

## **BAB IV**

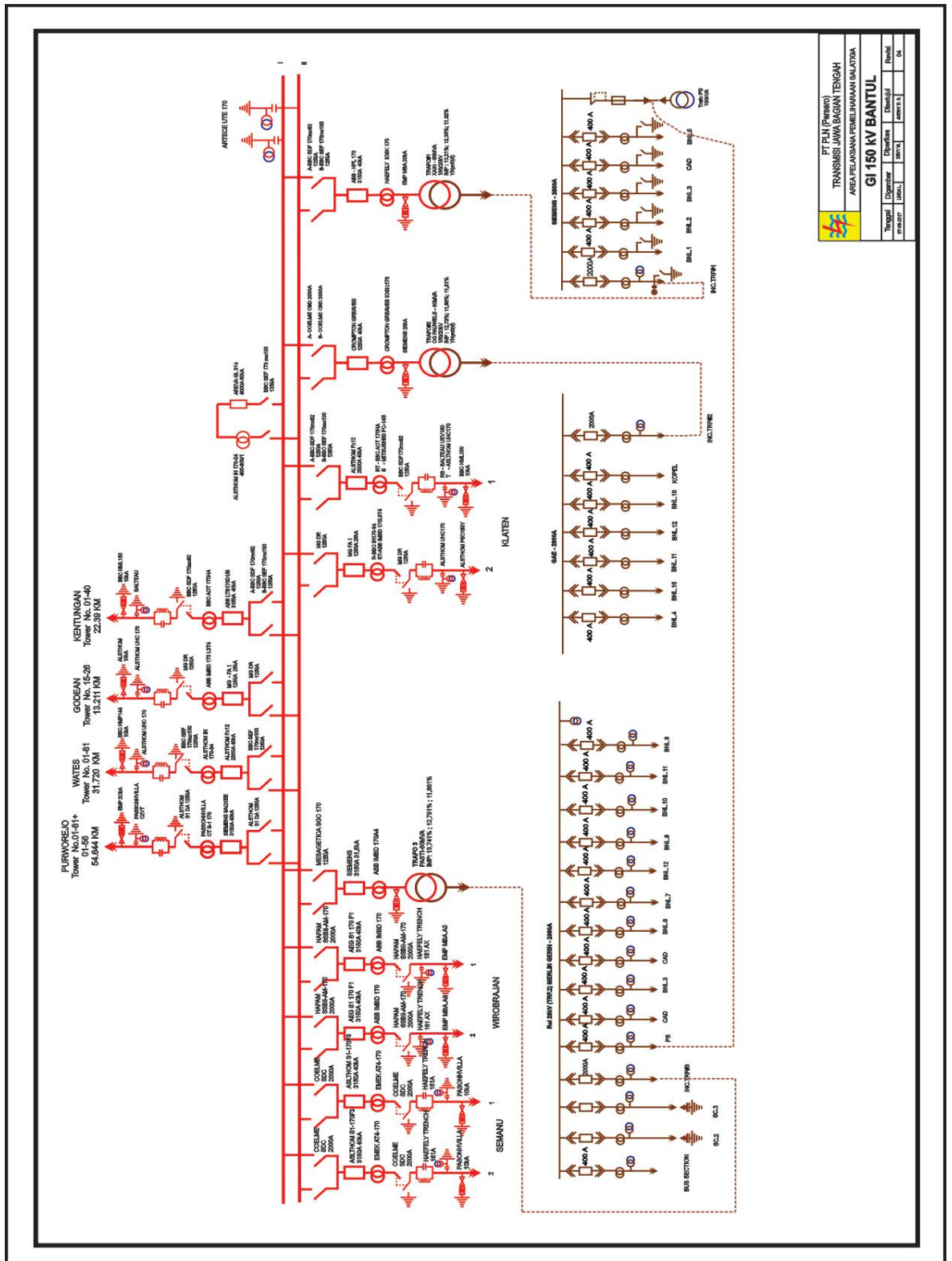
### **PEMBAHASAN**

#### **4.1 Gardu Induk Bantul 150 KV**

Gardu Induk Bantul 150 KV terletak di Jogja, Yogyakarta merupakan salah satu gardu induk pasangan luar dengan tegangan 150/20 KV dimana tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan tegangan sisi sekunder sebesar 20 kV dengan pembagian konsumsi daya yaitu besar besar tegangan ini akan disalurkan ke konsumen. Disebut gardu induk pasangan luar karena peralatan berada diluar ruangan atau terbuka.

Pada Gardu Induk Bantul 150 KV dilengkapi 3 buah transformator daya untuk memenuhi kebutuhan konsumsi energi listrik pada daerah tersebut, dimana kapasitas daya trafo pada ketiga trafo yaitu trafo I, trafo II dan trafo III tersebut masing-masing memiliki spesifikasi daya trafo adalah 60 MVA pada masing-masing trafo yang terpasang pada Gardu Induk Bantul 150 KV.

Gardu Induk Bantul 150 KV di trafo II dengan 8 penyulang dimana 8 penyulang tersebut yang dioperasikan mempunyai sebuah koordinasi sistem proteksi terhadap relay yang digunakan, bermacam dan jenis relay yang terpasang tiap penyulang dan relay-relay yang terpasang di sebuah jaringan.



PT PLN (Persero)			
TRANSMISI JAWA BANGUN TENGAH			
AREA PELAKSANAAN PELELEH HAPKAN BALATIGA			
<b>GI 150 KV BANTUL</b>			
Tanggal	Dibuat	Revisi	Revisi
01/11/2014	01/11/2014	01/11/2014	01/11/2014

Gambar 4.1 Single Diagram di Gardu Induk Bantul.

## 4.2 Transformator Daya

Pada Gardu Induk Bantul 150 KV memiliki 3 transformator dengan spesifikasi trafo dengan kapasitas yang sama, dimana trafo I, II, dan III memiliki spesifikasi sama yang disesuaikan dengan kebutuhannya. Dibawah ini merupakan spesifikasi trafo II yang digunakan di Gardu Induk Bantul 150 KV antara lain:

Tabel 4.1 Spesifikasi Transformator II

Transformator II – 60 MVA	
Merk	Pauwels Trafo
Serial Number	3011120090
Tahun	2013
Nominal Rating	36/60 MVA
Frekuensi	50 Hz
Short Circuit 150 kV	31,5 kA
Short Circuit 20 kV	16 kV
Impedansi	12,73 %
Tegangan Primer	150 kV / 230,9 A
Tegangan Sekunder	20 kV / 1732 A
Vector Grup	YNyn0 (d)
Nilai Rn	0,3

Transformator II yang ada pada Gardu Induk Bantul 150 kV adalah transformator dengan merk Pauwels Trafo. Transformator II mempunyai kapasitas sebesar 60 MVA dan mempunyai nilai impedansi sebesar 12,73 %. Arus nominal sisi primer transformator sebesar 230,9 A dan arus nominal sisi sekunder transformator sebesar 1732 A. Nilai arus hubung singkat pada sisi 150 kV adalah 31,5 kV dan nilai arus hubung singkat pada 20 kV adalah sebesar 16 kA. Dari data dari transformator II di Gardu Induk Bantul dipergunakan untuk perhitungan

impedansi sumber, impedensi penyulang, arus hubung singkat, dan penyetelan *setting* pada relay OCR sebagai proteksi beban berlebih.

