

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Gardu Induk

Pada pembahasan tugas akhir ini telah dilakukan penelitian digardu induk 150 kV yang bergabung dengan PT.PLN BaseCamp Yogyakarta. Adapun pada gardu induk 150 kV Bantul ini energi listrik disalurkan menuju transformator utama pada gardu induk dimana tegangan pada sisi primer transformator adalah 150 kV dan tegangan pada sisi sekunder transformator adalah 20 kV. Tegangan pada sisi sekunder 20 kV ini digunakan untuk disalurkan menuju beban .

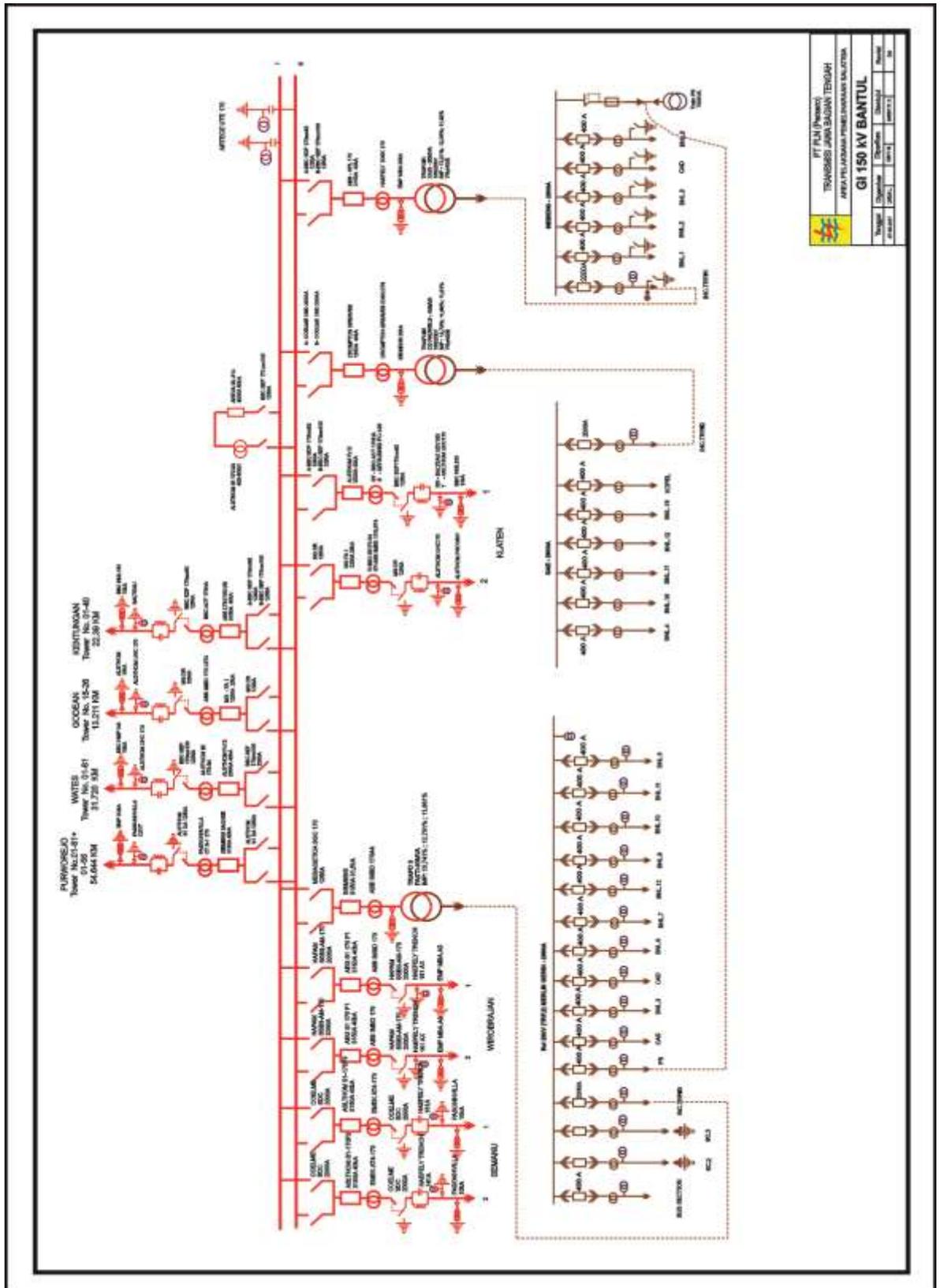
Gardu induk 150 kV bantul ini memiliki tiga buah transformator daya yaitu transformator 1 (XIAN) dengan kapasitas 60 MVA, transformator 2 (CG POUWELS) dengan kapasitas 60 MVA, transformator 3 (PASTI) dengan kapasitas 60 MVA. Tiga transformator tersebut digunakan untuk mentransformasikan tegangan maupun arus ketransformator gardu induk lainnya atau diturunkan tegangannya menjadi 20 kV untuk disalurkan kesetiap penyulang yang disalurkan lewat distribusi yang kemudian disalurkan ke beban atau konsumen. Pada pembahasan kali ini yang akan dibahas adalah bagian transformator 2 digardu induk 150 kV Bantul dimana memiliki 6 penyulang yaitu 1 sebagai cadangan dan 5 penyulang lainnya disalurkan ke distribusi. Pada transformator terdapat rele-rele yang terpasang di penyulang-penyulang dan transformator utama. Dalam mengamankan transformator maupun penyulang dari gangguan-gangguan yang terjadi yang mampu merusak peralatan listrik seperti arus lebih pada terutama transformator sehingga dipasanglah rele differential sebagai rele utama untuk mengamankan transformator tersebut ketika terjadi gangguan didalam daerah kerja zona proteksi rele differential, dan juga ada *overcurrent relay* untuk mengamankan dari gangguan hubung singkat pada transformator dan penyulang dimana rele OCR ini pada gardu induk sebagai rele cadangan atau backup.

4.2 Data Yang Diperoleh

Pada laporan tugas akhir ini menggunakan data yang diperoleh dari hasil penelitian di unit PT.PLN Gardu Induk 150 kV Bantul, dimana data-data tersebut telah dikumpulkan untuk melakukan analisis, identifikasi, serta evaluasi pada sistem proteksi transformator pada differential relay dan *overcurrent relay* Gardu Induk 150 kV Bantul, Adapun data-data yang didapatkan adalah sebagai berikut:

4.2.1 Data Single Line Diagram Gardu Induk 150 kV Bantul

Pada penelitian yang dilakukan di Gardu Induk 150 kV Bantul ini, mempunyai sebuah wiring ataupun suatu single line diagram yang telah dibuat dengan baik oleh bagian perancangan atau engineering dimana pembuatannya dilakukan oleh engineer-engineer maupun vendor dari pusat kantor gardu induk bantul yaitu PT.PLN Persero P3B (Area Pelaksana Pemeliharaan APP Salatiga) Transmisi Jawa bagian tengah yang berlokasi di Salatiga sehingga single line diagram tersebut dapat digunakan oleh para pekerja di gardu induk 150 kV Bantul untuk mengetahui apa saja bagian-bagian ataupun inkoneksi antar jaringan dari PT.PLN dan koneksi antar peralatan sistem tenaga listrik sehingga memudahkan dalam menganalisa dan mengoperasikan peralatan baik ketika *troubleshooting*, akan melakukan perbaikan pada peralatan listrik, serta untuk pemeliharaan peralatan sistem tenaga listrik pada Gardu Induk Bantul dari kerusakan dan gangguan yang terjadi sehingga Gardu Induk 150 kV Bantul memiliki tingkat kehandalan yang baik.



| | | | |
|--|------------|------------|--------|
| PT PLN (Persero) | | | |
| TRANSFORMASI BANGUN TENGAH | | | |
| AREA PELAYANAN PRIMER DAN AWAL SULTANA | | | |
| GI 150 KV BANTUL | | | |
| Revisi | Disetujui | Disetujui | Revisi |
| 01/01/2024 | 01/01/2024 | 01/01/2024 | 01 |

Gambar 4. 1 Single Line Diagram Gardu Induk 150 kV Bantul

4.2.2 Data Transformator

Dalam penelitian ini transformator Gardu Induk 150 kV Bantul memiliki tiga transformator yaitu transformator 1 (XIAN), 2 (CG POUWELS), dan 3 (PASTI) dengan spesifikasi yang tidak jauh beda satu sama lain. Adapun transformator yang akan dibahas dalam penulisan laporan ini adalah transformator 2 (CG POUWELS), dimana data spesifikasi yang digunakan adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Spesifikasi Transformator 2 (CG POUWELS)

| Transformator 2 – 60 (MVA) | |
|----------------------------|------------------------------|
| Merk/Type | Pouwels Trafo |
| Serial Number | 3011120090 |
| Years Of Manufacture | 2013 |
| Rating Power | 36/60 MVA |
| Frequency | 50 Hz |
| Impedance % | 11,96 % |
| Phases | 3 |
| Primer Voltages | 150 kV / 230,9 A |
| Sekunder Voltages | 20 kV / 1732 A |
| Connection Symbol | YNyn0 (d) |
| Standard | IEC 60076 |
| Cooling | ONAN/ONAF-60-100% |
| Tap Changer | MR VV III 400 Y-76 kV + 4100 |
| Short Circuit 150 kV | 40 kA |
| Short Circuit 20 kV | 16 kA |
| Rn | 0,4 |

Transformator 2 yang terdapat pada Transformator II (CG POUWELS) yang ada pada Gardu Induk Bantul 150 kV memiliki kapasitas sebesar 60 MVA dan memiliki impedansi sebesar 11,96 %. Adapun arus nominal pada sisi primer trafo sebesar 230,9 A sedangkan arus pada sisi sekunder trafo sebesar 1732 A. Pada trafo ini memiliki nilai arus hubung singkat pada sisi 150 kV yaitu 40 kA dan nilai

arus hubung singkat pada sisi 20 kV yaitu 16 kA. Data-data yang diperoleh tersebut dapat digunakan untuk perhitungan impedansi sumber, impedansi penyulang, arus hubung singkat dan penyetelan setting pada rele differential dan rele over current.

