedangkan sistem proteksi untuk jaringan transmisi yang baru adalah *line current differential relay*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis sistem proteksi *line current differential relay* pada jaringan transmisi GIS Pesanggaran menuju GI Nusa Dua. Tahapan analisis yang dilakukan adalah simulasi aliran daya, simulasi hubung singkat 3 fasa, penentuan *setting relay* dan pengujian hasil *setting relay*. Hasil simulasi aliran daya menunjukkan bahwa arus pada saat beban puncak dari GIS Pesanggaran menuju GI Nusa Dua adalah sebesar 337 A. Sedangkan hasil simulasi hubung singkat 3 fasa menunjukkan bahwa akan timbul arus hubung singkat terbesar, jika terjadi gangguan di GI Nusa Dua, sebesar 9,54 kA. Hasil perhitungan *setting relay*  $I_{s1}$  adalah sebesar 0,2 A dengan *slope* 20% dan *setting relay*  $I_{s2}$  sebesar 2 A dengan *slope* 150%. Hasil pengujian *setting relay* yang dilakukan menunjukkan bahwa dengan *setting* tersebut telah bekerja dengan baik.

**Kata kunci:** Saluran transmisi, *line current differential relay*, aliran daya, hubung singkat

## Abstrak

*Increasing electricity demand in South Bali requires a reliable electrical system. Reliable electrical systems can be achieved in various ways, one of which is the replacement of high voltage overhead line to high voltage underground cable. The replacement high voltage overhead line to high voltage underground cable requires adjustment of the protection system. The previous main protection system used in high voltage overhead line is distance relay, while the protection system for the new transmission network is line current differential relay. The purpose of this study is to analyze GIS Pesanggaran to GI Nusa Dua transmission line's protection system. The covered in this analysis is to power flow analysis simulation, 3 phase short circuit simulation, relays setting calculation and testing the relays setting. The power flow simulation showed that the current at peak load from GIS Pesanggaran to GI Nusa Dua is 337 A. The 3 phase short circuit simulation showed that the largest short circuit, if a fault occurs on the GI Nusa Dua of 9.54 kA. The relays setting calculation showed that of 0,2 A with 20 % slope for  $I_{s1}$  and 2 A with 150% slope for  $I_{s2}$ . The results showed that the relays setting has worked properly.*

**Kata kunci:** Saluran transmisi, *line current differential relay*, aliran daya, hubung singkat

## 1. PENDAHULUAN

Meningkatnya kebutuhan energi listrik di Bali Selatan akibat beberapa faktor, seperti adanya pembangunan hotel, industri dan daerah pariwisata. Meningkatnya beban

memerlukan sistem kelistrikan yang andal. Sistem kelistrikan yang andal dapat dicapai dengan berbagai cara, salah satunya adalah penggantian pada Saluran Udara Tegangan

Tinggi (SUTT) menjadi Saluran Kabel Tegangan Tinggi (SKTT). Penggantian SUTT menjadi SKTT berlokasi dari Gas Insulated Switchgear (GIS) Pesanggaran sampai tower 58 dengan panjang saluran 7,06 km [1]. Jenis kabel yang digunakan adalah *Cross Linked Polyethylene* (XLPE) yang memiliki diameter 1200 mm<sup>2</sup> dengan Kemampuan Hantar Arus (KHA) sebesar 3 x 895 A [1]. Sedangkan SUTT dari tower 58 menuju Gardu Induk (GI) Nusa Dua dengan panjang saluran adalah 7,20 km [1]. Jenis konduktor yang digunakan adalah *Thermal Aluminium Conductor Steel Reinforced* (TACSR) yang memiliki diameter 240 mm<sup>2</sup> dengan KHA sebesar 3 x 973 A [1]. Total panjang kombinasi saluran transmisi baru adalah 14,26 km [1].

Kombinasi saluran transmisi tersebut membutuhkan penyesuaian sistem proteksi yang digunakan. Sistem proteksi utama yang digunakan pada SUTT sebelumnya adalah *distance relay*, sedangkan sistem proteksi untuk saluran transmisi yang baru adalah menggunakan *line current differential relay*. Penyesuaian sistem proteksi tersebut berdasarkan pertimbangan kemampuan yang dimiliki oleh proteksi tersebut dalam mengatasi gangguan *internal* di antara saluran transmisi GIS Pesanggaran menuju GI Nusa yang memiliki sensitifitas yang tinggi [2]. Sistem proteksi *differential relay* juga banyak digunakan sebagai pengaman utama pada sistem tenaga listrik lainnya, seperti di transformator [3] dan generator [4],[5].

Untuk menganalisis sistem proteksi *line current differential relay* pada saluran transmisi 150 kV. Tahapan analisis yang dilakukan dimulai dengan simulasi aliran daya, simulasi hubung singkat 3 fasa untuk menentukan *setting relay* serta dilakukan pengujian hasil *setting relay*.