#### 4.3. *Over Current Relay* pada Jaringan di Gardu Induk Bantul 150 kV

*Over Current Relay* (OCR) atau relay arus lebih mempunyai fungsi sebagai pengaman peralatan atau sebagai cadangan dan juga sebagai pemutus suatu jaringan apabila terjadi gangguan hubung singkat atau arus berlebih dimana nilai arus melebihi nilai yang di *setting* pada peralatan yang telah ditetapkan sebelumnya.

Tabel 4.2 Spesifikasi OCR ke Sisi Penyulang

No	Proteksi	Merk	Type	Rasio CT
1	OCR 20 kV	ALSTOM	P142	2000/5
2	OCR Penyulang	GE	MULTILIN	400/5

Pada sistem proteksi transformator di Gardu Induk Bantul 150 kV terdapat sistem pengaman relay OCR pada bagian 20 kV dengan merk Alstom dan type P142. Rasio dari relay OCR 20 kV adalah 2000/5. Sedangkan pada OCR penyulang dengan *merk* GE dan *type* MULTILIN dengan rasio CT 400/5.

#### 4.4. Data Setting Relay OCR (*Over Current Relay*) di Gardu Induk Bantul 150 KV

*Setting relay* dimana terdiri dari beberapa rasio trafo yang digunakan masing-masing relay, pada setting nilai waktu dan nilai arus ( $I >$ ) yang di tunjukkan pada tabel 4.2. pada *setting* relay di sisi incoming atau sisi 20 kV adalah 1.00 Ampere dengan setting waktu sebesar 0.25 detik dan terakhir pada sisi penyulang *setting relay* arusnya 0,8 Ampere dengan waktu setting sebesar 1,2 detik.

Tabel 4.3 Data *Setting* Relay disisi *Incoming* Gardu Induk Bantul

Relay di sisi Incoming 20 kV				
Relay	Arus	Rasio CT	Karakteristik Invers	
			Iset	Tms
OCR I>	9000	2000/5	0,92	0,36

Tabel 4.4 Data *Setting* Relay disisi Penyulang Gardu Induk Bantul

Relay di sisi Penyulang				
Relay	Arus	Rasio CT	Karakteristik Invers	
			Iset	Tms
OCR I>	5100	400/5	1,75	0,25

Nilai *Setting* relay terdiri dari beberapa rasio transformator yang digunakan dimasing –masing relay, pada nilai setting waktu dan nilai arus (I>). Pada setting relay disisi *incoming* atau disisi 20 kV (Iset) yaitu 0,92 ampere dengan setting waktu (Tms) 0,36 detik. Sedangkan nilai setting relay disisi penyulang arusnya (Iset) sebesar 1,75 ampere dengan setting waktu (Tms) 0,24 detik.

#### 4.5. Data Konduktor pada Jaringan Penyulang Gardu Induk Bantul 150 kV Transformator II

Tabel 4.5 Data Kabel Panjang Jenis Penghantar GI Bantul

Jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Panjang Jaringan
AAAC	240 mm <sup>2</sup>	6,13 km

Jenis penghantar dari gardu induk Bantul 150 kV pada transformator II yang menghantar ke jaringan distribusi di sisi penyulang BNL 16 yaitu penghantar

konduktor jenis AAAC yang mempunyai diameter sebesar 240 mm<sup>2</sup> dengan panjang jaringan 6,13 km.

Tabel 4.6 Tabel Impedansi Jenis Penghantar di GI Bantul

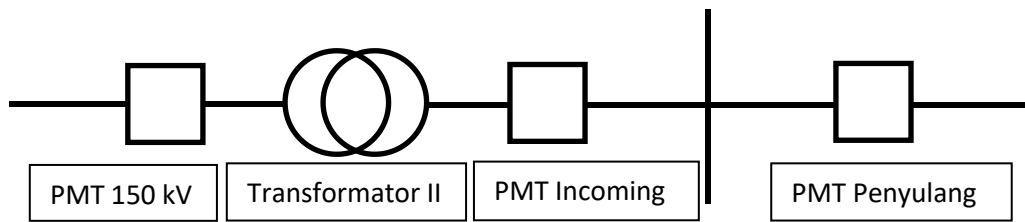
Jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Urutan Positif / Negatif	Urutan Nol
AAAC	240 mm <sup>2</sup>	0,1344+j0,3158	0,2824+j1,6034

Data penghantar diatas merupakan data yang akan digunakan sebagai perhitungan yang akan digunakan untuk penelitian. Data yang akan digunakan untuk perhitungan yaitu data dari nilai impedansi urutan positif atau negatif pada bagian konduktor 3 fasa dan nilai impedansi urutan nol antara fasa ke netral. Data ini digunakan sebagai perhitungan untuk mengetahui terjadinya sebuah arus gangguan yang terjadi di jaringan.

#### 4.6. Perhitungan dan Analisis

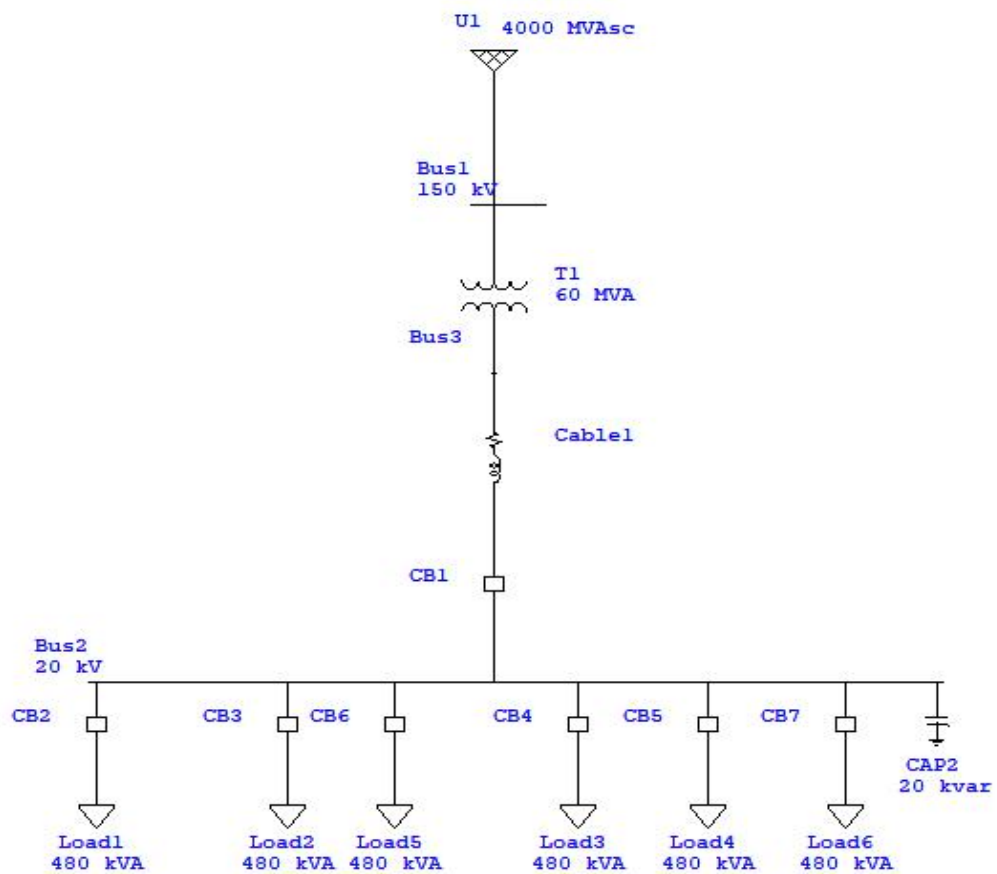
Pada sistem tenaga listrik dibutuhkan pengaman yang baik sehingga biasanya ada pembatas antara bagian agar terkoordinasi dengan baik, pembatas ini biasanya CB/PMT dimana memiliki sebuah wilayah atau bagian sendiri yang harus diamankan dengan memasang relay proteksi di setiap bagian tersebut.