4.2.3 Data Spesifikasi Transformator Arus

Pada pembahasan ini digunakan transformator arus sebagai alat untuk mentransformasikan pada besaran arus yang besar menjadi besaran arus yang lebih kecil secara akurat dan teliti baik untuk pengukuran kebutuhan proteksi dan sebagai meter adapun data transformator arus yang digunakan pada Gardu Induk 150 kV Bantul ini :

Tabel 4. 2 Data Spesifikasi Transformator Arus

| | |
|---------------------------|--------------------|
| Voltage Ratio | 150 kV |
| Short Time Current Rating | 40 kA / 1 Sec |
| Insulation Level | 325 kV / 750 kVp |
| Frequency | 50 Hz |
| I Dynamic | 100 kAp |
| Rating Factor | 1 |
| Type | IOSK:170//325/750/ |
| Year | 2012 |
| Creepage Distance (Min) | 5270 mm |
| Rated Power | 60 MVA |

4.2.4 Data Setting Differential Relay Di Gardu Induk 150 kV Bantul

Pada Gardu Induk 150 kV Bantul digunakan relay diferensial sebagai rele pengaman utama sistem tenaga listrik transformator dimana bekerja seketika tanpa berkoordinasi dengan relai disekitarnya maka waktu kerja dapat terjadi secepat mungkin. Adapun daerah pengamannya dibatasi oleh pasangan trafo arus CT dari pemasangan rele diferensial. Rele diferensial bekerja dengan prinsip keseimbangan arus. Berikut adalah data setting rele diferensial pada gardu induk 150 kV Bantul:

Tabel 4. 3 Data Setting Relay Differential

| No | Data <i>Relay</i> Diferensial | Range |
|----|---------------------------------|----------|
| 1 | Ratio CT Primer / 150 kV | 300/1 A |
| 2 | Ratio CT Sekunder / 20 kV | 2000/1 A |
| 3 | <i>Arus Pick up 150 kV(amp)</i> | 0.35 A |
| 4 | <i>Arus Pick up 20 kV(amp)</i> | 1,94 |
| 5 | <i>Waktu disisi 150 kV</i> | 0,046 |
| 6 | <i>Waktu disisi 20 kV</i> | 0,049 |
| 7 | <i>Percent Slope 1</i> | 30% |
| 8 | <i>Percent Slope 2</i> | 80% |
| 9 | <i>Arus Setting</i> | 0,3 A |

Berdasarkan table diatas didaperoleh bahwa dari data actual differential relay gardu induk 150 kV Bantul bahwa ratio CT pada sisi primer 150 kV menggunakan settingan 300/1 sedangkan pada sisi sekunder menggunakan settingan 2000/1 A, diketahui dari ratio tersebut adalah apabila pada transformator sisi primer 2000 A maka pada CT akan terbaca 1 A. Hal ini juga berlaku pada transformator pada sisi sekunder. Adapun setting differential relay diatur seperti data yang diperoleh. Pengaturan setting ini sangat diperlukan dan harus ditetapkan dengan baik sehingga dapat mencegah terjadinya kesalahan pengoperasian transformator untuk proteksi.

4.2.5 Data Overcurrent Relay Pada Jaringan Di Gardu Induk 150 kV Bantul

Pada Gardu Induk 150 kV Bantul digunakan overcurrent relay yang berfungsi sebagai pengaman peralatan listrik dan juga memberi perintah kepada pemutus tenaga untuk memutus jaringan ketika terjadi gangguan arus lebih atau hubung singkat yaitu ketika arus melebihi dari nilai yang telah disetting pada alat yang telah ditentukan sebelumnya.

Overcurrent relay ini terhiungung dengan pemutus tenaga atau circuit breaker, ketika terjadi sebuah gangguan yang mengakibatkan kenaikan nilai arus yang melebihi dari nilai yang telah disetting pada relay , maka akan mengirimkan perintah untuk pemutus tenaga bekerja agar trip dan memutus arus gangguan yang terjadi sehingga tidak sampai merusak peralatan.

Tabel 4. 4 data spesifikasi OCR dan GFR

| No | Proteksi | Merk | Type | Rasio CT |
|----|-----------------------|-------------|------------|----------|
| 1 | OCR dan GFR 150 kV | AREVA | MICOM P122 | 300 / 1 |
| 1 | OCR dan GFR 20 kV | AREVA | MICOM P122 | 2000 / 1 |
| 2 | OCR dan GFR Penyulang | GE MULTILIN | SR350 | 800 / 5 |

Pada sistem proteksi transformator Gardu Induk 150 kV Bantul, terdiri dari beberapa relay pengaman OCR dengan type dan merk yang sama. Adapun rasio CT yang digunakan pada sisi 150 kV gardu induk adalah 300 / 1, rasio CT yang digunakan pada sisi 20 kV gardu induk adalah 2000 / 1 ,dan rasio CT yang digunakan pada sisi penyulang adalah 800 / 5 dimana CT ini digunakan untuk pembacaan atau pengukuran agar relay dapat beroperasi sesuai dengan ketentuan.

4.2.6 Data Setting Overcurrent Relay di Gardu Induk 150 kV Bantul

Pada Overcurrent Relay Gardu Induk 150 kV Bantul, Terdapat beberapa settingan yang perlu ditentukan pada masing-masing relay sehingga bagian dari sistem proteksi pada GI terutama transformator dapat diamankan dengan baik ketika terjadi gangguan dan memiliki kehandalan yang baik, dimana yang diproteksi biasanya pada Gardu Induk Bantul adalah pada sisi 150 kV, sisi 20 kV, dan pada sisi penyulang .Adapun data setting Overcurrent Relay yang diperoleh pada adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 5 Data setting relay OCR dan GFR Gardu Induk 150 kV Bantul

| Relay disisi 150 kV | | | | | |
|------------------------|------------------|--------------|----------------------|------|-------|
| Relay | Arus (A) | Ratio CT (A) | Karakteristik Invers | | |
| | | | I set | TMS | T (s) |
| OCR/I> | 230,9 | 300/1 | 0,92 | 0,36 | 1,1 |
| GFR/Io> | | | 0,35 | 0,69 | 1,1 |
| Relay disisi 20 kV | | | | | |
| Relay | Arus (A) | Ratio CT (A) | Karakteristik Invers | | |
| | | | I set | TMS | T (s) |
| OCR/I> | 1732 | 2000/1 | 1.04 | 0,27 | 0,7 |
| GFR/Io> | | | 0,35 | 0,44 | 0,7 |
| Relay disisi penyulang | | | | | |
| Relay | Arus Nominal (A) | Ratio CT (A) | Karakteristik Invers | | |
| | | | I set | TMS | T (s) |
| OCR/I> | 480 | 800/5 | 3 | 0,24 | 0,3 |
| GFR/Io> | | | 1,5 | 0,35 | 0,3 |

4.2.7 Data Konduktor yang digunakan pada Jaringan Penyulang Gardu Induk 150 kV Bantul

Tabel 4. 6 Data kabel panjang penghantar di Gardu Induk 150 kV Bantul

| Penyulang | Jenis Konduktor | Diameter Konduktor | Panjang Jaringan |
|-----------|-----------------|---------------------|------------------|
| BNL18 | AAAC | 240 mm ² | 12,6 km |

Pada penelitian tugas akhir ini, data penyulang yang akan dibahas adalah penyulang Bantul 18 yang mana data diatas merupakan data penghantar pada trafo 2 yang menuju ke penyulang BNL 18 yaitu memiliki jenis konduktor AAAC, dengan diameter konduktor sebesar 240 mm² dan panjang jaringan yaitu 12,64 km.

Tabel 4. 7 Tabel Impedansi jenis penghantar di Gardu Induk 150 kV Bantul

| Jenis konduktor | Diameter konduktor | Urutan Positif/Negatif | Urutan Nol |
|-----------------|---------------------|------------------------|--------------------|
| AAAC | 240 mm ² | 0,1344 + j 0,3158 | 0,2824 + j 1,16034 |

Dari data-data jenis penghantar yang digunakan pada penyulang Gardu Induk 150 kV Bantul diatas akan digunakan untuk perhitungan manual pada pembahasan, adapun data yang dibutuhkan impedansi urutan positif negative pada bagian konduktor 3 fase dan impedansi urutan fase kenetral, sehingga dapat mengetahui bagaimana perkiraan terjadinya arus gangguan pada jaringan dengan jarak tertentu dan dapat menentukan tingkat keefektifan kerja dari relay. Adapun Nilai impedansi tersebut berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) 1985 pada halaman 64.

4.3 Perhitungan Matematis *Differential Relay*

Dalam sistem proteksi tenaga listrik, sebelum memasang dan mengoperasikan differential relay perlu dilakukan perhitungan matematis dari data spesifikasi alat yang ada berupa perhitungan arus rating dan arus nominal untuk menentukan rasio CT yang akan dipasang pada transformator daya tersebut, kemudian dilakukan perhitungan error mismatch, menghitung arus retrain (penahan), arus slope, arus differential, serta arus setting relay differential. Selanjutnya akan dilakukan perhitungan arus yang akan dikeluarkan CT pada saat terjadi gangguan pada zona proteksi dan bagaimana pengaruhnya terhadap differential relay.

4.3.1 Perhitungan Matematis Rasio CT

Dalam melakukan perhitungan ini, perlu dilakukan perhitungan arus rating dan arus nominal untuk mengetahui batas pemilihan rasio CT. Adapun Rumus perhitungan dari arus rating dan arus nominal adalah sebagai berikut:

$$I_{nominal} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_{rating} = 110\% \times I_{nominal}$$

Keterangan :

I_n = arus nominal (A)

S = daya tersalur (MVA)

V = tegangan pada sisi primer dan sekunder (KV)

Arus nominal merupakan suatu arus yang mengalir pada sisi primer dan sisi sekunder.

- Arus Nominal pada sisi tegangan 150 kV

$$I_{nominal} = \frac{60.000.000}{\sqrt{3} \times 150.000}$$

$$I_n = 230,94 \text{ A}$$

- Arus Rating pada sisi tegangan 150 kV

$$I_{rating} = 110\% \times 230,94$$

$$I_{rating} = 254,03 \text{ A}$$

- Arus Nominal pada sisi tegangan 20 kV

$$I_{nominal} = \frac{60.000.000}{\sqrt{3} \times 20.000}$$

$$I_n = 1732,05 \text{ A}$$

- Arus Rating pada sisi tegangan 20 kV

$$I_{rating} = 110\% \times 1732,05$$

$$I_{rating} = 1905,25 \text{ A}$$

Dari data hasil perhitungan diatas didapatkan bahwa nilai arus nominal pada sisi tegangan 150 kV adalah 230,94 dan nilai arus rating pada sisi tegangan 150 kV adalah 254,03 A , Sedangkan arus nominal pada sisi tegangan 20 kV adalah

1732,05 A dan arus rating pada sisi tegangan 20 kV adalah 1905,25 A. Berdasarkan dari hasil perhitungan diatas nilai rasio CT tidak memiliki nilai yang akurat dengan yang terpasang yaitu yang dipilih pada terpasang adalah pada sisi tegangan 150 kV yaitu 300/1 A, sedangkan pada sisi tegangan 20 kV yaitu 2000/1 A. Diketahui dari rasio CT jika arus yang mengalir pada sisi 150 kV adalah 300 A maka pada CT tersebut akan terbaca 1 A, begitu pula sebaliknya pada sisi 20 kV, ratio yang dipilih ini diambil karena nilainya mendekati nilai arus rating yang telah dihitung dan rasio CT yang ada dipasaran atau pabrikan.