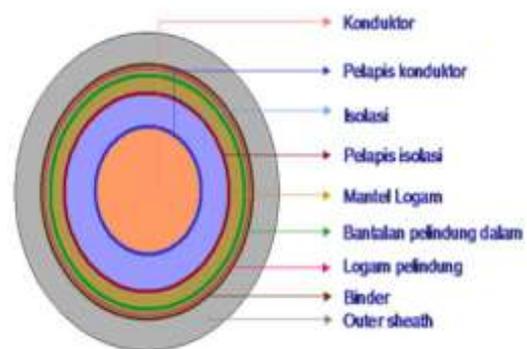
## 2. KAJIAN PUSTAKA

### 2.1 Sistem Transmisi Tenaga Listrik

Sistem transmisi terdiri dari dua jenis, yaitu sistem transmisi SUTT dan SKTT [6]. SUTT adalah sistem transmisi yang menyalurkan energi listrik melalui kawat fasa yang digantung pada isolator antar menara. SUTT digunakan, karena harganya murah dan mudah dalam perawatan. Penyebab gangguan pada SUTT, yaitu sambaran petir, adanya layang - layang dan ranting pohon yang menyentuh kawat fasa konduktor. Jenis konduktor SUTT umumnya adalah

*Aluminum Conductor Composite Core* (ACCC), *Aluminum Conductor Steel Reinforced* (ACSR) dan TACSR [6].

SKTT adalah sistem transmisi yang menyalurkan energi listrik melalui kabel yang dipendam dalam tanah. Penggunaan SKTT pada umumnya untuk pemasangan dalam kota karena tidak mengganggu keindahan kota dan tidak mudah terjadi gangguan akibat kondisi cuaca. SKTT memiliki beberapa resiko, seperti mahal dalam instalasi, sulit menentukan letak gangguan serta perbaikan yang cukup lama. Penyebab gangguan SKTT, diantaranya adalah pemasangan tidak baik, penuaan dan penggalian tanah. SKTT memiliki penampang kabel yang digunakan sebagai pelindung untuk menghindari kerusakan pada lapisan kabel. Penampang kabel untuk SKTT, yaitu konduktor, isolasi konduktor, isolasi, pelapis kabel, metal logam, bantalan, logam pelindung, dan *outer sheath* [6]. Gambar 1 menunjukkan salah satu contoh penampang kabel.



**Gambar 1.** Penampang Kabel Untuk SKTT [7]

### 2.2 Sistem Proteksi

Sistem proteksi adalah peralatan listrik yang memiliki fungsi untuk mengamankan sistem tenaga listrik, misalnya transformator, generator, saluran transmisi dan peralatan listrik lainnya. Sistem proteksi bekerja dengan mengidentifikasi dan memisahkan bagian jaringan yang terjadi gangguan. Kegagalan sistem proteksi menyebabkan kerusakan pada sistem tenaga listrik, maka untuk mencapai tujuan sistem proteksi yang baik dalam mengatasi gangguan maupun memberikan kestabilan saat kondisi normal, diperlukan komponen utama peralatan sistem proteksi, seperti CT, Potensial Transformator (PT), *Circuit Breaker* (CB), Catu daya, *Direct Current* (DC)/ *Alternating*

Current (AC), tele proteksi yang terkoneksi dengan sistem recorder, Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) dan indikasi relay [2]. Gambar 2 adalah salah satu contoh skema sistem proteksi.



Gambar 2 Skema Sistem Proteksi [2]

### 2.3 Line Current Differential Relay

Sistem kerja *line current differential relay* berdasarkan Hukum Kirchoff 1, yaitu membandingkan perbedaan arus yang masuk dengan arus yang keluar di saluran transmisi. *Differential relay* memiliki dua CT, yaitu CT<sub>1</sub> dan CT<sub>2</sub> yang berada di GI A dan GI B. Fungsi kedua sisi CT tersebut sebagai sensor arus yang selanjutnya akan dideteksi oleh *relay* untuk dibandingkan perbedaan arus yang mengalir di saluran transmisi. Perbedaan arus tersebut akan memberikan respon kepada *relay* untuk menentukan *relay* bekerja atau tidak. Jika terjadi perbedaan arus gangguan yang melebihi nilai *setting relay* yang ditentukan, maka *relay* akan bekerja [2]. Gambar 3 adalah salah satu contoh skema *line current differential relay*.



Gambar 3. Skema Line Current Differential Relay [2]

Perhitungan *setting relay* ditentukan melalui beberapa tahapan, yaitu perhitungan suseptansi total (Bt), perhitungan arus *charging*, perhitungan arus *pick up* minimum (Is<sub>1</sub>) dan arus *pick up* maksimum (Is<sub>2</sub>) [2] serta perhitungan pengujian *relay* [8].