Ketika terjadi gangguan atau keadaan abnormal pada sebuah jaringan, sehingga relay mendeteksi dan mengirimkan sinyal untuk bekerja mendeteksi sebuah gangguan ke PMT untuk melakukan sebuah trip. Adapun tujuannya sistem proteksi ini adalah sebagai pengaman atau pelindung wilayah yang dilindungi supaya dapat memperkecil daerah gangguan yang telah terjadi akibat gangguan.



Gambar 4.2 Penempatan OCR pada Jaringan di Gardu Induk

Pada gambar diatas menjelaskan tentang rangkaian atau saluran jaringan listrik di gardu induk Bantul 150 kV yang dioperasikan dari PMT yang tegangan 150 kV ke transformator II menuju PMT penyulang 20 kV.



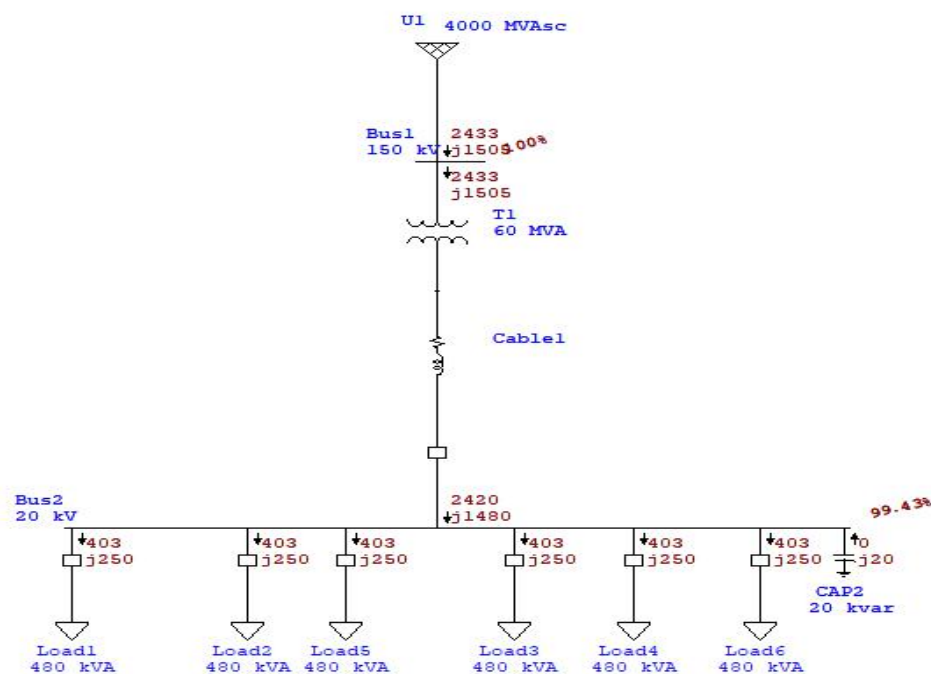
Gambar 4.3 Penyulang Gardu Induk Bantul

#### 4.6.1. Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat Arus Lebih

Adapun beberapa gangguan hubung singkat arus lebih pada suatu jaringan dapat berupa:

1. Gangguan hubung singkat 3 fasa
2. Gangguan hubung singkat 2 fasa
3. Gangguan hubung singkat 1 fasa - ground

Pada perhitungan gangguan hubung singkat berdasarkan dari panjang penyulang, dimisalkan ketika terjadi gangguan hubung singkat terjadi pada bagian penyulang KNT 02 di area titik 25%, 50%, 75%, dan 100% dengan panjang penyulang 6,49 KM.



Gambar 4.4 Single Line Diagram Beban Tambah Capacitor



#### 4.6.2. Menghitung Impedansi Sumber

Data hubung singkat di bagian bus primer (150 kV) pada Gardu Induk Bantul adalah sebesar 4156,92 MVA, dimana nilai ini didapat dari perhitungan di bawah ini:

Yaitu :

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

Keterangan :

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

V : Tegangan pada sisi primer (kV)

I : Arus hubung singkat 20kV (kA)

V : Tegangan pada sisi primer (kV)

Sehingga didapat perhitungan di bawah ini:

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 perhitungan diatas maka diperoleh nilai impedansi sumber sebesar 8183,94 MVA. Dan cara menghitung untuk memperoleh hasil nilai impedansi sumber (150 kV) sebagai berikut :

$$Z_s = \frac{Kv(Sisi Primer Trafo)^2}{SC(Short Circuit)MVA}$$

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

$$Z_s = 5,41 \text{ Ohm}$$

Untuk menghitung nilai impedansi sisi sekunder (20 kV) sebagai berikut :

$$Z_s = \frac{kV(\text{SisiSekunderTrafo})^2}{SC(\text{ShortCircuit})} \times Z_{s\text{Primer}}$$

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

$$Z_s = 0,097\Omega$$

#### 4.6.3. Menghitung Reaktansi Pada Trafo 2

Untuk memperoleh nilai dari reaktansi di transformator II dengan kapasitas 60 MVA, di gardu induk Bantul 150 kV dengan nilai impedansi transformator II sebesar 12,73 %, maka akan dibuat perhitungan dengan nilai ohm dalam skala 100 %. Jadi perhitungannya sebagai berikut :

$$Z_t = \frac{kV(\text{sisibus})^2}{MVA\text{trafo}} \times Z_{pu}$$

$$Z_t = \frac{20^2}{60} \times 12,37\%$$

$$Z_t = 0,849 \text{ Ohm}$$

Di gardu induk Bantul transformator dayanya menggunakan hubungan YNyn0, sehingga nilai dari  $Z_{t0}$  memiliki nilai antara 9 sampai 14.  $Z_{t1}$ . Didalam perhitungan dengan menggunakan nilai  $Z_{t0}$  lebih kurang 10.  $Z_{t1}$ . Sehingga perhitungannya untuk mendapatkan nilai reaktansi urutan nol sebagai berikut :

$$Z_{t0} = 10 \times 0,849 = 8,49 \Omega$$

#### 4.6.4. Menghitung Impedansi Pada Penyulang

Dari penelitian yang telah dilakukan di gardu induk Bantul 150 kV maka diperoleh data penghantar konduktor dengan menggunakan penghantar jenis