4.3.2 Perhitungan Error Mismatch

Error mismatch yaitu suatu kesalahan yang terjadi dalam pembacaan arus disisi tegangan tinggi dan tegangan rendah. Adapun cara menghitung besarnya arus mismatch adalah dengan cara membandingkan antara rasio CT ideal dengan rasio CT yang ada di pabrikan atau pasaran, dengan ketentuan error tidak boleh lebih dari 5% dari rasio CT yang dipilih. Adapun rumus perhitungan besarnya error mismatch yaitu :

$$Error\ mismatch = \frac{CT\ Ideal}{CT\ Terpasang} \%$$

$$CT_2 = \frac{V_1}{V_2}$$

$$CT_1 = \frac{V_1}{V_2}$$

Keterangan:

CT (Ideal) = trafo arus ideal

V1 = tegangan sisi tinggi

V2 = tegangan sisi rendah

- Error mismatch pada sisi tegangan 150 kV:

$$CT_1(Ideal) = CT_2 \times \frac{V_2}{V_1}$$

$$CT_1(Ideal) = 2000 \times \frac{20}{150}$$

$$CT_1(Ideal) = 266.66\ A$$

$$Error\ mismatch = \frac{266,66}{300} \%$$

Error Mismatch= **0,88 %**

- Error mismatch pada sisi tegangan 20 kV:

$$CT_2(Ideal) = CT_1 \times \frac{V_1}{V_2}$$

$$CT_2(Ideal) = 300 \times \frac{150}{20}$$

$$CT_2(Ideal) = \mathbf{2250 A}$$

$$Error\ mismatch = \frac{2250}{2000} \%$$

Error Mismatch= **1,12 %**

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai dari CT1 ideal adalah sebesar 266,66 A dan menghasilkan error mismatch sebesar 0,88 %, sedangkan pada CT2 ideal didapatkan nilai sebesar 2250 A dan menghasilkan error mismatch sebesar 1,12 % sehingga dapat diketahui selisih Antara trafo arus pada s terpasang dengan trafo ideal pada sisi tegangan 150 kv adalah 33,34 sedangkan pada tegangan 20 kv adalah 250 A. Error mismatch yang didapatkan dari hasil perhitungan masih masuk dalam kategori aman dikarenakan error mismatch tidak melebihi dari batas dari ketentuan umum dalam penentuan CT yaitu sebesar 5%.

4.3.3 Perhitungan Arus Sekunder CT

Arus sekunder CT merupakan arus yang terbaca oleh trafo arus. Adapun rumus perhitungannya adalah:

$$I_{Sek} = \frac{1}{Rasio\ CT} I_n$$

Keterangan:

I_{Sek} = Arus Sekunder

I_n = Arus Nominal

Rasio CT = Rasio Transformator Arus

- Arus Sekunder CT sisi tegangan 150 kV

$$I_{sek} = \frac{1}{300} \times 230,94$$

$$I_{sek} = 0,77 \text{ A}$$

- Arus Sekunder CT sisi tegangan 20 kV

$$I_{sek} = \frac{1}{2000} \times 1732,05$$

$$I_{sek} = 0,87 \text{ A}$$

4.3.4 Perhitungan Arus Differensial

Arus differensial merupakan selisih arus pada sisi tegangan tinggi dan tegangan rendah.

Rumus arus differensial :

Keterangan:

$$I_{dif} = I_2 - I_1$$

I_{dif} = arus differensial

I_1 = arus sekunder CT1

I_2 = arus sekunder CT2

- Perhitungan Arus diferensial:

$$I_{dif} = 0,87 - 0,77$$

$$I_{dif} = 0,1 \text{ A}$$

Selisih Antara arus sekunder pada CT1 dan CT2 adalah sebesar 0,1 A, dimana selisih tersebut akan digunakan nanti untuk membandingkan arus setting pada rele diferensial.

4.3.5 Perhitungan Arus Restrain

Arus penahan (restrain) merupakan arus yang didapat dari arus sekunder trafo arus di sisi tegangan tinggi dan tegangan rendah.

$$I_r = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

Keterangan:

I_r = Arus penahan (A)

I_1 = Arus sekunder CT1 (A)

I_2 = Arus sekunder CT2 (A)

- Perhitungan Arus Restrain:

$$I_r = \frac{0,77 + 0,87}{2}$$

$$I_r = 0,82 \text{ A}$$

Dari hasil perhitungan nilai arus restrain didapatkan sebesar 0,82 A. Dimana ketika arus diferensial mengalami kenaikan akibat terjadi perubahan rasio disisi tegangan 150 kV dan sisi teg 20 kV yang disebabkan karena perubahan tap pada transformator daya sehingga arus restrain ini juga akan mengalami kenaikan. hal ini berfungsi agar differential relay tidak bekerja karena bukan merupakan gangguan yang terjadi.

4.3.6 Perhitungan Slope

Slope 1 merupakan perhitungan yang akan menentukan kesensitifan arus diferensial untuk bekerja mentriapkan jaringan apabila terjadi gangguan internal Sedangkan slope 2 merupakan perhitungan yang menentukan relay diferensial tidak akan bekerja apabila terjadi gangguan eksternal.

$$Slope1 = \frac{I_d}{I_r} \times 100\%$$

$$Slope2 = \frac{(I_d \times 2)}{I_r} \times 100\%$$

Keterangan:

Slope1 : setting kecuraman 1

Slope2 : setting kecuraman 2

I_d : Arus Differential (A)

I_r : Arus Restrain (A)

- Perhitungan Slope 1:

$$Slope1 = \frac{0,1}{0,82} \times 100\%$$

$$Slope 1 = 12,19 \%$$

- Perhitungan Arus diferensial:

$$Slope2 = \frac{(0,1 \times 2)}{0,82} \times 100\%$$

$$\text{Slope 2} = 24,38 \%$$

Dari hasil perhitungan % Slope didapatkan nilai slope 1 sebesar 12,19 % dan nilai slope 2 sebesar 24,38 %.

4.3.7 Perhitungan Arus Setting

Arus setting yaitu didapat dengan mengalikan antara slope dan arus restrain. Sehingga arus setting inilah yang nanti akan dibandingkan dengan arus differential.

$$I_{set} = \%slope \times I_{restrain}$$

Keterangan:

Iset : Arus Setting

% slope : Setting Kecuraman (%)

Irestrain : Arus Penahan

- Perhitungan Arus Setting sisi slope 1:

$$I_{set} = 12,19 \% \times 0,82$$

$$I_{set} = 0,1 \text{ A}$$

- Perhitungan Arus Setting Sisi Slope 2:

$$I_{set} = 24,36 \% \times 0,82$$

$$I_{set} = 0,2 \text{ A}$$

Dari hasil perhitungan arus setting didapatkan nilai setting arus pada sisi 150 kV adalah sebesar 0,1 A, sedangkan nilai setting arus pada sisi slope 2 adalah 0,2 A dimana data ini nanti akan digunakan untuk menentukan pengaturan terpasang pada rele differential di Transformator daya.

Adapun dari hasil perhitungan-perhitungan yang telah dilakukan untuk pengaturan rele diferensial didapatkan beberapa data arus nominal, arus rating, arus restrain, arus diferensial, %slope, arus sekunder CT, dan arus setting. Diantaranya dibuat dalam bentuk tabel adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 8 Data Hasil Perhitungan

| Jenis perhitungan | Sisi tegangan 150 kV | Sisi tegangan 20 kV |
|-------------------------|----------------------|---------------------|
| Rasio CT (Inominal) | 230,94 A | 1732,05 A |
| Rasio CT (Iratting)) | 25,40 A | 190,52 A |
| Error mismatch | 0,88 % | 1,12 % |
| Arus Sekunder CT(I1&I2) | 0,77 A | 0,87 A |
| Arus Diferensial | 0.1 A | |
| Arus Restrain | 0,82 A | |
| %Slope | 12,19 % | 24,36 % |
| Arus Setting | 0,1 A | 0,2 A |

Berdasarkan dari data hasil perhitungan diatas data diketahui parameter-parameter untuk rele diferensial dengan metode tersebut seperti didapatkan arus setting pada sisi tegangan 150 KV adalah 3,55 A dengan slope 12,19% dan arus setting pada sisi tegangan 7,11 A dengan slope 24,36 %.Dan juga diketahui rasio CT yang terpasang pada sisi tegangan 150 kV yaitu 230,94 A sedangkan pada sisi tegangan rendah 1732,05 A serta memiliki mismatch pada sisi 150 kV adalah 0,88 % dan pada sisi tegangan 20 kV adalah 1,12 %.dari data tersebut diketahui bahwa CT yang terpasang masih ideal karena memiliki error mismatch masih berada dibatas umum toleransi yaitu dibawah 5% dari masing-masing CT.

4.4 Perbandingan Setting Differential Relay

Pada pembahasan penelitian tugas akhir ini telah dilakukan perhitungan manual dari data rele diferensial yang ada dan akan dilakukan perbandingan data yang didapat dari hasil perhitungan manual (data manual) dengan rumus yang ada dengan data setting rele diferensial terpasang dilapangan (data aktual) pada transformator 2 Gardu Induk 150 kV Bantul.

Tabel 4. 9 Data perbandingan hasil perhitungan data manual dan data setting actual rele diferensial trafo 2 Gardu Induk 150 kV Bantul.

| No | Jenis Data Setting Rele | Data Manual | Data Aktual |
|----|--------------------------|-------------|-------------|
| 1 | Setting rele diferensial | 0,2 A | 0,3 A |
| 2 | Percent Slope # 1 | 12,19 % | 30 % |
| 3 | Percent Slope # 2 | 24,36 % | 80 % |

Berdasarkan dari data tabel 4.9 yang merupakan dari hasil perhitungan dari data actual dan data manual, dapat diketahui bahwa pada data manual batas arus setting rele diferensial yang diperbolehkan untuk melewati sisi tegangan rendah adalah 0,2 A dengan percent slope 1 senilai 11,19 % dan percent slope 2 adalah senilai 24,36 %, maka dari data perhitungan berbeda dengan actual yaitu arus setting batas arus setting rele diferensial adalah 0,3 A dengan percent slope 1 30 % dan percent slope 2 adalah senilai 80 %. Adapun untuk mengetahui berapa percent error setting rele diferensial dapat dihitung dengan yaitu:

$$\text{Error setting rele diferensial} = \frac{I_{\text{set manual}} - I_{\text{set aktual}}}{I_{\text{set manual}}} \times 100\%$$

$$\text{Error setting rele diferensial} = \frac{0,2 - 0,3}{0,3} \times 100\% = -33,33\%$$

Dari hasil perhitungan rele diferensial diketahui nilai error setting rele diferensial adalah -33,33 %, dalam keadaan setting dilapangan digunakan 0,3 A ini dilakukan oleh vendor ataupun engineer untuk mengatur besar arus setting diferensial berbeda dengan hasil perhitunga manual, hal ini dilakukan agar diferensial tidak terlalu sensitive terhadap arus yang melewati pada daerah proteksi relay diferensial. Apabila arus yang mengalir melebihi dari arus setting relay diferensial akan akan memberi perintah pemutus tenaga untuk trip atau memutus jaringan, dan juga hasil percent slope 1 dan 2 terdapat perbedaan f= data setting manual dengan data setting actual hal ini dilakukan agar relay diferensial tidak terlalu sensitif terhadap arus yang melewati daerah yang diproteksi sehingga setting setiap percent slope diubah menjadi slope 1 sebesar 30% dan slope 2 sebesar 80 % agar sesuai dengan panduan manual book untuk pemeliharaan transformator