- a. Perhitungan suseptansi total  
Menghitung nilai Bt dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (1) [8]:

$$Bt = B.Ln \quad (1)$$

Keterangan:

Bt = Suseptansi total (S)

B = Suseptansi ( $\frac{S}{km}$ )

Ln = Panjang Saluran (km)

Perhitungan nilai reaktansi kapasitif (Xc) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2) [8]:

$$Xc = \frac{1}{Bt} \quad (2)$$

Keterangan:

Xc = Reaktansi kapasitif (Ohm)

Bt = Suseptansi total (S)

- b. Arus *charging*

Besar arus *charging* yang mengalir pada saluran transmisi dapat berpengaruh pada *setting relay* sehingga arus *charging* dihitung berdasarkan sisi primer dan sekunder [2].

Perhitungan arus *charging* di sisi primer dihitung menggunakan persamaan (3) [8]:

$$Ic = \frac{kV \times 10^3}{\sqrt{3} \times Xc} \quad (3)$$

Keterangan :

Ic = Arus *charging* primer ( A)

kV = Tegangan nominal (V)

Xc = Reaktansi kapasitif (Ohm)

Perhitungan arus *charging* di sisi sekunder dihitung menggunakan persamaan (3) [2]:

$$Ics = \frac{Ic}{CT} \quad (4)$$

Keterangan :

Ic = Arus *charging* primer ( A)

Ics = Arus *charging* sekunder ( A)

CT = Current Transformator Ratio ( A)

- c. *Setting differential relay* Is<sub>1</sub>

*Setting relay* Is<sub>1</sub> digunakan untuk menentukan arus kerja minimum sehingga nilai *setting relay* berada diantara arus *charging* dan arus gangguan minimum. *Setting relay* dihitung dengan menggunakan persamaan (5) [2]:

$$I_{s1} > (2,5 \times I_{ch})$$

$$I_c < I_{diff} < I_{fmin}$$

$$I_{diff} = (0.2 - 0.3) \cdot I_n \quad (5)$$

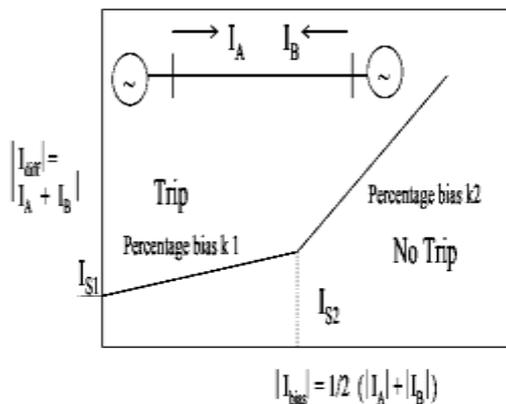
Keterangan :

- $I_c$  = Arus *charging* (A)
- $I_{diff}$  = Arus *pickup differential* (A)
- $I_{fmin}$  = Arus gangguan minimum(A)
- $I_n$  = Arus nominal *relay* (A)
- $I_{s1}$  = Arus *pick up* minimum (A)
- $I_{ch}$  = Arus *Charging* (A)

d. *Setting differential relay*  $I_{s2}$   
*Setting*  $I_{s2}$  untuk menentukan arus kerja maksimum *relay* terhadap kestabilan kinerja *relay*, ketika terjadi arus gangguan yang besar serta juga, ketika terjadi gangguan di luar (*external fault*) dihitung menggunakan persamaan (6) [2]:

$$I_{s2} = 2 \times I_n \text{ relay} \quad (6)$$

e. Karakteristik kerja *differential relay*  
*Differential relay* memiliki karakteristik kurva kecuraman (*slope*) untuk menentukan titik penentu kinerja *relay*. karakteristik kerja *relay* ditentukan berdasarkan titik temu antara  $I_{diff}$  dan  $I_{bias}$ . Karakteristik kerja *relay* untuk *operating area* berada di atas kurva *slope*. Sedangkan untuk *block area* berada di bawah kurva *slope* [2],[8]. Gambar 4 merupakan kurva karakteristik *line current differential relay*.



Gambar 4. Karakteristik *Line Current Differential Relay* [2]

f. Pengujian *line current differential relay*  
 Pengujian *line current differential relay* dilakukan untuk mengetahui respon dari kinerja *relay*, ketika terjadi gangguan di saluran transmisi, yaitu saat kondisi normal, *internal fault* dan *external fault*, sehingga dihitung dengan menggunakan persamaan (7) dan (8) [8]:  
 Tanpa gangguan atau gangguan *external*

$$I_{diff} = I_A \angle X + I_B \angle Y = 0 \quad (7)$$

Keadaan gangguan *internal*

$$I_{diff} = I_A \angle X + I_B \angle Y \neq 0 \text{ (IF)} \quad (8)$$

Keterangan:

- $I_{diff}$  = Arus *Differential* (A)
- $I_A$  = Arus *Local* (A)
- $I_B$  = Arus *Remote* (A)

g. Arus *restraint*  
 Arus *restraint* (*bias*) ditentukan untuk mengakumulasikan arus sekunder  $CT_1$  dan  $CT_2$  dengan menggunakan persamaan (9) [2]:

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (9)$$

Keterangan:

- $I_r$  = Arus *restraint* (A)
- $I_1$  = Arus sekunder  $CT_1$  (A)
- $I_2$  = Arus sekunder pada  $CT_2$  (A)

h. *Tripping criteria*  
*Tripping criteria* ditunjukkan untuk menentukan titik kinerja *differential relay* menggunakan persamaan (10) dan (11) [8]:

$$I_{bias} < I_{s2} = I_{diff} > K_1 \cdot (I_{bias}) + I_{s1} \quad (10)$$

$$I_{bias} > I_{s2} = I_{diff} > K_2 \cdot (I_{bias}) - (K_2 \cdot K_1) \cdot I_{s2} + I_{s1} \quad (11)$$

Keterangan:

- $I_{s1}$  = *The basic differential current setting*
- $K_1$  = *The lower percentage bias setting*
- $I_{s2}$  = *The bias current threshold setting*
- $K_2$  = *The higher percentage bias setting*

### 3. METODE PENELITIAN

Analisis pada penelitian ini dilakukan melalui tahapan sebagai berikut:

1. Pengumpulan data sistem kelistrikan Bali yang meliputi data *single line diagram* sistem kelistrikan Bali 150 kV, data CT dan spesifikasi peralatan *setting relay*.
2. Menganalisis aliran daya pada sistem kelistrikan Bali menggunakan program simulator.
3. Menganalisis arus hubung singkat pada sistem kelistrikan Bali menggunakan program simulator.
4. Perhitungan *setting relay* di saluran transmisi GIS Pesanggaran – GI Nusa Dua.
5. Pengujian hasil *setting relay* saluran transmisi GIS Pesanggaran – GI Nusa Dua.
6. Menarik kesimpulan dari analisis yang telah dilakukan.

### 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Sistem Kelistrikan 150 kV Bali

Sistem kelistrikan 150 kV Bali memiliki 4 pembangkit yang terinterkoneksi dengan pembangkit Jawa-Bali. Beban puncak Bali pada tanggal 19 November 2018 [1],[9].

Spesifikasi sistem proteksi saluran transmisi GIS Pesanggaran – GI Nusa Dua memiliki panjang saluran 14,26 km. Terdapat beberapa komponen utama peralatan proteksi serta kapasitas arus yang dimiliki, yaitu *ratio* CT dan CB di kedua sisi GI, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Spesifikasi Proteksi GIS Pesanggaran GI Nusa Dua [9]

No	Komponen peralatan proteksi	Kapasitas arus (Ampere)
1	<i>Ratio</i> CT GIS Pesanggaran- GI Nusa Dua	2000/1 2000/5
2	CB GIS Pesanggaran- GI Nusa Dua	2000/4000

4.2 Hasil Simulasi Aliran Daya Saat Beban Puncak

Berdasarkan dari hasil analisis simulasi aliran daya diperoleh tegangan Bus serta daya aktif, daya reaktif dan arus yang mengalir di saluran transmisi. Hasil simulasi tegangan di Bus GIS Pesanggaran sebesar 149,6 kV dan di Bus GI Nusa Dua sebesar 148,7 kV. Hasil simulasi daya aktif diperoleh dari Bus GIS Pesanggaran ke Bus GI Nusa Dua sebesar 65,894 MW dan daya reaktif sebesar -57,342 MVAR dengan arus sebesar 337 A. Hasil simulasi dari Bus GI Nusa Dua menuju Bus GIS Pesanggaran menunjukkan daya aktif sebesar -64,440 MW dan daya reaktif sebesar 44,320 MVAR dengan arus sebesar 304,7 A.

4.3 Hasil Simulasi Hubung Singkat

Hasil simulasi hubung singkat diperoleh arus gangguan *internal* dan *external*. Hasil simulasi tersebut menunjukkan bahwa salah satu contoh kasus simulasi hubung singkat *internal*, jika terjadi gangguan di lokasi GI Nusa Dua diperoleh arus sebesar 9,54 kA. Sedangkan untuk simulasi hubung singkat *external*, jika terjadi gangguan di lokasi GIS Bandara diperoleh arus sebesar 5,79 kA.