AAAC. Dengan diameter penghantar konduktor jenis AAAC sebesar 240 mm<sup>2</sup>. Dan panjang penghantar yang digunakan di gardu induk Bantul di sisi penyulang BNT 4 yaitu 6,13 km dan panjang penghantar yang digunakan di sisi penyulang BNT 16 yaitu 10,45 km. Sehingga untuk mencari nilai impedansi pada penyulang maka nilai di penyulang untuk lokasi dengan gangguan dibagi dengan jarak 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%, dengan panjang jaringan 6,13 km pada penyulang BNT 4 dan 10,45 pada penyulang BNT 16. Sehingga perhitungannya dapat dihitung sebagai berikut :

a. Urutan Positif dan Negatif

Tabel 4.7 Nilai Impedansi pada Penyulang BNT 4 Urutan Positif dan Negatif

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 \times (0,1344 + j 0,3158)$	0
25%	1,5325	$1,5325 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,2060 + j 0,4840$
50%	3,065	$3,065 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,4119 + j 0,9679$
75%	4,5975	$4,5975 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,6179 + j 1,4519$
100%	6,13	$6,13 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,8239 + j 1,9359$

Tabel 4.8 Nilai Impedansi pada Penyulang BNT 16 Urutan Positif dan Negatif

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 \times (0,1344 + j 0,3158)$	0
25%	2,613	$2,613 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,3512 + j 0,825$
50%	5,225	$5,225 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$0,7022 + j 1,65$
75%	7,838	$7,838 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$1,0534 + j 2,475$
100%	10,45	$10,45 \times (0,1344 + j 0,3158)$	$1,4045 + j 3,3$

## b. Urutan Nol

Tabel 4.9 Nilai Impedansi pada Penyulang BNT 4 Urutan Nol

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 \times (0,2824 + j 1,6034)$	0
25%	1,5325	$1,5325 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$0,4328 + j 2,4572$
50%	3,065	$3,065 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$0,8656 + j 4,9144$
75%	4,5975	$4,5975 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$1,2983 + j 7,3716$
100%	6,13	$6,13 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$1,7311 + j 9,8288$

Tabel 4.10 Nilai Impedansi pada Penyulang BNT 16 Urutan Nol

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 \times (0,2824 + j 1,6034)$	0
25%	2,613	$2,613 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$0,7379 + j 4,1897$
50%	5,225	$5,225 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$1,4755 + j 8,3778$
75%	7,838	$7,838 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$2,2134 + j 12,5674$
100%	10,45	$10,45 \times (0,2824 + j 1,6034)$	$2,951 + j 16,7555$

#### 4.6.5. Perhitungan Impedansi Ekuivalen Jaringan

Untuk memperoleh nilai impedansi jaringan maka dilakukan perhitungan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Z_{1eq} = Z_{2eq} &= Z_s \text{ (sisi 20 kV)} + Z_t + Z_1 \text{ penyulang} \\ &= j 0,097 + j 0,849 + Z_1 \text{ penyulang} \\ &= j 0,946 + Z_1 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Gangguan dimisalkan terjadi pada lokasi dititik 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang BNT 4 yaitu 6,13 km dan panjang penyulang BNT 16 yaitu 10,45 km , maka  $Z_{1eq}$  ( $Z_{2eq}$ ) yang diperoleh menjadi berikut :

Tabel 4.11 Nilai Impedansi Ekuivalen  $Z_{1eq}$  ( $Z_{2eq}$ ) pada Penyulang BNT 4

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 + j 0,946$	$0 + j 0,946$
25%	1,5325	$0,2060 + j 0,4840 + j 0,946$	$0,2060 + j 1,430$
50%	3,065	$0,4119 + j 0,9679 + j 0,946$	$0,4119 + j 1,9139$
75%	4,5975	$0,6179 + j 1,4519 + j 0,946$	$0,6179 + j 2,3979$
100%	6,13	$0,8239 + j 1,9359 + j 0,946$	$0,8239 + j 2,8819$

Tabel 4.12 Nilai Impedansi Ekuivalen  $Z_{1eq}$  ( $Z_{2eq}$ ) pada Penyulang BNT 16

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_1$ dan $Z_2$ ( $\Omega$ )
0%	0	$0 + j 0,946$	$0 + j 0,946$
25%	2,613	$0,3512 + j 0,825 + j 0,946$	$0,3512 + j 1,771$
50%	5,225	$0,7022 + j 1,65 + j 0,946$	$0,7022 + j 2,596$
75%	7,838	$1,0534 + j 2,475 + j 0,946$	$1,0534 + j 3,421$
100%	10,45	$1,4045 + j 3,3 + j 0,946$	$1,4045 + j 4,246$

Kemudian mencari nilai  $Z_{0eq}$  dengan perhitungannya sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Z_{0eq} &= Z_{0t} + 3 R_n + Z_0 \text{ penyulang} \\ &= j 8,49 + (3 \times 0,3) + Z_0 \text{ penyulang} \\ &= 0,9 + j 8,49 \end{aligned}$$

Gangguan dimisalkan terjadi pada lokasi dititik 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang 6,13 km, maka  $Z_{0eq}$  yang diperoleh menjadi berikut :

Tabel 4.13 Nilai Impedansi Ekvivalen  $Z_0$  pada penyulang BNT 4

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_0$
0%	0	$0 + 0,9 + j 8,49$	$0,9 + j 8,49$
25%	1,5325	$0,4328 + j 2,4572 + 0,9 + j 8,49$	$1,3328 + j 10,9472$
50%	3,065	$0,8656 + j 4,9144 + 0,9 + j 8,49$	$1,7656 + j 13,4044$
75%	4,5975	$1,2983 + j 7,3716 + 0,9 + j 8,49$	$2,1983 + j 15,8616$
100%	6,13	$1,7311 + j 9,8288 + 0,9 + j 8,49$	$2,6311 + j 18,3188$

Tabel 4.14 Nilai Impedansi Ekvivalen  $Z_0$  pada penyulang BNT 16

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi $Z_0$
0%	0	$0 + 0,9 + j 8,49$	$0,9 + j 8,49$
25%	2,613	$0,7379 + j 4,1897 + 0,9 + j 8,49$	$1,6379 + j 12,6797$
50%	5,225	$1,4755 + j 8,3778 + 0,9 + j 8,49$	$2,3755 + j 16,8678$
75%	7,838	$2,2134 + j 12,5674 + 0,9 + j 8,49$	$3,1134 + j 21,0574$
100%	10,45	$2,951 + j 16,7555 + 0,9 + j 8,49$	$3,851 + j 25,2455$

#### 4.6.6. Menghitung Arus Gangguan Hubung Singkat

Dari perhitungan yang dilakukan tadi dan mendapatkan nilai impedansi ekivalen berdasarkan titik lokasi gangguan yang terjadi, kemudian melakukan perhitungan untuk mencari nilai arus gangguan hubung singkat yang dapat terjadi dimana menggunakan rumus dasar yaitu ( $I = V/Z$ ), namun kita perlu mengetahui nilai impedansi ekivalen mana yang akan dimasukkan dalam rumus untuk melakukan perhitungan. Perlu dilakukan analisis gangguan hubung singkatnya diantaranya:

Untuk menganalisis arus gangguan hubung singkat maka yang perlu diketahui antara lain: letak terjadinya gangguan hubung singkat, tempat terjadinya gangguan arus lebih di 3 fasa atau 2 fasa, dan jenis gangguan hubung singkat tersebut.