4.5 Gangguan hubung singkat rele diferensial

Adapun untuk bagaimana rele diferensial bekerjanya dapat kita lakukan dengan metode perhitungan dengan persamaan berikut dengan mengasumsikan arus gangguan hubung singkat yang terjadi yaitu:

$$I_f relay = I_f \times CT_2$$

$$I_2 fault = \frac{I_f relay}{I_2}$$

$$I_d = I_2 - I_1$$

Keterangan:

$I_f relay$ = Arus gangguan yang dibaca relay

I_f = Arus yang masuk pada relay

CT_2 = Rasio CT_2

$I_2 fault$ = Arus Sekunder CT_2 saat terjadi gangguan

I_2 = Arus Sekunder CT_2 sebelum terjadi gangguan

I_d = Arus diferensial

I_1 = Arus Sekunder CT_1

- Arus Gangguan sebesar 2238 A disisi tegangan 20 kV:

$$I_f relay = I_f \times CT_2$$

$$I_f relay = 2238 \times \frac{1}{2000}$$

$$I_f relay = 4,5A$$

$$I_2 fault = \frac{I_f relay}{I_2}$$

$$I_2 fault = \frac{4,5}{0,87}$$

$$I_2 fault = 4,5 A$$

$$I_d = I_2 fault - I_1$$

$$I_d = 4,5 - 0,77 = 3,73$$

Dari asumsi perhitungan Arus gangguan sebesar 2238 A pada sisi tegangan 150 kv menghasilkan arus sekunder pada CT_2 sebesar 4,02 A dan arus differential

menjadi 3,73 A, maka rele differential akan bekerja karena arus differential nilainya lebih besar dari arus setting rele differential yaitu 0,3 A.

- Arus Gangguan sebesar 1537,5 A disisi tegangan 20 kV:

$$I_{frelay} = I_f \times CT_2$$

$$I_{frelay} = 1537,5 \times \frac{1}{2000}$$

$$I_{frelay} = \mathbf{0,77 \text{ A}}$$

$$I_{2\ fault} = \frac{I_{frelay}}{I_2}$$

$$I_{2\ fault} = \frac{0,75}{0,87}$$

$$I_{2\ fault} = \mathbf{0,88 \text{ A}}$$

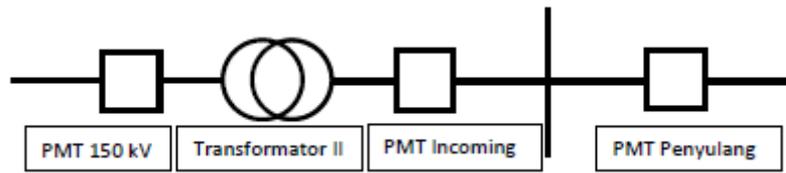
$$I_d = I_{2\ fault} - I_1$$

$$I_d = 0,88 - 0,77 = 0,11$$

Dari asumsi perhitungan Arus gangguan sebesar 1537,5 A pada sisi tegangan 150 kv menghasilkan arus sekunder pada CT2 sebesar 0,77 A dan arus differential menjadi 0,11 A, maka rele differential tidak akan bekerja karena arus rele diferensial nilainya lebih kecil dari arus setting rele differential yaitu 0,3 A.

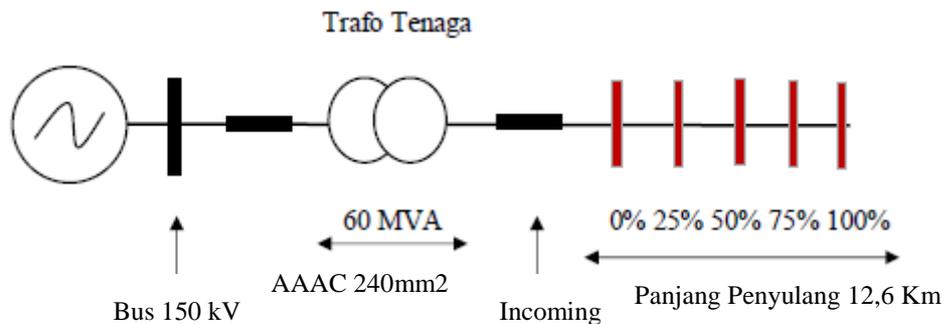
4.6 Perhitungan Matematis dan Analisis Overcurrent Relay

Pada sistem tenaga listrik terdapat peralatan-peralatan yang memerlukan pengamanan yang handal dan efektif.pada sistem ini juga diberikan pembatas antar jaringan ataupun bagian-bagiannya sehingga sistem proteksi dan pengoperasian peralatan dapat terkoordinasi dengan baik.Adapun pembatas yang digunakan biasanya adalah pemutus tenaga (PMT) atau circuit breaker (CB) yang terletak dibagian yang mana bagian tersebut harus diamankan dengan baik dengan melakukan pemasangan relay proteksi dibagian-bagian tertentu.sehingga jika terjadi gangguan hubung singkat atau beban lebih disebuah jaringan , maka relay akan mendeteksi dan memberi perintah trip untuk PMT sesuai dengan karakteristik waktu tertentu.Sistem proteksi tersebut bertujuan untuk proteksi atau pengaman di daerah atau bagian yang harus dilindungi untuk dapat memperkecil bagian yang terjadi gangguan dan menghindari kerusakan peralatan.



Gambar 4. 2 Penempatan PMT pada jaringan GI Bantul

Berdasarkan gambar diatas dideskripsikan tentang saluran atau rangkaian jaringan listrik secara umum yang terdapat pada Gardu Induk 150 kV Bantul yang dioperasikan dari PMT dengan tegangan 150 kV melewati transformator 2 menuju PMT penyulang 20 kV.



Gambar 4. 3 Panjang dan Jenis Saluran Jaringan Gardu Induk 150 kV Bantul

4.6.1 Jenis Gangguan Arus Hubung Singkat

Adapun pada sebuah jaringan listrik terdapat beberapa jenis gangguan hubung singkat , diantaranya adalah sebagai berikut:

- a). Gangguan hubung singkat 3 fasa
- b). Gangguan hubung singkat 2 fasa
- c.) Gangguan hubung singkat 1 fasa ke ground

Pada pembahasan ini dilakukan perhitungan gangguan hubung singkat yang berdasarakan dari panjang penyulang jaringan, Adapun tempat lokasi gangguan dapat diasumsikan yaitu terjadinya gangguan disisi penyulang pada titik 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dengan panjang penyulang 12,6 Km.

4.6.2 Perhitungan Impedansi Sumber

Adapun rumus untuk perhitungan untuk mendapatkan besarnya nilai impedansi sumber adalah sebagai berikut:

$$P_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$$

Keterangan :

I_{sc} : Arus hubung singkat 20 kV (kA)

V : Tegangan pada sisi primer (kV)

Sehingga diperoleh perhitungan sebagai berikut :

$$P_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$$

$$P_{sc} = \sqrt{3} \times 16 \text{ kA} \times 150 \text{ kV}$$

$$P_{sc} = 4156,92 \text{ MVA}$$

Dari data hasil perhitungan diatas maka didapatkan nilai impedansi sumber sebesar 4156,92 MVA. Dan cara menghitung untuk memperoleh hasil nilai impedansi sumber pada sisi primer (150 kV) sebagai berikut :

$$Z_s(150kV) = \frac{kV \text{ sisi primer}^2}{P_{sc} (MVA)}$$

$$Z_s = \frac{150^2}{4156,92}$$

$$Z_s = 5,41 \Omega$$

Adapun untuk menghitung nilai impedansi sumber pada sisi sekunder (20 kV) adalah sebagai berikut:

$$Z_s(20kV) = \frac{kV \text{ sisi primer}^2}{kV \text{ sisi sekunder}^2} Z_s(150kV)$$

$$Z_s = \frac{150^2}{20^2} 5,41$$

$$Z_s = 0,097 \Omega$$

4.6.3 Perhitungan Reaktansi Transformator

Dalam mencari nilai reaktansi transformator CG POUWELS yang ada diGI Bantul dengan kapasitas 60 MVA dan impedansi sebesar 11,96, Maka akan

dilakukan perhitungan dengan nilai ohm dalam skala 100%, yaitu perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$X_t(100\%) = \frac{kV \text{ sisi sekunder}^2}{MVA \text{ Transformator}}$$

$$X_t = \frac{20^2}{60}$$

$$X_t = 6,67 \Omega$$

Sehingga nilai besarnya impedansi urutan positif dan negative kemudian reaktansi urutan nol dapat ditentukan sebagai berikut:

- Reaktansi urutan positif dan negatif yaitu ($X_{t1}=X_{t2}$)

$$X_t = \text{Impedansi transformator} \times X_t(100\%)$$

$$X_t = 11,96\% \times 6,67 \Omega = 0,7977 \Omega$$

- Reaktansi Urutan nol (X_{t0})

Pada transformator 2 memiliki bentuk vector group YNyn0+d dengan maksud bahwa trafo 2(CG Pouwels) GI Bantul memiliki belitan delta didalamnya sehingga dapat diketahui nilainya yaitu $3 \times X_{t1}$, maka nilai $X_{t0} = 3 \times 0,7977 \Omega = 2,3931 \Omega$

4.6.4 Perhitungan Impedansi Sisi Penyulang

Berdasarkan data pada yang telah diperoleh diketahui bahwa penyulang BNL 18 Gardu Induk 150 kV Bantul menggunakan jenis penghantar AAAC dengan diameter sebesar 240 mm^2 yang mana panjang penyulangnya adalah 12,6 Km, sehingga dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut:

- Nilai Impedansi Z_1 & Z_2

$$Z_1 = Z_2(AAAC 240) = \text{Impedansi Urutan Positif/Negatif} \times \text{Panjang penyulang}$$

$$Z_1 = Z_2 = (0,1344+j 0,3158)\Omega / km \times 12,6 km$$

$$Z_1 \& Z_2 = 1,6934+j 3,9790 \Omega$$

- Nilai Impedansi Z_0

$$Z_0(AAAC 240 \text{ mm}^2) = \text{Impedansi urutan nol} \times \text{Panjang penyulang}$$

$$Z_0 = (0,2824+j 1,6033)\Omega / Km \times 12,6 Km$$

$$Z_0 = 3,5582+j 20,2015 \Omega$$

Adapun Nilai Impedansi tersebut dapat diasumsikan percent jarak panjang jaringan penyulang 12,6 Km yaitu 0%, 25%, 50%, 75%, 100% untuk titik-titik gangguan pada jaringan tersebut, sehingga besarnya nilai impedansi penyulang dapat dihitung sebagai berikut:

- Nilai Impedansi Penyulang Urutan Positif dan Negatif

Tabel 4. 10 Nilai Impedansi Penyulang Urutan positif dan Negatif

| Panjang Jaringan % | Jarak (Km) | Perhitungan | Impedansi Penyulang Z1 & Z2 (Ω) |
|--------------------|------------|--------------------------|--|
| 0 | 0 | 0 x (0,1344+j 0,3158) | 0 |
| 25 | 3,15 | 3,15 x (0,1344+j 0,3158) | 0,4233+j 0,9947 |
| 50 | 6,3 | 6,3 x (0,1344+j 0,3158) | 0,8467+j 1,9895 |
| 75 | 9,45 | 9,45 x (0,1344+j 0,3158) | 1,2700+j 2,9843 |
| 100 | 12,6 | 12,6 x (0,1344+j 0,3158) | 1,6934+j 3,9790 |

- Nilai Impedansi Penyulang Urutan Nol

Tabel 4. 11 Nilai Impedansi Penyulang Urutan Nol

| Panjang Jaringan % | Jarak (Km) | Perhitungan | Impedansi Penyulang Z0 (Ω) |
|--------------------|------------|--------------------------|-------------------------------------|
| 0 | 0 | 0 x (0,2824+j 1,6033) | 0 |
| 25 | 3,15 | 3,15 x (0,2824+j 1,6033) | 0,8895+j 5,0503 |
| 50 | 6,3 | 6,3 x (0,2824+j 1,6033) | 1,7791+j 10,1007 |
| 75 | 9,45 | 9,45 x (0,2824+j 1,6033) | 2,6686+j 15,1511 |
| 100 | 12,6 | 12,6 x (0,2824+j 1,6033) | 3,5582+j 20,2015 |

4.6.5 Perhitungan Impedansi Ekuivalen Jaringan

Adapun untuk menentukan impedansi jaringan maka dilakukan perhitungan dengan rumus sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 Z1_{eq} &= Z2_{eq} = Zs \text{ (sisi 20 kV)} + Zt + Z1 \text{ penyulang} \\
 &= j 0,097 + j 0,7977 + Z1 \text{ penyulang} \\
 &= j 0,8947 + Z1 \text{ penyulang}
 \end{aligned}$$

Jika Gangguan diasumsikan terjadi pada titik-titik lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dari panjang penyulang BNT 18 yaitu 12,6 km, maka didapatkan Z_{1eq} (Z_{2eq}) menjadi seperti berikut :

Tabel 4. 12 Nilai Impedansi Ekvivalen Jaringan Z_{1eq} & Z_{2eq}

| Panjang Jaringan % | Jarak (Km) | Perhitungan | Impedansi Z_{1eq} & Z_{2eq} (Ω) |
|--------------------|------------|--------------------------------|--|
| 0 | 0 | $0 + j 0,8947$ | $0 + j 0,8947$ |
| 25 | 3,15 | $0,4233 + j 0,9947 + j 0,8947$ | $0,4233 + j 1,8894$ |
| 50 | 6,3 | $0,8467 + j 1,9895 + j 0,8947$ | $0,8467 + j 2,8842$ |
| 75 | 9,45 | $1,2700 + j 2,9843 + j 0,8947$ | $1,2700 + j 3,8790$ |
| 100 | 12,6 | $1,6934 + j 3,9790 + j 0,8947$ | $1,6934 + j 4,8737$ |

Selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mencari nilai Z_{0eq} yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 Z_{0eq} &= Z_{t0} + 3 R_n + Z_0 \text{ penyulang} \\
 &= j 8,49 + (3 \times 0,4) + Z_0 \text{ penyulang} \\
 &= 1,2 + j 8,49 + Z_0 \text{ penyulang}
 \end{aligned}$$

Jika Gangguan diasumsikan terjadi pada titik-titik lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dari panjang penyulang BNT 18 yaitu 12,6 km, maka didapatkan Z_{0eq} menjadi seperti berikut :

Tabel 4. 13 Nilai Impedansi Ekvivalen Jaringan Z_{0eq}

| Panjang Jaringan % | Jarak (Km) | Perhitungan | Impedansi Z_{0eq} (Ω) |
|--------------------|------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| 0 | 0 | $1,2 + j 8,49$ | $1,2 + j 8,49$ |
| 25 | 3,15 | $0,8895 + j 5,0503 + 1,2 + j 8,49$ | $2,0895 + j 16,5403$ |
| 50 | 6,3 | $1,7791 + j 10,1007 + 1,2 + j 8,49$ | $2,9791 + j 18,5907$ |
| 75 | 9,45 | $2,6686 + j 15,1511 + 1,2 + j 8,49$ | $3,8686 + j 23,6411$ |
| 100 | 12,6 | $3,5582 + j 20,2015 + 1,2 + j 8,49$ | $4,7582 + j 28,6915$ |

4.6.6 Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat

1. Perhitungan Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fase

Dalam menentukan nilai gangguan arus hubung singkat dapat dilakukan perhitungan dengan rumus sebagai berikut:

$$I = \frac{V}{Z}$$

Keterangan:

I = Arus Gangguan Hubung Singkat

V = Tegangan Fase-Netral Sistem 20 kV (Vph) = $\frac{20000}{\sqrt{3}}$ =

Z = Impedansi Urutan Positif (Z1eq)

Maka untuk mendapatkan arus hubung singkat 3 fase dapat dihitung sebagai berikut:

$$I = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}}$$

$$I = \frac{11547 V}{Z_{1eq}}$$

Tabel 4. 14 Nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fase

| Panjang Jaringan % | Perhitungan | Arus Gangguan Hubung Singkat 3 fase A |
|--------------------|--|---------------------------------------|
| 0 | $\frac{11547}{\sqrt{0^2 + 0,8947^2}}$ | 12906,0 |
| 25 | $\frac{11547}{\sqrt{0,4233^2 + 1,8894^2}}$ | 5963,6 |
| 50 | $\frac{11547}{\sqrt{0,8467^2 + 2,8842^2}}$ | 3841,4 |
| 75 | $\frac{11547}{\sqrt{1,2700^2 + 3,8790^2}}$ | 2829,0 |
| 100 | $\frac{11547}{\sqrt{1,6934^2 + 4,8737^2}}$ | 2238,0 |

2. Perhitungan Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fase

Dalam menentukan nilai gangguan arus hubung singkat 2 Fase dapat dilakukan perhitungan dengan rumus sebagai berikut:

$$I_{2fase} = \frac{V_{ph} - p_h}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

Maka untuk mendapatkan arus hubung singkat 2 fase dapat adalah sebagai berikut

$$I_{2fase} = \frac{20000}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

Tabel 4. 15 Nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fase

| Panjang Jaringan % | Perhitungan | Arus Gangguan Hubung Singkat 2 fase A |
|--------------------|---|---------------------------------------|
| 0 | $\frac{20000}{2 \times \sqrt{0^2 + 0,8947^2}}$ | 11176,9 |
| 25 | $\frac{20000}{2 \times \sqrt{0,4233^2 + 1,8894^2}}$ | 5164,7 |
| 50 | $\frac{20000}{2 \times \sqrt{0,8467^2 + 2,8842^2}}$ | 3326,6 |
| 75 | $\frac{20000}{2 \times \sqrt{1,2700^2 + 3,8790^2}}$ | 2450 |
| 100 | $\frac{20000}{2 \times \sqrt{1,6934^2 + 4,8737^2}}$ | 1938,2 |

2. Perhitungan Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fase ke Ground

Dalam menentukan nilai gangguan arus hubung singkat 2 Fase dapat dilakukan perhitungan dengan rumus sebagai berikut:

$$I_{fase - ground} = \frac{3xV_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

Maka untuk mendapatkan arus hubung singkat 2 fase dapat adalah sebagai berikut

$$I_{\text{fase - ground}} = \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

$$I_{\text{fase - ground}} = \frac{34641,0}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

Tabel 4. 16 Nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fase ke Ground

| Panjang Jaringan % | Perhitungan | Arus Gangguan Hubung Singkat 1 fase ke Ground A |
|--------------------|---|---|
| 0 | $\frac{34641,0}{2 \times \sqrt{0^2 + 0,8947^2} + \sqrt{1,2^2 + 8,49^2}}$ | 3342,5 |
| 25 | $\frac{34641,0}{2 \times \sqrt{0,4233^2 + 1,8894^2} + \sqrt{2,0895^2 + 16,5403^2}}$ | 1537,5 |
| 50 | $\frac{34641,0}{2 \times \sqrt{0,8467^2 + 2,8842^2} + \sqrt{2,9791^2 + 18,5907^2}}$ | 1394,6 |
| 75 | $\frac{34641,0}{2 \times \sqrt{1,2700^2 + 3,8790^2} + \sqrt{3,8686^2 + 23,6411^2}}$ | 1078,5 |
| 100 | $\frac{34641,0}{2 \times \sqrt{1,6934^2 + 4,8737^2} + \sqrt{4,7582^2 + 28,6915^2}}$ | 879,2 |

Berdasarkan data yang diperoleh pada tabel 4.14, 4.15. 4.16 maka didapatkan perbandingan dari nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa ke Ground disetiap titik lokasi gangguan:

Tabel 4. 17 Perbandingan Arus Gangguan Hubung Singkat

| Panjang Jaringan % | Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fase A | Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fase A | Arus Gangguan Hubung Singkat 1 fase ke Ground A |
|--------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|
| 0 | 12906,0 | 11176,9 | 3342,5 |
| 25 | 5963,6 | 5164,7 | 1537,5 |
| 50 | 3841,4 | 3326,6 | 1394,6 |
| 75 | 2829,0 | 2450,0 | 1078,5 |
| 100 | 2238,0 | 1938,2 | 879,2 |

Berdasarkan Tabel Perbandingan Arus gangguan Hubung Singkat diatas dapat diketahui pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke ground bahwa besarnya arus gangguan hubung singkat berbanding terbalik dengan jarak atau panjang jaringan yang berarti semakin jauh jarak titik gangguan maka semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya. Sebagai contoh pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa di titik 0% atau jarak 0 Km arus gangguannya sebesar 12906.0 A, lalu pada titik 50% atau jarak 6,3 Km arus ngangguan nya mengecil sebesar 3841,1 A dan terus mengecil pada titik 75% hingga 100%. Begitu pula sebaliknya pada arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke ground, semakin jauh jarak semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya. Dan juga dapat diketahui bahwa arus gangguan hubung singkat terbesar terjadi pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa.

4.7 Penentuan Setting OCR pada sisi penyulang 20 kV

Berdasarkan data pada tabel pada Transformator 2 Penyulang BNL 18 Gardu Induk 150 kV Bantul mempunyai trafo arus yang terpasang dengan rasio 800 : 5 A, dengan arus beban maksimum sebesar 5 A dan memiliki karakteristik standard inverse.

Adapun besarnya nilai setting relay di sisi penyulang ditentukan oleh arus beban maksimum dan rasio CT pada penyulang. Relay yang memiliki karakteristik standard inverse biasanya disetting sebesar 1,05 sampai 1,1 x *Iload maks*. Persyaratan lainnya yaitu setting waktu kerja sisi hilir (waktu minimum relay)

sebesar 0,3 detik, persyaratan ini dilakukan agar relay tidak akan bekerja dikarenakan adanya arus inrush dari trafo-trafo distribusi yang terkoneksi di jaringan distribusi disaat pemutus tenaga penyulang dimasukkan.