4.4 *Setting Line Current Differential Relay*

*Setting relay* ditentukan berdasarkan hasil simulasi aliran daya dan arus hubung singkat 3 fasa. Perhitungan *setting relay*

dimulai dengan beberapa tahapan sebagai berikut:

4.4.1 Perhitungan suseptansi total

Perhitungan suseptansi total (Bt) ditentukan berdasarkan nilai suseptansi sebesar  $15,285 \times 10^{-6}$  S dan panjang saluran transmisi adalah 14,26 km sehingga dapat dihitung menggunakan persamaan (1) sebagai berikut:

$$B_t = B \cdot L_n$$

$$= 15,285 - 10^{-6} \frac{S}{km} \cdot 14,26 \text{ km}$$

$$B_t = 0,000219 \text{ S}$$

Nilai Bt digunakan untuk menentukan nilai Xc (reaktansi kapasitif) dihitung dengan persamaan (2) sebagai berikut:

$$X_c = \frac{1}{B_t} = \frac{1}{2,19 \times 10^{-4}}$$

$$X_c = 4,57 \times 10^3 \Omega$$

4.4.2 Perhitungan arus *charging*

a. Perhitungan arus *charging* sisi primer dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (3) sebagai berikut:

$$I_c = \frac{kV \times 10^3}{\sqrt{3} \times X_c} = \frac{149,6 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4,57 \times 10^3}$$

$$I_c = 18,02 \text{ A}$$

b. Perhitungan arus *charging* sisi sekunder dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (4) dan Tabel 1 sebagai berikut:

$$I_{cs} = \frac{I_c}{CT}$$

$$I_{cs} = \frac{18,02}{2000/1}$$

$$I_{cs} = 0,00901 \text{ A}$$

4.4.3 Perhitungan *setting relay*  $I_{s1}$

Perhitungan *setting relay*  $I_{s1}$  dihitung menggunakan persamaan (5) berdasarkan besarnya arus *charging* untuk memberikan pengaruh pada *setting relay* [2] sebagai berikut:

$$I_{s1} = 2,5 \times I_{cs} = 2,5 \times 0,00901 \text{ A}$$

$$= 0,0225 \text{ A}$$

Hasil pemilihan *setting*  $I_{s1}$  sebesar 0,2 A di sisi GIS Pesanggaran dan 1 A sisi GI Nusa Dua atau  $0,2 \times 2000/1$  dan  $1 \times 2000/5 = 400 \text{ A}$  sisi primer sehingga kedua sisi saluran di *setting* sama. Penggunaan CT yang berbeda tidak memberikan pengaruh terhadap nilai *setting relay* karena memiliki kompensasi arus untuk menyesuaikan di kedua sisi GI. *Relay* bekerja, ketika sudah mencapai nilai *setting*  $I_{s1}$ , yaitu 0,2 A atau

400 A sisi primer antara kedua sisi GI. Jika arus gangguan yang terbaca oleh CT masih di bawah nilai *setting relay*, maka *relay* tidak akan bekerja. Nilai  $K_1$  ditentukan 20% untuk mendapatkan sensitifitas yang tinggi di wilayah kerja *relay*. Waktu kerja *relay* adalah *Instantaneous*.

4.4.4 Perhitungan *setting relay*  $I_{s2}$

Penentuan *setting relay*  $I_{s2}$  dihitung menggunakan persamaan (6) berdasarkan dari kinerja *relay* saat terjadi arus gangguan yang besar serta gangguan *external* [2] sebagai berikut:

Sisi GIS Pesanggaran:

$$I_{s2} = 2 \times I_n \text{ relay}$$

$$I_{s2} = 2 \text{ A}$$

Sisi GI Nusa Dua:

$$I_{s2} = 2 \times 5$$

$$I_{s2} = 10 \text{ A}$$

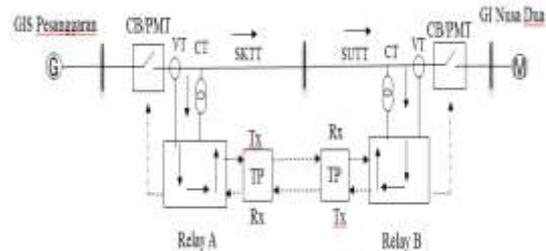
Hasil pemilihan *setting*  $I_{s2}$  sebesar 2 A di sisi GIS Pesanggaran dan 10 A sisi GI Nusa Dua atau  $2 \times 2000/1$  dan  $10 \times 2000/5 = 4000 \text{ A}$  sisi primer. *Setting*  $I_{s2}$  akan berkerja apabila sudah mencapai batas *setting relay* yang ditentukan. Jika arus gangguan yang terbaca oleh CT kurang dari nilai *setting relay* yang ditentukan, maka *relay* tidak akan bekerja. Nilai  $K_2$  ditentukan 150%, yaitu digunakan saat  $I_{\text{bias}}$  sudah di atas  $I_{s2}$  untuk memberikan kestabilan pada kinerja *relay*, ketika terjadi arus gangguan yang besar serta gangguan *external* dengan waktu kerja *relay* *Instantaneous*.