##### a. Perhitungan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Untuk memperoleh nilai dari gangguan hubung singkat 3 fasa maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

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

Keterangan :

I : Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa

V : Nilai tegangan fasa – netral di jaringan 20 kV ( $V_{ph} = 20 \text{ kV}/\sqrt{3}$ )

Z : Nilai impedansi urutan positif ( $Z_{1eq}$ )

Setelah mengetahui rumus maka selanjutnya akan menghitung nilai arus hubung singkat 3 fasa sebagai berikut :

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

$$I = \frac{\frac{20}{\sqrt{3}}}{Z_{1eq}}$$

$$I = \frac{11,547 \text{ kV}}{Z_{1eq}}$$

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

Setelah mengetahui rumus maka selanjutnya akan menghitung nilai arus hubung singkat 3 fasa sebagai berikut :

Tabel 4.15 Tabel Nilai Arus Hubung Singkat 3 Fasa Pada Penyulang BNL 07

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus Gangguan 3 fasa (A)
0%	$11547 / \sqrt{0^2 + 0,946^2}$	12206,13
25%	$11547 / \sqrt{0,2060^2 + 1,430^2}$	7992,32
50%	$11547 / \sqrt{0,4119^2 + 1,9139^2}$	5898,18
75%	$11547 / \sqrt{0,6179^2 + 2,3979^2}$	4663,13
100%	$11547 / \sqrt{0,8239^2 + 2,8819^2}$	3852,39

a. Perhitungan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Setelah melakukan perhitungan arus hubung singkat 3 fasa kemudian melakukan perhitungan arus hubung singkat 2 fasa dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

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

Keterangan :

I : Nilai arus gangguan hubung singkat 2 fasa

V : Nilai tegangan fasa – fasa di jaringan 20 kV ( $V_{ph}$ ) = 20000 V

Z : Nilai impedansi urutan positif ( $Z_{1eq}$ ) dan urutan negatif ( $Z_{2eq}$ )

Setelah mengetahui rumus maka selanjutnya akan menghitung nilai arus hubung singkat 2 fasa sebagai berikut:



$$I = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

$$I = \frac{20kV}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

$$I = \frac{20000V}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

Setelah mengetahui rumus perhitungan maka dihitung arus gangguan 2 fasa dimana perhitungan tersebut sesuai titik lokasi gangguan yang akan dihitung sebagai berikut :

Tabel 4.16 Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa Penyulang BNL07

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus Gangguan 2 fasa (A)
0%	$20000 / 2\sqrt{0^2 + 0,946^2}$	10570,82
25%	$20000 / 2\sqrt{0,2060^2 + 1,430^2}$	6921,56
50%	$20000 / 2\sqrt{0,4119^2 + 1,9139^2}$	5107,98
75%	$20000 / 2\sqrt{0,6179^2 + 2,3979^2}$	4038,39
100%	$20000 / 2\sqrt{0,8239^2 + 2,8819^2}$	3336,27

b. Perhitungan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Selanjutnya menghitung arus hubung singkat 1 fasa ke tanah daengan menggunakan rumus sebagai berikut :

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

Keterangan :

I : Nilai arus urutan nol ( $I_0$ )

V : Nilai tegangan fasa – netral di jaringan 20 kV ( $V_{ph}$ ) =  $20 \text{ kV} / \sqrt{3}$

$Z$  : Nilai impedansi urutan positif ( $Z_{1eq}$ ) dan urutan negatif ( $Z_{2eq}$ ) dan

Nilai impedansi urutan nol ( $Z_{0eq}$ )

Setelah mengetahui rumus maka selanjutnya akan menghitung nilai arus hubung singkat 1 fasa ke tanah sebagai berikut :

$$I = \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

$$I = \frac{3 \times \frac{2000}{\sqrt{3}}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

$$I = \frac{34641,02}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}}$$

Setelah mengetahui rumus perhitungan maka dihitung arus gangguan 1 fasa ke tanah dimana perhitungan tersebut sesuai titik lokasi gangguan yang akan dihitung sebagai berikut :

Tabel 4.17 Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah (*Ground*)

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus Gangguan 1 fasa ke tanah (A)
0%	$\frac{34641,02}{2\sqrt{0^2 + 0,946^2} + \sqrt{0,9^2 + 8,49^2}}$	3321,42
25%	$\frac{34641,02}{2\sqrt{0,2060^2 + 1,430^2} + \sqrt{1,3328^2 + 10,9472^2}}$	2489,02
50%	$\frac{34641,02}{2\sqrt{0,4119^2 + 1,9139^2} + \sqrt{1,7656^2 + 13,4044^2}}$	1986,8
75%	$\frac{34641,02}{2\sqrt{0,6179^2 + 2,3979^2} + \sqrt{2,1983^2 + 15,8616^2}}$	1652,27
100%	$\frac{34641,02}{2\sqrt{0,8239^2 + 2,8819^2} + \sqrt{2,6311^2 + 18,3188^2}}$	1413,83

Berdasarkan perhitungan diatas pada bagian penyulang BNL 16 dengan jarak yaitu 6,13 km maka didapat hasil dari perhitungan arus gangguan hubung singkat dari 3 fasa, arus gangguan hubung singkat 2 fasa, dan arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. Kemudian dapat dibuat perbandingan antara ketiga gangguan hubung singkat yang besar nilai arus gangguan hubung singkat sesuai dengan titik lokasi dari gangguan yang terjadi pada bagian penyulang didalam tabel sebagai berikut :

Tabel 4.18 Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa dan 1 Fas ke Tanah

Panjang Jaringan	Arus Gangguan 3 fasa (A)	Arus Gangguan 2 fasa (A)	Arus Gangguan 1 fasa ke tanah (A)
0%	12206,13	10570,82	3321,42
25%	7992,32	6921,56	2489,02
50%	5898,18	5107,98	1986,8
75%	4663,13	4038,39	1652,27
100%	3852,39	3336,27	1413,83

Berdasarkan tabel diatas dapat diketahui bahwa besar nilai arus gangguan hubung singkat dipengaruhi oleh jarak jaringan atau titik – titik lokasi dari gangguan yang terjadi. Jarak penyulang BNL 16 yaitu 6,13 km dan dibagi menjadi titik – titik lokasi dari 0% sampai 100% yang dapat dilihat arus gangguan dari 0% sampai 100% lebih besar menuju arus gangguan yang besar nilainya lebih kecil. Jadi semakin panjang jarak maka akan semakin sedikit nilai arus hubung singkatnya. Dan dengan kata lain arus gangguan 3 fasa lebih besar dari arus gangguan 2 fasa dan arus gangguan 1 fasa ke tanah.