4.7.1 Nilai Setting OCR pada sisi penyulang 20 kV

Pada setting relay arus lebih yang berada di penyulang tersebut akan sesuai dengan arus beban di gardu induk Bantul 150 kV. Untuk menggunakan nilai setting waktu minimum dari relay arus lebih disetting 0,3 detik. Nilai setting tersebut diatur ketika terjadi gangguan hubung singkat atau arus lebih maka relay tidak memberikan sinyal untuk trip lagi karena arus dari transformator yang di gardu induk menuju ke transformator distribusi tersambung di jaringan distribusi diwaktu saat PMT di penyulang dimasukkan.

Adapun dalam mencari nilai setting OCR dapat digunakan rumus perhitungan sebagai berikut:

- Nilai Setting Overcurrent Relay

Ibeban = 480 A

Rasio CT = 800 : 5 A

$$\begin{aligned} I_{set}(\text{primer}) &= 1,1 \times I_{beban} \\ &= 1,1 \times 480 \text{ A} \\ &= 528 \text{ A (sisi primer)} \end{aligned}$$

Selanjutnya jika nilai setting pada sisi primer telah didapatkan, maka dapat dilakukan perhitungan sekunder dengan metode sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_{set}(\text{sekunder}) &= I_{set}(\text{primer}) \times 1 / \text{Rasio CT} \\ &= 528 \text{ A} \times 1 / (800 / 5) \text{ A} \\ &= 528 \text{ A} \times 1400 \text{ A} \\ &= 3,3 \text{ A (sisi sekunder)} \end{aligned}$$

- Nilai Setting Time Multiplier Setting (TMS)

Adapun dalam mencari gangguan arus hubung singkat 3 fasa disisi penyulang yang dibahas adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari panjang jaringan dengan waktu ketETAPan $t = 0,3$ detik. Sehingga dari data yang diperoleh tersebut dapat diketahui perhitungan nilai setting TMS adalah sebagai berikut:

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Igangguang \text{ hubung singkat } 3fase}{Iset}\right)^{0,02} - 1}$$

$$0,3 = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{12906}{528}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left\{\left(\frac{12906}{528}\right)^{0,02} - 1\right\}}{0,14}$$

$$TMS = 0,1414$$

Nilai t (s) pada bagian rele sisi penyulang yaitu:

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{12906}{528}\right)^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,29 \text{ s}$$

Tabel 4. 18 Nilai setting hasil perhitungan sisi penyulang

| Relay Penyulang | Nilai Setting hasil perhitungan | |
|-----------------|---------------------------------|---------|
| OCR | TMS | 0,1414 |
| | Rasio CT | 800/5 A |
| | t (s) | 0,29 |
| | Iset Primer | 528 A |
| | Iset Sekunder | 3,3 A |

4.7.2 Nilai Setting OCR pada sisi incoming 20 kV dan sisi 150 kV

Adapun pada bagian sisi incoming 20 kV transformator tenaga dilakukan, perhitungan setting nilai relay arus lebih dimana diperlukan data penentuan setting relay disisi penyulang dan harus memiliki data nilai arus nominal transformator tenaga tersebut.

Data di gardu induk Bantul sebagai berikut :

Kapasitas Transformator : 60 MVA

Tegangan : 150/20 kV

Impedansi : 11,96%

CT / Rasio : 2000/1

- **Pengaturan setting arus nominal transformator pada bagian sisi incoming 20 kV sebagai berikut:**

$$I_{\text{nominal sisi}(20kV)} = \frac{kVA}{kV\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{nominal sisi}(20kV)} = \frac{60000}{20\sqrt{3}} = 1732,05 \text{ A}$$

- Setting arus nominal transformator pada bagian sisi primer yaitu:

$$I_{\text{set primer}} = 1,1 \times I_{\text{nominal}}$$

$$I_{\text{set primer}} = 1,1 \times 1732,05 = 1905,25 \text{ A}$$

- Setting arus nominal transformator pada bagian sisi sekunder yaitu:

$$I_{\text{set sekunder}} = I_{\text{set primer}} \times \frac{1}{\text{rasio CT}}$$

$$I_{\text{set sekunder}} = 1905,25 \times \frac{1}{2000/1} = 0,95$$

- Nilai Setting Time Multiplier Setting (TMS)

Adapun dalam mencari gangguan arus hubung singkat 3 fasa diambil dari setting TMS OCR disisi Incoming 20 kV transformator tenaga yang dibahas adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari panjang penyulang dan untuk waktu kerja relay incoming diperoleh dari hasil perhitungan waktu kerja relay (t) awal + 0,4 detik, Sehingga dari data yang diperoleh tersebut dapat diketahui perhitungan nilai setting TMS adalah sebagai berikut:

$t_{\text{incoming}} = 0,3(\text{penyulang}) + 0,4 = 0,7 \text{ detik}$

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$0,7 = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{12906}{1905,25}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{0,7 \times \left\{ \left(\frac{12906}{1905,25}\right)^{0,02} - 1 \right\}}{0,14}$$

$$TMS = 0,1950$$

Nilai t (s) pada bagian rele sisi incoming yaitu:

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{12906}{1905,2}\right)^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,69 \text{ s}$$

Tabel 4. 19 Nilai setting hasil perhitungan sisi incoming

| Relay Penyulang | Nilai Setting hasil perhitungan | |
|-----------------|---------------------------------|-----------|
| OCR | TMS | 0,1950 |
| | Rasio CT | 2000/1 A |
| | t (s) | 0,69 |
| | Iset Primer | 1905,25 A |
| | Iset Sekunder | 0,95 A |

Pengaturan setting arus nominal transformator pada bagian sisi incoming 150 kV sebagai

berikut:

$$I_{\text{nominal sisi}(20kV)} = \frac{kVA}{kV\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{nominal sisi}(20kV)} = \frac{60000}{150\sqrt{3}} = 230,9 \text{ A}$$

- Setting arus nominal transformator pada bagian sisi primer yaitu:

$$I_{\text{set primer}} = 1,1 \times I_{\text{nominal}}$$

$$I_{\text{set primer}} = 1,1 \times 230,9 = 254 \text{ A}$$

- Setting arus nominal transformator pada bagian sisi sekunder yaitu:

$$I_{\text{set sekunder}} = I_{\text{set primer}} \times \frac{1}{\text{rasio CT}}$$

$$I_{\text{set sekunder}} = 254 \times \frac{1}{300/1} = 0,85 \text{ A}$$

- Nilai Setting Time Multiplier Setting (TMS)

Adapun dalam mencari gangguan arus hubung singkat 3 fasa diambil dari setting TMS OCR disisi 150 kV transformator tenaga yang dibahas adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari panjang penyulang kemudian incoming dan untuk waktu kerja relay sisi 150 kV diperoleh dari hasil perhitungan waktu kerja relay (t) sebelumnya + 0,4 detik, Sehingga dari data yang diperoleh tersebut dapat diketahui perhitungan nilai setting TMS adalah sebagai berikut:

$$t_{\text{incoming}} = 0,7(\text{Incoming}) + 0,4 = 1,1 \text{ detik}$$

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$1,1 = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{12906}{254}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{1,1 \times \left\{ \left(\frac{12906}{254}\right)^{0,02} - 1 \right\}}{0,14}$$

$$TMS = 0,64$$

Nilai t (s) pada bagian rele sisi incoming yaitu:

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,64}{\left(\frac{12906}{254}\right)^{0,02} - 1}$$

$$t = 1,09 \text{ s}$$

Tabel 4. 20 Nilai setting hasil perhitungan sisi incoming

| Relay Penyulang | Nilai Setting hasil perhitungan | |
|-----------------|---------------------------------|---------|
| OCR | TMS | 0,1950 |
| | Rasio CT | 300/1 A |
| | t (s) | 1,09 |
| | Iset Primer | 230,9 A |
| | Iset Sekunder | 0,85 A |

4.8 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

Pada Pembahasan waktu kerja relay ini dilakukan pemeriksaan waktu kerja relay khusus pada sisi penyulang dan incoming untuk dianalisa. Gardu Induk 150 kV Bantul memiliki relay dengan karakteristik standard inverse, dan untuk melakukan pemeriksaan waktu kerja relay diketahui dengan mencari nilai besarnya arus gangguan pada setiap titik gangguan yaitu 0%, 25%, 50%, 75%, 100% disesuaikan dengan panjang jaringan 12,6 Km dimana rumus perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$$

4.8.1 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 3 Fasa

Tabel 4. 21 Nilai pemeriksaan Waktu Kerja rele gangguan 3 Fase

| Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Pada Gangguan 3 Fase | | |
|--|---|--|
| Lokasi (%) | Sisi Penyulang 20 kV(s) | Sisi Incoming (s) |
| 0 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{12906}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{12906}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$ |
| 25 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{5963,6}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,39$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{5963,6}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,18$ |
| 50 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{3841,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,48$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{3841,4}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,93$ |
| 75 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{2829,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,57$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{2829,0}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 3,43$ |
| 100 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{2238,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,67$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{2238,0}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 4,46$ |

Selanjutnya setelah didapat hasil nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 3 fasa di sisi penyulang dan di sisi incoming di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%. Maka dibuat tabel rekapitulasi seperti di bawah ini:

Tabel 4. 22 Nilai pemeriksaan Waktu Kerja rele gangguan 3 Fase

| Pemeriksaan Waktu Kerja rele Gangguan 3 Fase | | | |
|--|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Lokasi Gangguan (%) | Waktu Kerja Rele Incoming (s) | Waktu Kerja Rele Penyulang (s) | Selisih Waktu (s) |
| 0 | 0,69 | 0,29 | 0,4 |
| 25 | 1,18 | 0,39 | 0,79 |
| 50 | 1,93 | 0,48 | 1.45 |
| 75 | 3,43 | 0,57 | 2,86 |
| 100 | 4,46 | 0,67 | 3,79 |

Berdasarkan tabel diatas diketahui pada titik lokasi gangguan 0% mempunyai selisih 0,4 detik dari waktu kerja relay sisi incoming 0,69 detik dan sisi penyulang 0,29 detik. Begitu pula pada titik lokasi gangguan yang semakin jauh, pada titik lokasi gangguan 25% mempunyai selisih 0,79 detik dari waktu kerja relay sisi incoming 1,18 detik dan sisi penyulang 0,39 detik. Yang artinya semakin jauh jarak nya semakin besar atau lambat pula waktu kerja relaynya, serta semakin besar selisih waktu kerja dari kedua relay tersebut.