4.5 Pengujian *Setting Differential Relay*

Pengujian hasil *setting differential relay* terdiri dari 3 skenario, yaitu saat kondisi normal, gangguan *internal* dan gangguan *external*. Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui respon kinerja *relay*, ketika terjadi gangguan maupun tidak terjadi gangguan. [2].

4.5.1 Skenario 1 (kondisi normal)

Skema *differential relay* pada saat kondisi normal arah dan arus yang mengalir di saluran transmisi akan saling berlawanan, sehingga arus tidak akan melewati *relay* [2], seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Skema *Differential Relay* Kondisi Normal

Perhitungan pada pengujian *setting relay* saat kondisi normal dapat ditentukan menggunakan persamaan (7),(9),dan (10) sebagai berikut:

$$I_{\text{diff}} = I_1 \angle \alpha + I_2 \angle \gamma$$

$$I_{\text{diff}} = I_1 \angle 0^\circ + I_2 \angle 180^\circ$$

$$I_{\text{diff}} = 337 - 304,7$$

$$I_{\text{diff}} = 32,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{bias}} = 337 + 304,7/2 = 320,8 \text{ A}$$

*Tripping criteria*

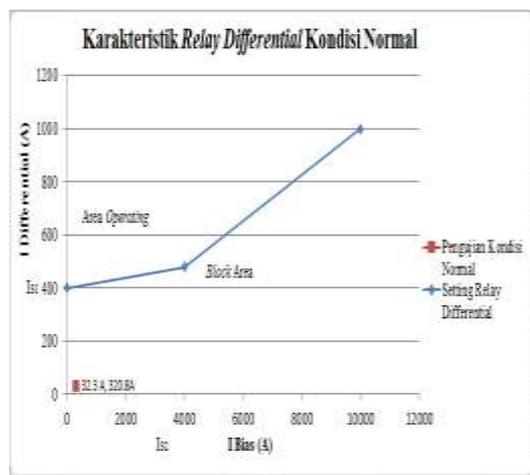
Kasus 1

$$I_{\text{bias}} < I_{s2} = I_{\text{diff}} > K_1 \cdot (I_{\text{bias}}) + I_{s1}$$

$$= I_{\text{diff}} > 0,2 \cdot (320,8) + 400$$

$$= 32,3 > 464,6 \text{ A}$$

Hasil pengujian *relay* menunjukkan bahwa diperoleh perbandingan antara nilai  $I_{\text{diff}}$  sebesar 32,3 A dan  $I_{\text{bias}}$  sebesar 320,8 A serta nilai *tripping criteria* sebesar 464,6 A. Perbandingan hasil pengujian *relay* antara  $I_{\text{diff}}$  dan  $I_{\text{bias}}$  tersebut untuk menentukan titik kinerja *relay* sehingga bentuk kurva karekteristik *relay* akan menunjukkan bahwa *relay* bekerja atau tidak. Gambar 6 menunjukkan bahwa pada titik yang berwarna merah merupakan titik temu antara  $I_{\text{diff}}$  dan nilai  $I_{\text{bias}}$  sehingga titik  $I_{\text{diff}}$  dan  $I_{\text{bias}}$  berada di *block area*.

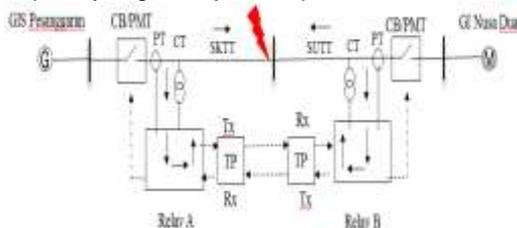


**Gambar 6.** Karakteristik *Relay Differential* Kondisi Normal

Hasil pengujian menunjukkan bahwa *relay* tidak bekerja, karena nilai  $I_{diff}$  berada di bawah nilai *setting relay*. *Relay* akan bekerja, ketika sudah mencapai nilai *setting relay*  $I_{s1}$  sebesar 400 A sebagai titik penentu kerja *relay* dengan nilai *tripping criteria* sebesar 464,6 A dari perhitungan sebagai batas kinerja *relay*.

4.5.2 Skenario 2 (*internal fault*)

Skema *line current differential relay* menunjukkan bahwa saat terjadi *internal fault* arah dan arus yang mengalir di saluran transmisi akan menuju titik gangguan [2], seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7.