#### 4.6.7. Aliran Daya tanpa Kapasitor Bank

Simulasi ini dilakukan untuk mengetahui dan mengevaluasi masing-masing profil jaringan distribusi 20 KV penyulang-penyulang Gardu

Induk Bantul yaitu nilai faktor daya, rugi-rugi jaringan serta serta performansinya. Sebelum melakukan simulasi maka diperlukan pengumpulan data teknis dari sistem distribusi tenaga listrik penyulang-penyulang tersebut antara lain data single line diagram, kabel, transformator distribusi dan pembebanannya. Pola operasi yang digunakan adalah operasi beban penuh. Dari pemodelan single line diagram jaringan distribusi, didapat hasil studi aliran daya (*load flow analysis*) seperti pada tabel 4.19

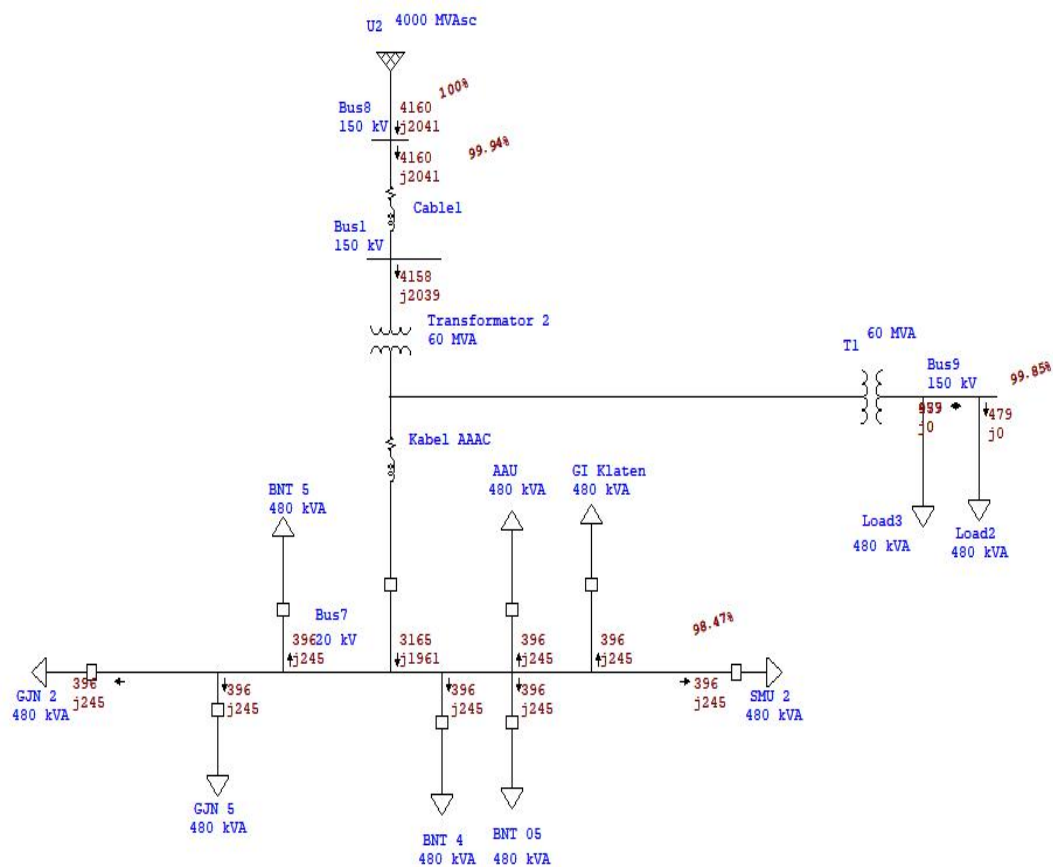
Tabel 4.19 Nilai Faktor Daya dan Rugi-Rugi Daya

PENYULANG	POWER FACTOR	RUGI - RUGI	
		KW	KVar
BNL01 PANGGUNG HARJO	0,841	52	143
BNL02 KEPATIHAN	0,80	23	63
BNL03 GONDOMANAN	0,846	11	63
BNL06 JETIS SELOPAMIORO	0,837	172	372

Simulasi ini dilakukan untuk mengetahui dan mengevaluasi masing-masing profil jaringan distribusi 20 KV penyulang-penyulang Gardu Induk Bantul yaitu nilai faktor daya, rugi-rugi jaringan serta performannya. Sebelum melakukan simulasi maka diperlukan pengumpulan data teknis dari sistem distribusi tenaga listrik penyulang-penyulang tersebut antara lain data single line diagram, kabel, transformator distribusi dan pembebanannya. Pola operasi yang digunakan adalah operasi beban penuh. Dari pemodelan single line

diagram jaringan distribusi, didapat hasil studi aliran daya (load flow analysis) seperti pada gambar 4.3

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa nilai faktor daya pada penyulang-penyulang rata-rata berada dibawah 85%. Dengan nilai power faktor yang rendah akan menyebabkan meningkatnya losses pada jaringan serta nilai tegangan jatuh di ujung jaringan yang cukup besar. Maka untuk mengoptimalkan jaringan penyulang-penyulang tersebut harus dipasang kapasitor bank agar dapat memperbaiki nilai faktor daya menjadi diatas 90% sehingga rugi-rugi losses di jaringan juga akan berkurang.



Gambar 4.5 load flow analysis

#### 4.6.8. Pemasangan Kapasitor pada Penyulang Gardu Induk Bantul.

Dengan adanya perbaikan faktor daya, akan timbul pengurangan kVA yang mengalir pada jaringan. Sehingga pada jaringan tersebut dapat ditambahkan sejumlah kVA sebesar pengurangan kVA yang terjadi. Tambahan kVA ini merupakan selisih antara kVA sebelum dipasang kapasitor dengan kVA setelah dipasang kapasitor. Hasil runing program Etap menunjukkan bahwa pengaruh pemasangan kapasitor Bank pada Bus di penyulang-penyulang dapat memperbaiki faktor daya dan menekan rugi-rugi total dan memperbaiki tegangan jatuh pada ujung jaringan.