Dapat disimpulkan bahwa waktu kerja relay sisi penyulang lebih cepat atau lebih peka dibandingkan waktu kerja relay sisi incoming di tiap titik lokasi gangguan. Artinya relay pada sisi penyulang adalah relay yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan relay utama sedangkan relay sisi incoming sebagai relay cadangan (backup) yang merasakan gangguan setelah relay utama

Adapun dari tabel diatas dapat dibuat sebuah kurva untuk hubungan titik lokasi gangguan terhadap waktu kerja relay adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 4 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan Terhadap Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 3 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat dilihat bahwa relay incoming diberi warna hijau dan relay peyulang diberi warna biru. Dapat diketahui bahwa waktu kerja relay peyulang lebih cepat daripada relay incoming dikarenakan relay penyulang adalah relay yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan relay utama sedangkan relay incoming sebagai relay cadangan (backup) yang merasakan gangguan setelah relay utama. Dan juga dapat diketahui bahwa, semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka akan semakin besar atau lambat pula waktu kerja dari kedua relenya begitu pula sebaliknya semakin dekat titik lokasi gangguan maka akan semakin kecil atau cepat waktu kerja dari kedua tersebut terhadap arus lebih.

4.8.2 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 2 Fasa

Tabel 4. 23 Nilai pemeriksaan Waktu Kerja rele gangguan 3 Fase

| Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Pada Gangguan 3 Fase | | |
|--|--|---|
| Lokasi (%) | Sisi Penyulang 20 kV(s) | Sisi Incoming (s) |
| 0 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{11176,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{11176,9}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,75$ |
| 25 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{5164,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,42$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{5164,7}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,35$ |
| 50 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{3326,6}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,52$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{3326,6}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 2,43$ |
| 75 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{2450}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,63$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{2450}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 5,41$ |
| 100 | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,1414}{\left(\frac{1938}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,75$ | $t = \frac{\beta \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^\alpha - 1}$ $t = \frac{0,14 \times 0,195}{\left(\frac{1938}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 7,94$ |

Selanjutnya setelah didapat hasil nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 2 fasa di sisi penyulang dan di sisi incoming di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%. Maka dibuat tabel rekapitulasi seperti di bawah ini:

Tabel 4. 24 Nilai pemeriksaan Waktu Kerja rele gangguan 2 Fase

| Pemeriksaan Waktu Kerja rele Gagguan 2 Fase | | | |
|---|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Lokasi Gangguan (%) | Waktu Kerja Rele Incoming (s) | Waktu Kerja Rele Penyulang (s) | Selisih Waktu (s) |
| 0 | 0,75 | 0,31 | 0,44 |
| 25 | 1,35 | 0,42 | 0,93 |
| 50 | 2,43 | 0,52 | 1,91 |
| 75 | 5,41 | 0,63 | 4,78 |
| 100 | 7,94 | 0,75 | 7,19 |

Berdasarkan tabel diatas diketahui pada titik lokasi gangguan 0% mempunyai selisih 0,44 detik dari waktu kerja relay sisi incoming 0,75 detik dan sisi penyulang 0,31 detik. Begitu pula pada titik lokasi gangguan yang semakin jauh, pada titik lokasi gangguan 25% mempunyai selisih 0,93 detik dari waktu kerja relay sisi incoming 1,35 detik dan sisi penyulang 0,42 detik. Yang artinya semakin jauh jarak nya semakin besar atau lama pula waktu kerja relaynya, serta semakin besar selisih waktu kerja dari kedua relay tersebut.

Dapat disimpulkan bahwa waktu kerja relay sisi penyulang lebih cepat atau lebih peka dibandingkan waktu kerja relay sisi incoming di tiap titik lokasi gangguan. Artinya relay pada sisi penyulang adalah relay yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan relay utama sedangkan relay sisi incoming sebagai relay cadangan (backup) yang merasakan gangguan setelah relay utama.

Adapun dari tabel diatas dapat dibuat sebuah kurva untuk hubungan titik lokasi gangguan terhadap waktu kerja relay adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 5 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan Terhadap Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 2 Fasa

4.9 Perbandingan Setting Rele Terpasang dan Terhitung

Tabel 4. 25 Perbandingan Setting Rele OCR Terpasang Dan Terhitung

| Nama Rele | | Rele terpasang | | | Rele terhitung | | |
|-----------|--------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|----------------|
| | | Sisi 150 kV | Sisi Incoming | Sisi Penyulang | Sisi 150 kV | Sisi Incoming | Sisi Penyulang |
| OCR | TMS | 0,33 | 0,27 | 0,24 | 0,64 | 0,194 | 0,1414 |
| | Rasio CT (A) | 300/1 | 2000/1 | 800/5 | 300/1 | 2000/1 | 800/5 |
| | t (s) | 1,1 | 0,7 | 0,3 | 1,09 | 0,69 | 0,29 |

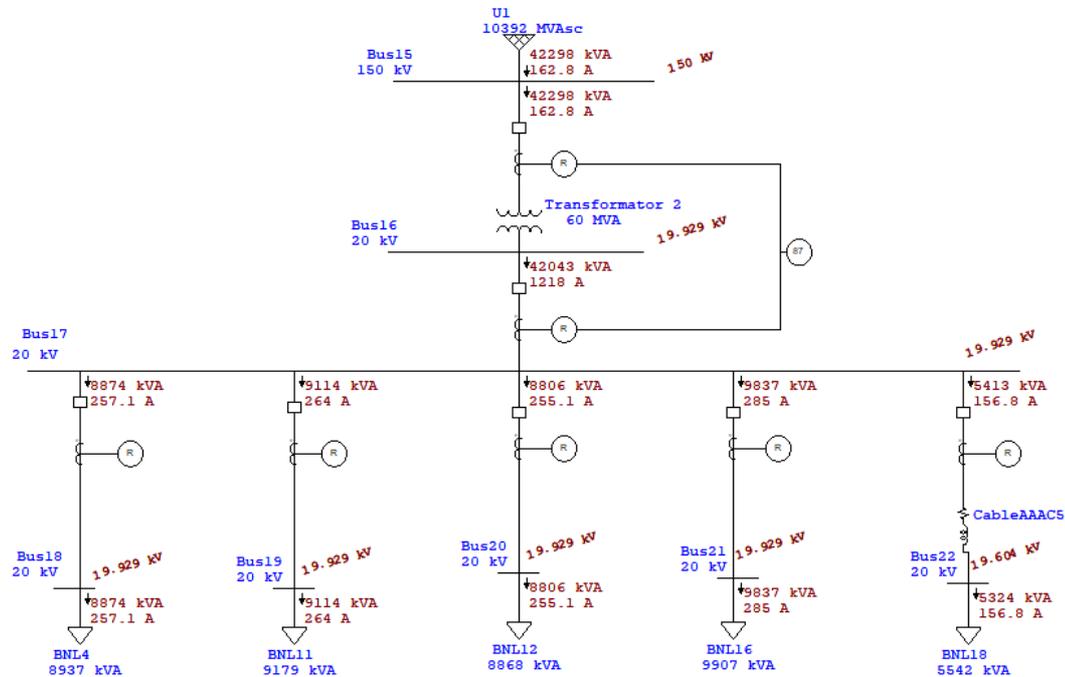
4.10 Simulasi Gangguan Menggunakan *Software* ETAP 12.6

Pada pembahasan ini dilakukan simulasi gangguan yang digunakan untuk koordinasi proteksi penyulang 20kV dan proteksi pelanggan khusus tegangan menengah disini menggunakan *software* ETAP 12.6. Adapun untuk simulasi gangguannya menggunakan fitur short circuit analys dan star protective device coordination dengan cara memberi gangguan (fault insertion) pada bus atau jaringan yang ingin diketahui bagaimana kinerja dari relenya. Dan juga pada simulasi ini terdiri dari simulasi pada jaringan penyulang dan pada jaringan incoming 20 kV, dari simulasi gangguan tersebut dapat diketahui bagaimana kinerja dari relenya, apakah mampu bekerja dengan baik jika terjadi gangguan yang dapat merusak peralatan dan begitu pula sebaliknya sebaliknya tidak akan bekerja jika tidak terjadi gangguan pada jaringan.

4.11 Simulasi Kerja Rele Over Curret Relay Dan Differential Relay Menggunakan *Software* ETAP 12.6

Pada pembahasan tugas akhir ini akan dilakukakan simulasi bagaimana cara kerja dari rele differensial dan rele overcurrent dengan menggunakan *software* ETAP 12.6 untuk menghindari ketika terjadi gangguan-gangguan yang dapat merusak peralatan listrik khususnya pada transformator daya dan jaringan listrik yang mana dapat mengganggu kehandalan dalam sistem pendistribusian energi listrik kepada beban-beban dan memiliki biaya yang cukup mahal untuk perbaikan serta untuk meminimalisir gangguan yang akan terjadi seperti arus gangguan hubung singkat, sehingga perlu diketahui gambaran simulasi kerja dari komponen proteksi dan pendukungnya yang dapat dilakukan dengan menggunakan *software* ETAP 12.6 untuk memastikan faktor kehandalan dari rele-rele tersebut, dalam hal ini biasa dilakukan oleh perancang atau engineering sebelum melakukan pemasangan dan pengaturan langsung dilapangan agar peralatan sistem proteksi dapat bekerja dengan baik.

4.11.1 Simulasi Keadaan Normal



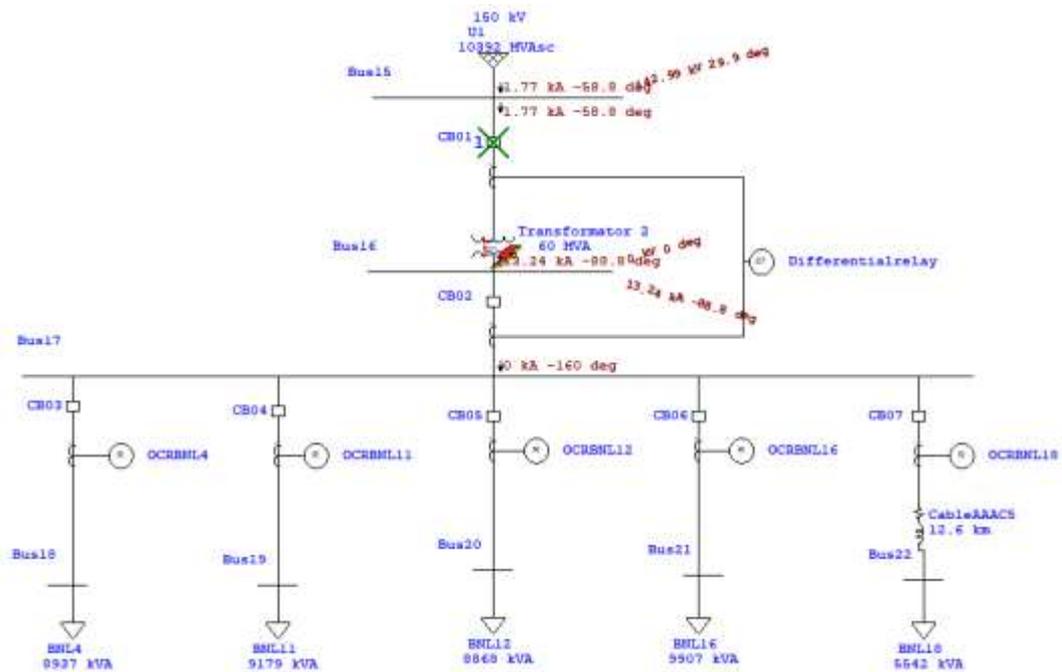
Gambar 4. 6 Simulasi Proteksi Relé Diferensial dan Relé Overcurrent Keadaan Normal

Berdasarkan simulasi diatas dilakukan run load flow analysis dari *software* ETAP 12.6 untuk mengetahui arus menuju beban dan daya beban dalam keadaan normal. Pada kondisi ini tidak ada terjadi gangguan seperti hubung singkat, arus yang mengalir dalam keadaan normal dimana keadaan relé *differential* tidak ada gangguan didalam zona proteksinya yaitu dalam kondisi aman atau tidak bekerja ($I_1 = I_2$) dan relé *overcurrent* juga dalam kondisi normal tidak ada arus melewatinya yang melebihi dari settingnya maka dalam kondisi tidak bekerja sehingga suplai daya listrik menuju beban atau konsumen berjalan secara normal.