**Gambar 7.** Skema *Differential Relay* Kondisi *Internal Fault*

Pengujian *setting relay* saat kondisi *internal fault* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (8), (9), (10) dan (11) sebagai berikut:

$$I_{diff} = I_1 \angle \alpha + I_2 \angle \gamma$$

$$I_{diff} = 9,54 + 9,54$$

$$I_{diff} = 19,08 \text{ kA}$$

$$I_{bias} = I_1 + I_2 / 2 = 9,54 + 9,54 / 2 = 9,54 \text{ kA}$$

*Tripping Criteria*

Kasus 1

$$I_{bias} < I_{s2} = I_{diff} > K_1 \cdot (I_{bias}) + I_{s1}$$

$$= I_{diff} > 0,2 \cdot (9,54) + 400$$

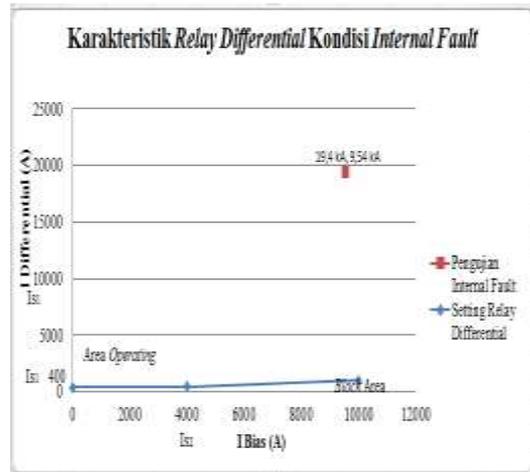
$$= 19,4 > 2,308 \text{ kA}$$

Kasus 2

$$I_{bias} > I_{s2} = I_{diff} > K_2 \cdot (I_{bias}) - (K_2 - K_1) \cdot I_{s2} + I_{s1}$$

$$= 19,4 > 1,5 \cdot (9,54) - (1,5 - 0,2) \cdot 4000 + 400 = 19,4 > 9,51 \text{ kA}$$

Hasil pengujian *relay* bahwa nilai  $I_{diff}$  lebih besar dibandingkan nilai  $I_{bias}$  yaitu sebesar 19,4 kA dan 9,54 kA. Hasil nilai *tripping criteria* sebesar 2,308 kA dan 9,51 kA. Hasil pengujian menunjukkan bahwa bentuk kurva karakteristik *relay differential* seperti pada Gambar 8, yaitu pada titik berwarna merah menunjukkan titik temu antara nilai  $I_{diff}$  dan nilai  $I_{bias}$  yang berada di *operating area*.

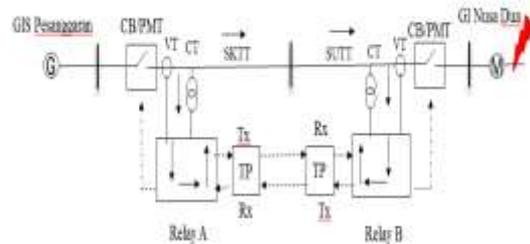


**Gambar 8.** Karakteristik *Relay Differential* Kondisi *Internal Fault*

Hasil pengujian menunjukkan bahwa *relay* akan bekerja, karena sudah mencapai nilai *setting relay*  $I_{s1}$  sebesar 400 A dan *setting relay*  $I_{s2}$  ambang bias, yaitu sebesar 4000 A dengan *tripping criteria* 1 sebesar 2,308 kA serta *tripping criteria* 2 sebesar 9,51 kA yang dihasilkan dari perhitungan sebagai batas kinerja *relay*.

4.5.3 Skenario 3 (*external fault*)

Skema *differential relay* saat *external fault* arah dan arus yang mengalir akan saling berlawanan, seperti saat kondisi normal karena *relay* tidak akan mendeteksi gangguan tersebut, namun tetap akan memberikan pengaruh terhadap sistem kondisi normal, karena sistem saling terhubung [1], seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.



**Gambar 9.** Skema *Differential Relay* Kondisi *External Fault*

Perhitungan pada pengujian *relay* saat kondisi *external fault* ditentukan dengan menggunakan persamaan (7), (9), (10) dan (11) sebagai berikut:

$$I_{diff} = I_1 \angle \alpha + I_2 \angle \gamma$$

$$I_{diff} = I_1 \angle 0^\circ + I_2 \angle 180^\circ$$

$$I_{diff} = 5,79 (1 + 0) + 5,79 (-1 + 0)$$

$$I_{diff} = 0 \text{ A}$$

$$I_{bias} = I_1 + I_2 / 2 = 5,79 + 5,79 / 2 = 5,79 \text{ kA}$$

*Tripping Criteria*

Kasus 1

$$I_{bias} < I_{s2} = I_{diff} > K_1 \cdot (I_{bias}) + I_{s1}$$

$$= I_{diff} > 0,2 \cdot (5,79) + 400$$

$$= 0 > 1,5492 \text{ kA}$$

Kasus 2

$$I_{bias} > I_{s2} = I_{diff} > K_2 \cdot (I_{bias}) - (K_2 - K_1) \cdot I_{s1}$$