Tabel 4.20 Perbandingan rugi-rugi daya

PENYULANG	SEBELUM PEMASANGAN			SESUDAH PEMASANGAN		
	PF %	RUGI KW	RUGI KVar	PF %	RUGI KW	RUGI KVar
BNL01 PANGGUNG HARJO						
BNL02 KEPATIHAN	0,841	52	143	90,8	48	138
BNL03 GONDOMAN AN	0,80	23	63	90,7	20	62
BNL06 JETIS SELOPAMIO RO	0,846	11	63	91	9	62
BNL01 PANGGUNG HARJO	0,837	172	372	90,1	154	350

#### **4.6.9. Analisis Pemasangan Kapasitor Bank.**

Pemasangan bank kapasitor pada penyulang-penyulang di Gardu Induk Bantul dan distribusi akan menekan atau mengurangi biaya yang dikeluarkan PLN akibat rugi-rugi yang terjadi. Biaya yang dapat ditekan tersebut adalah selisih antara biaya yang dikeluarkan PLN untuk membayar rugi-rugi sebelum dipasang kapasitor dengan biaya setelah adanya pemasangan kapasitor selama satu tahun.

Dari tabel 4.3 dapat dilihat bahwa dengan berkurangnya rugi-rugi pada jaringan akibat pemasangan kapasitor bank, maka berarti pihak distribusi PLN dapat melakukan penghematan biaya operasional dalam pelayanannya. Jika diasumsikan nilai jual harga jual 1 kWh adalah Rp. 1,352,00 dan harga jual 1 kVARH adalah sebesar Rp.654,000 maka keuntungan biaya yang yang diperoleh PLN dalam satu tahun karena berkurangnya losses akibat perbaikan faktor daya di jaringan adalah seperti yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini.

Dari kedua tabel tersebut dapat dilihat bahwa dengan pemasangan kapasitor bank di jaringan distribusi, selain dapat meningkatkan nilai faktor daya (dengan ketetapan minimal oleh pihak PLN transmisi 90%) juga dapat menekan rugi-rugi yang terdapat pada jaringan sehingga dapat menekan biaya operasional.

Tabel 4.21 Perkiraan biaya rugi-rugi KWH/tahun

PENYULANG	BIAYA RUGI-RUGI DAYA KWH PERTAHUN (RUPIAH)		SELISIH KWH YANG DAPAT DITEKAN DENGAN PEMASANGAN KAPASITOR
	TANPA KAPASITOR	DENGAN KAPASITOR	
BNL01 PANGGUNG HARJO	846,144	778,752	67,392
BNL02 KEPATIHAN	373,152	324,480	48,672
BNL03 GONDOMANAN	178,464	146,016	32,448
BNL06 JETIS SELOPAMIORO	2,790,528	2,498,496	292,032

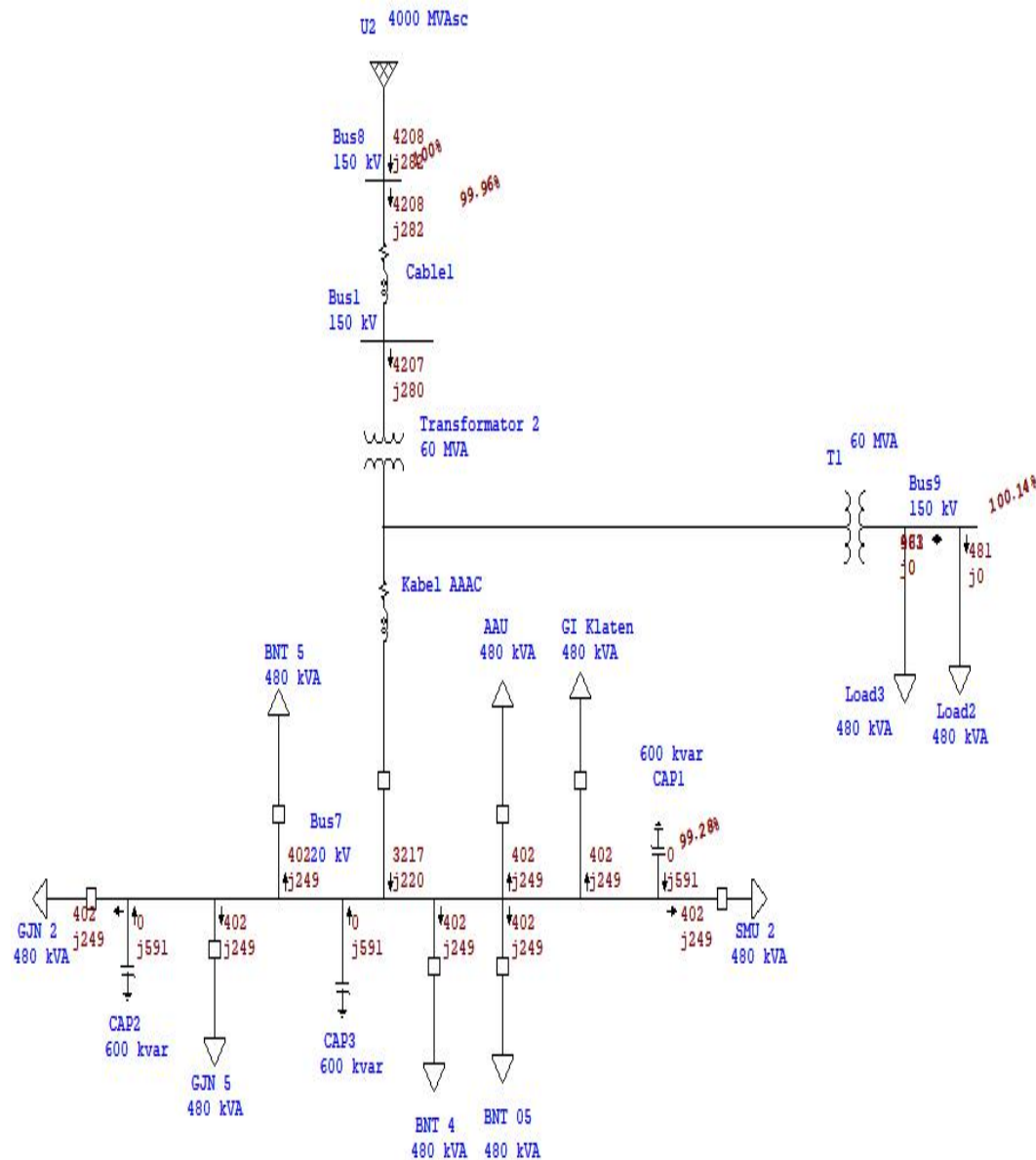


Tabel 4.22 Perkiraan biaya rugi-rugi KWH/tahun yang dapat dikurangi dengan pemasangan Kapasitor Bank

PENYULANG	BIAYA RUGI-RUGI DAYA KVarH PERTAHUN (RUPIAH)		SELISIH KVarH YANG DAPAT DITEKAN DENGAN PEMASANGAN KAPASITOR
	TANPA KAPASITOR	DENGAN KAPASITOR	
BNL01 PANGGUNG HARJO	11,222,640	10,830,240	392,400
BNL02 KEPATIHAN	4,944,240	4,865,760	78,480
BNL03 GONDOMANAN	4,944,240	4,865,760	78,480
BNL06 JETIS SELOPAMIORO	29,194,560	27,468,000	1,726,560

Jika memperhitungkan perbandingan antara nilai investasi pemasangan kapasitor dan keuntungan penekanan biaya rugi-rugi total (KWH+KVARH) dalam satu tahun karena pemasangan kapasitor bank dapat disimpulkan bahwa dengan memasang kapasitor bank pada jaringan 20 KV penyulang Bantul akan dapat mengembalikan nilai investasi dalam jangka waktu satu tahun.