Tabel 4. 26 Data simulasi OCR dan Diffrential Relay Keadaan Normal

| No | Variabel | Bus15 | Bus16 | Bus17 | Bus18 | Bus19 | Bus20 | Bus21 | Bus22 |
|----|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | Tegangan (kV) | 150 | 19,92 | 19,92 | 19,92 | 19,92 | 19,92 | 19,92 | 19,6 |
| | Arus (A) | 162,8 | 1218 | 1218 | 257,1 | 264 | 255,1 | 285 | 156,8 |

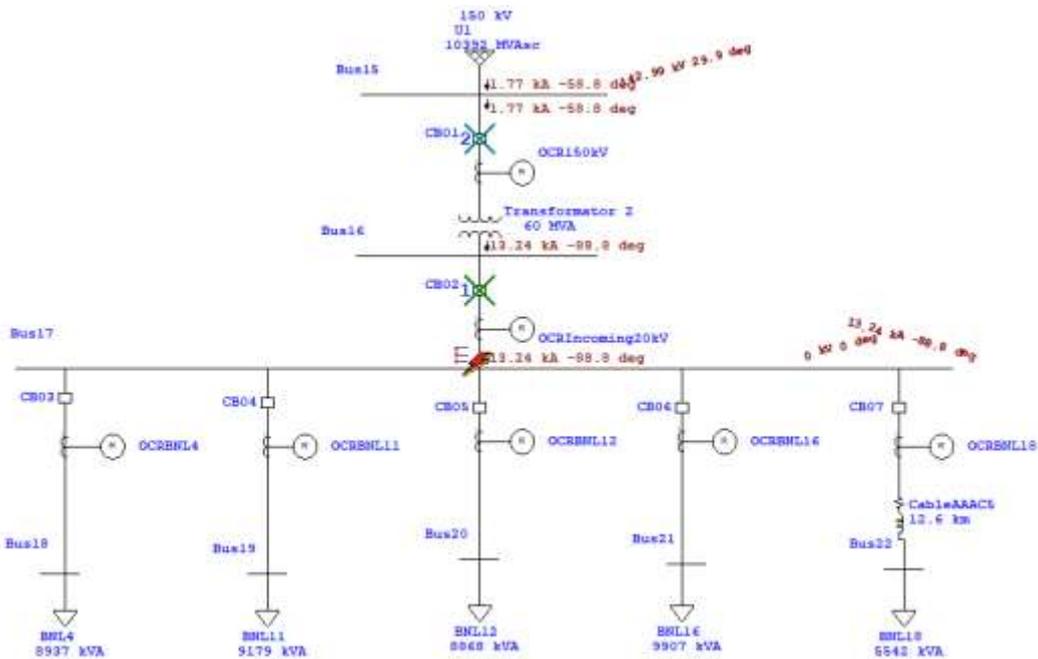
4.11.2 Simulasi Proteksi Hubung Singkat didalam Zona Proteksi *Differential Relay*



Gambar 4. 7 Simulasi Hubung Singkat didalam Zona Proteksi Differential Relay

Berdasarkan simulasi diatas pada differential relay telah disetting waktunya, dihubungkan dengan CT01 dan CT02 yang keduanya dihubungkan dengan relay tersebut sebagai pengukuran untuk menurunkan arus sesuai dengan arus kerja rele differential, sehingga ketika merasakan atau terjadi gangguan hubung didalam zona proteksinya dan terjadi ketidakseimbangan arus pada daerah peralatan trafo maka relay akan memberikan perintah kepada CB01 untuk trip. Pada gambar diatas terlihat terdapat Ifault sebesar 13,24 kA dimana ketika dihitung Ifaultrelay didapat $13240 \times (1 / 2000) = 6,62A$, maka dari hasil perhitungan didapat yaitu: $I_2 = (6,62 / 0,87) = 7,6 A$ dan $I_1 = 0,77 A$ sehingga arus differential ($I_d = 7,6 - 0,77 = 6,83 A$) maka terbaca pada relay melebihi dari setting sedangkan arus differential setting 0,3 A dan relay memberi perintah CB untuk trip pada waktu yang telah disetting yaitu 0,044 detik, sehingga tidak ada tegangan dan arus gangguan yang diberikan lagi kepada transformator yang dapat merusak komponen tersebut dikarenakan sudah diamankan.

4.11.3 Simulasi Proteksi Overcurrent Relay Sisi Incoming

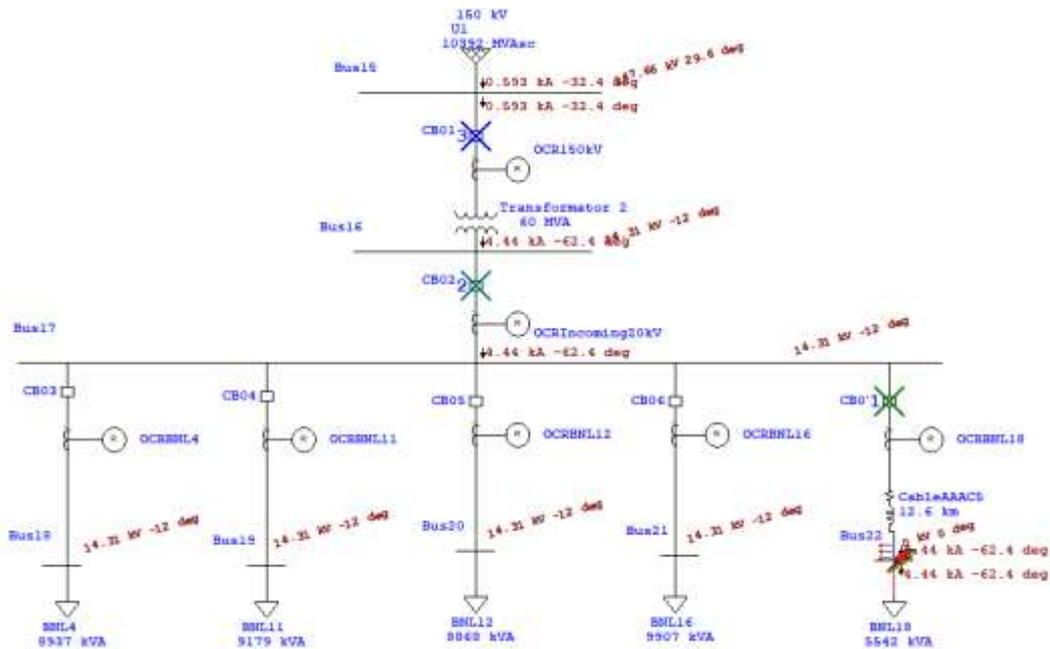


Gambar 4. 8 Simulasi Proteksi OCR Sisi Incoming

Berdasarkan gambar simulasi diatas ketika diberikan gangguan hubung singkat pada bagian sisi incoming dengan nilai arus gangguan sebesar 13,24 kA maka nilai yang terbaca pada OCR didapat dengan membagi dengan ratio CT yaitu $13240 / (2000/1) = 6,62$ A sehingga OCR yang terdekat dan berfungsi untuk memproteksi penyulang dimana nilai arus telah melebihi dari nilai setting relay tersebut yaitu 1,04 A, maka OCR akan memberikan perintah kepada CB02 untuk melakukan trip, dimana kondisi CB yang sebelumnya dalam keadaan close (tertutup) kemudian ketika gangguan mendapat perintah dari relay berubah menjadi open (terbuka) dengan waktu kerja rele adalah 0,7 detik sehingga jaringan penyulang tersebut dapat diamankan dari kerusakan akibat arus lebih dan jaringan penyulang lain masih dapat beroperasi dengan baik normal, tetapi ketika arus gangguan yang terjadi melebihi dari nilai setting CB02 dan tidak sepenuhnya memutus arus gangguan maka selanjutnya relay OCR150kV juga merasakan gangguan arus lebih sehingga memberi perintah kepada CB01 yang diletakkan didekat dengan sisi 150kV untuk trip dengan waktu kerja relay 1,1 detik yaitu lebih

lambat dari OCRIncoming20kV, sehingga arus gangguan dapat diputus dan tidak menyebabkan kerusakan komponen.

4.11.4 Simulasi Proteksi Backup Overcurrent Relay Sisi Penyulang BNL18



Gambar 4. 9 Simulasi Proteksi OCR Sisi Penyulang BNL18

Berdasarkan gambar simulasi diatas dapat diketahui bahwa ketika diberikan gangguan hubung singkat sebesar 4,44 kA maka nilai yang terbaca pada OCR didapat dengan membagi dengan ratio CT yaitu $4,44 \times (800/5) = 27,7 \text{ A}$, sehingga OCR yang terdekat dan berfungsi untuk memproteksi penyulang dimana nilai arus telah melebihi dari nilai setting relay tersebut yaitu 3 A sehingga relay tersebut merasakan dan membaca besarnya gangguan yang terjadi selanjutnya relay tersebut akan memberikan perintah kepada CB07 untuk bekerja atau trip. Tetapi ketika nilai gangguan yang terjadi melebihi dari nilai setting CB06 dan tidak sepenuhnya memutuskan arus gangguan maka selanjutnya relay OCRIncoming20kV juga merasakan gangguan arus lebih sehingga memberi perintah kepada CB02 yang diletakkan didekat dengan sisi penyulang untuk trip yang tadinya kondisi awal close menjadi open sehingga arus gangguan dapat diputus dan tidak ada lagi tegangan yang mengalir dan untuk pengaturan setting waktu kerja rele sisi penyulang harus lebih cepat dari waktu kerja rele sisi incoming. Karena ketika terjadi gangguan

saat CB07 dengan waktu kerja relay 0,3 detik dan tidak mampu mengatasi arus gangguan maka CB02 akan bekerja untuk triptkan jaringan karena telah disetting dalam waktu kerja relay 0,7 detik, lebih lambat dari setting waktu CB06. Namun jika tetap tidak mampu mengatasi arus gangguan maka CB01 akan bekerja untuk memutus arus gangguan karena telah disetting dalam waktu kerja relay 1,1 detik, lebih lambat dari setting waktu CB07 dan CB02 sehingga peralatan listrik menjadi aman dari kerusakan .