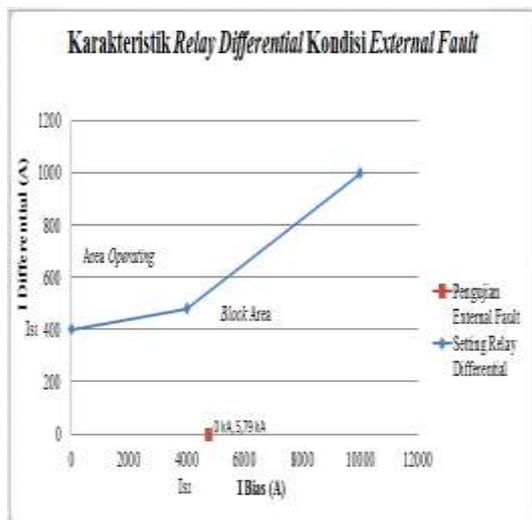
$$+ I_{s1}$$

$$= 0 > 1,5 \cdot (5,79) - (1,5 - 0,2) \cdot 400$$

$$+ 400$$

$$= 0 > 3,819 \text{ kA}$$

Hasil pengujian *relay* menunjukkan nilai  $I_{diff}$  lebih besar dibandingkan nilai  $I_{bias}$ , yaitu sebesar 0 A dan 5,79 kA. Hasil pengujian *setting relay* bahwa nilai  $I_{diff}$  diperoleh sebesar 0 kA dengan nilai *tripping criteria* sebesar 1,5492 kA dan 3,819 kA. Hasil pengujian tersebut membentuk kurva karakteristik *relay* untuk menentukan titik kerja *relay*. Gambar 10 menunjukkan bahwa pada titik berwarna merah adalah titik temu antara nilai  $I_{diff}$  dan nilai  $I_{bias}$  yang berada di bawah *setting relay* sehingga nilai  $I_{diff}$  dan  $I_{bias}$  berada di *block area*.



**Gambar 10.** Karakteristik Relay Differential Kondisi External Fault

Hasil pengujian menunjukkan bahwa *relay* tidak bekerja, karena  $I_{diff}$  belum mencapai nilai *setting relay*  $I_{s1}$  sebesar 400 A dengan nilai *tripping criteria* 1 sebesar 1,5492 kA dan *tripping criteria* 2 sebesar 3,819 kA sebagai batas kinerja *relay*.

## 5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan maka didapat kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil simulasi aliran daya menunjukkan bahwa arus pada saat beban puncak dari GIS Pesanggaran menuju GI Nusa Dua adalah sebesar 337 A.
2. Hasil simulasi hubung singkat 3 fasa menunjukkan bahwa timbul arus hubung singkat terbesar, jika terjadi gangguan di GI Nusa Dua, sebesar 9,54 kA.
3. Hasil *setting relay*  $I_{s1}$  ditentukan 0,2 A dengan *slope* 20% untuk mendapatkan sensitifitas yang tinggi di wilayah kerja *relay*. Hasil *setting relay*  $I_{s2}$  sebesar 2 A dengan *slope* 150% untuk memberikan kestabilan kinerja *relay*, ketika terjadi arus gangguan yang besar maupun gangguan *external*.
4. Hasil pengujian *setting relay* yang telah dilakukan menunjukkan bahwa dengan nilai *setting relay* tersebut telah bekerja dengan baik.

## 5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] PT PLN APB. Sistem Kelistrikan Bali 150 kV. Bali: PT PLN (Persero), 2018.
- [2] PT PLN P3B Jawa-Bali. *Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali*. Jakarta: PT PLN (Persero), 2013.
- [3] Fitriani. N, Ria. Analisis Penggunaan Relay Differensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya 16 MVA Gardu Induk Jajar. Skripsi. Surakarta: Universitas Muhammadiyah; 2017.
- [4] Wahyudin. SN., Retno AD., Teuku MR.. *Analisa Proteksi Differensial Pada Generator di PLTU Suralaya*. Jurnal Energi dan Kelistrikan, 2017; Vol. 1: 84-92.
- [5] Istimaroh, A., Nasrun, Hariyanto., Syahria. *Penentuan Setting Rele Arus Lebih Generator dan Rele Diferensial Transformator Unit 4 PLTA Cirata II*. Jurnal Online Institut Teknologi Nasional, 2013; Vol. 2: 131-141
- [6] Tobing, L. *Peralatan Tegangan Tinggi*. Jakarta: PT Erlangga, 2012.
- [7] PT PLN Jakarta Selatan. *Pedoman dan Pemeliharaan Saluran Udara Tegangan Tinggi dan Ekstra Tinggi*. Jakarta: PT PLN (Persero), 2014.
- [8] MiCOM P543 P544 P545. 2013. Technical Manual Current Differential Protection Relay. Software Version: 45x

- Publication Reference: P54x/EN  
M/Mc5.
- [9] PT PLN APP. Spesifikasi Peralatan  
Sistem Proteksi. Bali: PT PLN  
(Persero), 2018.