#### 4.6.10. Analisis penempatan kapasitor pada PT.PLN Jogja



Gambar 4.6 Single Line Diagram Etap

Gardu Induk Bantul Yogyakarta. mempunyai 3 (tiga) penyulang (*feeder*) yaitu Panggungharjo. Feeder Kepatihan dan feeder Jetis dengan jumlah transformator sebanyak 175 unit dengan total panjang saluran 150,25 km dan kapasitas total transformator 15280 kVA.

#### 4.6.11. Perhitungan Impedansi

Berdasarkan data kawat AAAC 150 mm<sup>2</sup> dan 70 mm, maka dapat dilakukan perhitungan impedansi saluran pada masing-masing feeder GI bantu dan distribusi Gedong kuning sebagai berikut :

a. Untuk luas penampang AAAC 70 mm<sup>2</sup> Untuk saluran 1 pada feeder Sebang (GH-DRI037)

- Panjang Saluran = 0.4 km
- R = 0.4608 ohm
- X = 0.3572 ohm

Maka impedansinya adalah:

$$\begin{aligned} Z &= R + jX \\ &= \sqrt{R^2 + X^2} \text{ (Panjang Saluran)} \\ &= \sqrt{0,4608^2 + 0,3572^2} (0,4)km \\ &= 0,2332 \text{ Ohm} \end{aligned}$$

Untuk luas penampang AAAC 70 mm<sup>2</sup> Untuk saluran 1 pada feeder Jetis (BNL 05)

- Panjang Saluran = 1.95 km
- R = 0.4608 ohm
- X = 0.3572 ohm

Maka impedansinya adalah:

$$\begin{aligned} Z &= R + jX \\ &= \sqrt{R^2 + X^2} \text{ (Panjang Saluran)} \\ &= \sqrt{0,4608^2 + 0,3572^2} (1,95) \end{aligned}$$

$$= 1,1369 \text{ Ohm}$$

c. Untuk luas penampang AAAC 150 mm<sup>2</sup> Untuk saluran 1 pada feeder Distribusi Gedong Kunng, area bantul (GH-DRI220)

- Panjang Saluran = 0.65 km
- R = 0.2162 ohm
- X = 0.3305 ohm

Maka impedansinya adalah

$$Z = R + jX$$

$$= \sqrt{R^2 + X^2} (\text{Panjang Saluran})$$

$$= \sqrt{0,2162^2 + 0,3305^2} (0,65) \text{ km}$$

$$= 0,2567 \text{ Ohm}$$

#### 4.6.12. Penentuan Lokasi Optimum Kapasitor.

Pada kondisi eksisting besar tegangan terendah pada feeder Imogiri dan Jetis masih berada diatas tegangan regulasi minimum (18 kV) yaitu 18.328 kV pada Trafo DRI258 untuk feeder Sebanga, dan 18.387 kV pada feeder Imogiri sehingga pemasangan kapasitor diutamakan pada feeder Jetis dengan kondisi tegangan terendah sebesar 15.989 kV pada trafo BLT089 dan mempunyai saluran utama terpanjang

#### 4.6.13. Menentukan Tegangan dan Rugi Daya

Untuk masing-masing feeder rugi daya dan tegangan dapat dihitung dengan menggunakan cara-cara sebagai berikut:

Untuk feeder bantu saluran 1

- a. Panjang saluran = 0.65 km
- b. Impedansi Saluran = 0.2332 ohm
- c. Tegangan bus GH = 18.485 kv
- d. Arus Beban = 770 Amps

Jatuh tegangan pada saluran adalah:

$$\Delta V = I \times Z$$

$$\Delta V = 774 \times 0,2332$$

$$\Delta V = 180,4968kV$$

Sehingga tegangan trafo adalah:

$$\begin{aligned} \Delta V_{drop} = V_{bus} - \Delta V &= 18485 - 180,4968 \text{ volt} \\ &= 18304 \text{ volt} = 18,304 \text{ kv} \end{aligned}$$

Dengan menggunakan program etap  $V_{drop} = 18.461 \text{ kV}$

#### 4.6.14. Lokasi Optimum Kapasitor untuk feeder bantu

Diketahui bahwa total daya reaktif yang mengalir pada saluran adalah 4254 kVAr. Faktor kompensasi kapasitor (K) digunakan 60% maka daya reaktif yang disuplai oleh kapasitor adalah:

$$K = \frac{kVAr_{CAP}}{kVAr_{Total}} = 0,6$$

$$\begin{aligned}
 kVAr - CAP &= 0,6 \times kVArTotal \\
 &= 0,6 \times 4254 kVAr \\
 &= 2552,4 kVAr
 \end{aligned}$$

$$S = 1000 \text{ KVA}$$

$$P = 1000 \text{ KVA} \times 0,80 = 800 \text{ KW}$$

$$Q1 = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$Q1 = \sqrt{1000^2 - 800^2}$$

$$Q1 = 600 kVAr$$

Bila satu unit kapasitor 600 kVar, maka kapasitor yang diperlukan adalah:

$$N = \frac{2552,4}{600} = 4,254$$

Dengan panjang saluran total (saluran utama) pada feeder bantu 56 km, maka penempatan kapasitor adalah:

Kapasitor 1:

$$\begin{aligned}
 X1 &= \left[ 1 - \frac{(2 \times 1 - 1)}{2 \times 4} \times 0,6 \right] \times 56 km \\
 &= \left[ 1 - \left( \frac{1}{8} \right) \times 0,6 \right] \times 56 km \\
 &= 51,80 \text{ km}
 \end{aligned}$$

Kapasitor 2:

$$X2 = \left[ 1 - \frac{(2 \times 2 - 1)}{2 \times 4} \times 0,6 \right] \times 56 km$$

$$= \left[ 1 - \left( \frac{3}{8} \right) \times (0,6) \right] \times 56 \text{ km}$$

$$= 43,40 \text{ km}$$

Kapasitor 3:

$$X3 = \left[ 1 - \frac{(2 \times 3 - 1)}{2 \times 4} \times 0,6 \right] \times 56 \text{ km}$$

$$= \left[ 1 - \left( \frac{5}{8} \right) \times (0,6) \right] \times 56 \text{ km}$$

$$= 35 \text{ km}$$

Dengan memasukan 3 x 600 kVar kapasitor pada kondisi seimbang (eksisting) menggunakan program ETAP versi 12.6.0, maka diperoleh tegangan terima pada setiap trafo dan rugi daya pada saluran. Tegangan pada setiap bus dan total rugi daya pada saluran untuk kondisi eksisting dan kondisi setelah pemasangan 3 unit kapasitor dengan kapasitas kapasitor 600 kVAr pada *feeder* BNL05