

BAB IV PEMBAHASAN

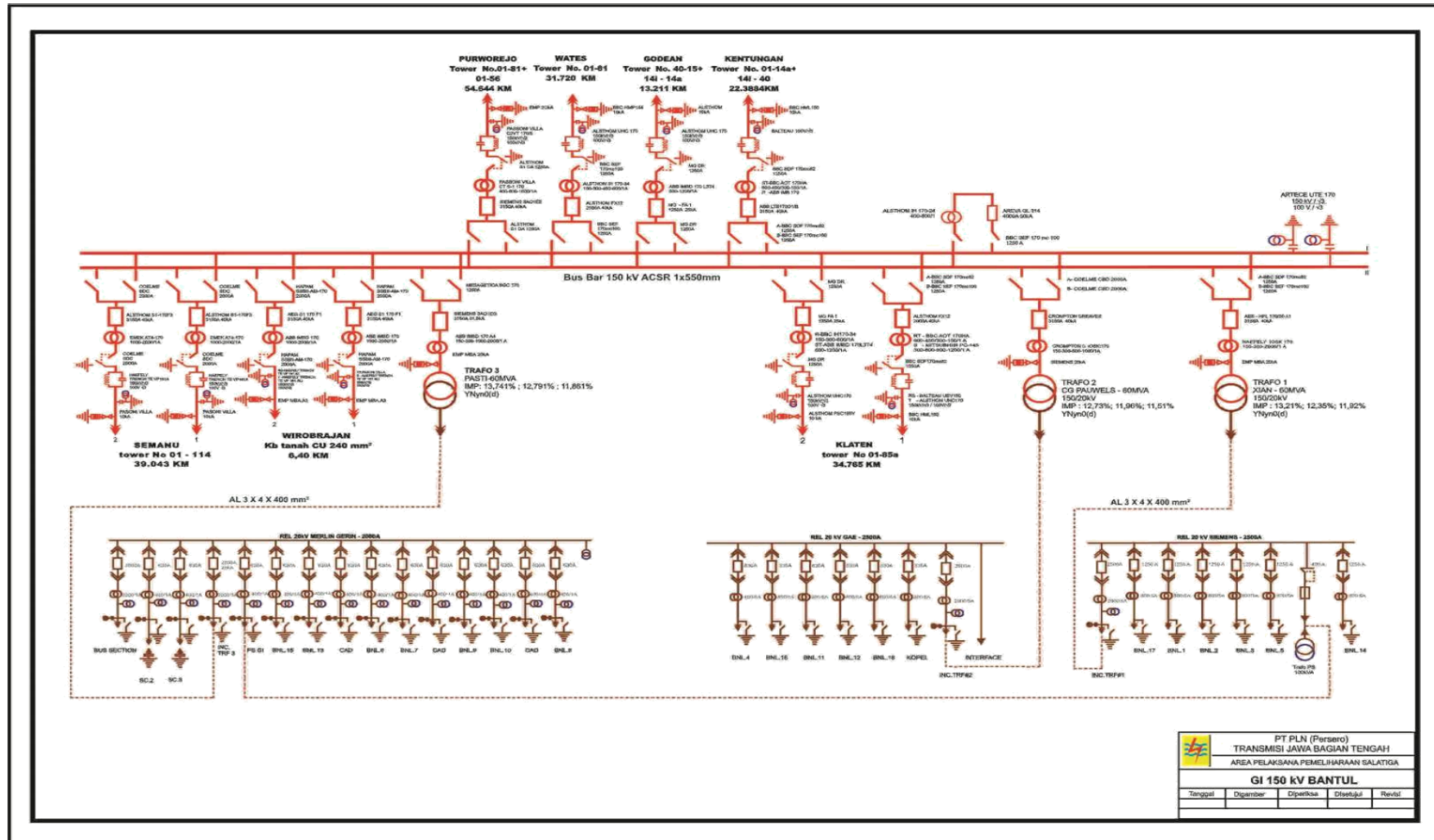
4.1 Single Line Diagram PLN ULTG Yogyakarta

Pada *Single Line Diagram* (SLD) PLN ULTG Yogyakarta dapat dicermati bahwa terhubung secara interkoneksi. PLN ULTG Yogyakarta adalah *basecamp* dalam artian membawahi seluruh Gardu Induk yang ada di Yogyakarta sehingga jika kita melihat dari SLD tersebut cukup rumit untuk diterjemahkan ke *software* ETAP 16.0.0. PLN ULTG Yogyakarta jika dilihat dari peralatannya merupakan sebuah Gardu Induk Pasangan Luar. Kemudian dapat menurunkan tegangan 150 KV menjadi 20 KV, yaitu 150 KV pada sisi primer transformator dan 20 KV pada sisi sekunder transformator.

Data SLD ini adalah arsip data tahun 2018, setelah dikonfirmasi perbedaan SLD tahun 2019 hanya terletak pada penambahan di *feeder* transformator 3 dan tidak berpengaruh pada proses penelitian. Sehingga data arsip SLD tahun 2018 ini masih dapat digunakan dalam proses penelitian.

Untuk mengetahui lebih lanjut apa saja yang ada dalam SLD PLN ULTG Yogyakarta tersebut dan telah disinkronkan dengan apa yang dibutuhkan untuk ETAP 16.0.0 adalah sebagai berikut:

- 4.1.1 Tegangan tinggi primer 150 KV dan sekunder 20 KV (Tiap Transformator).
- 4.1.2 Kabel dari sisi sekunder transformator ke *feeder*.
- 4.1.3 Terdapat 3 Unit Transformator masing-masing berkapasitas 60 MVA.
- 4.1.4 Terdapat 3 sisi PMT yaitu *Incoming* 150 KV, sisi sekunder 20 KV dan sisi penyulang (*Feeder*).
- 4.1.5 Menggunakan *Potensial Transformer* dan *Current Transformer* sebagai pendeteksi gangguan.
- 4.1.6 Di masing-masing transformator juga terdapat rele proteksi *Over Current Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR).
- 4.1.7 Aliran daya hanya sampai pada *feeder*.



Gambar 4. 1 Single Line Diagram PLN ULTG YOGYAKARTA

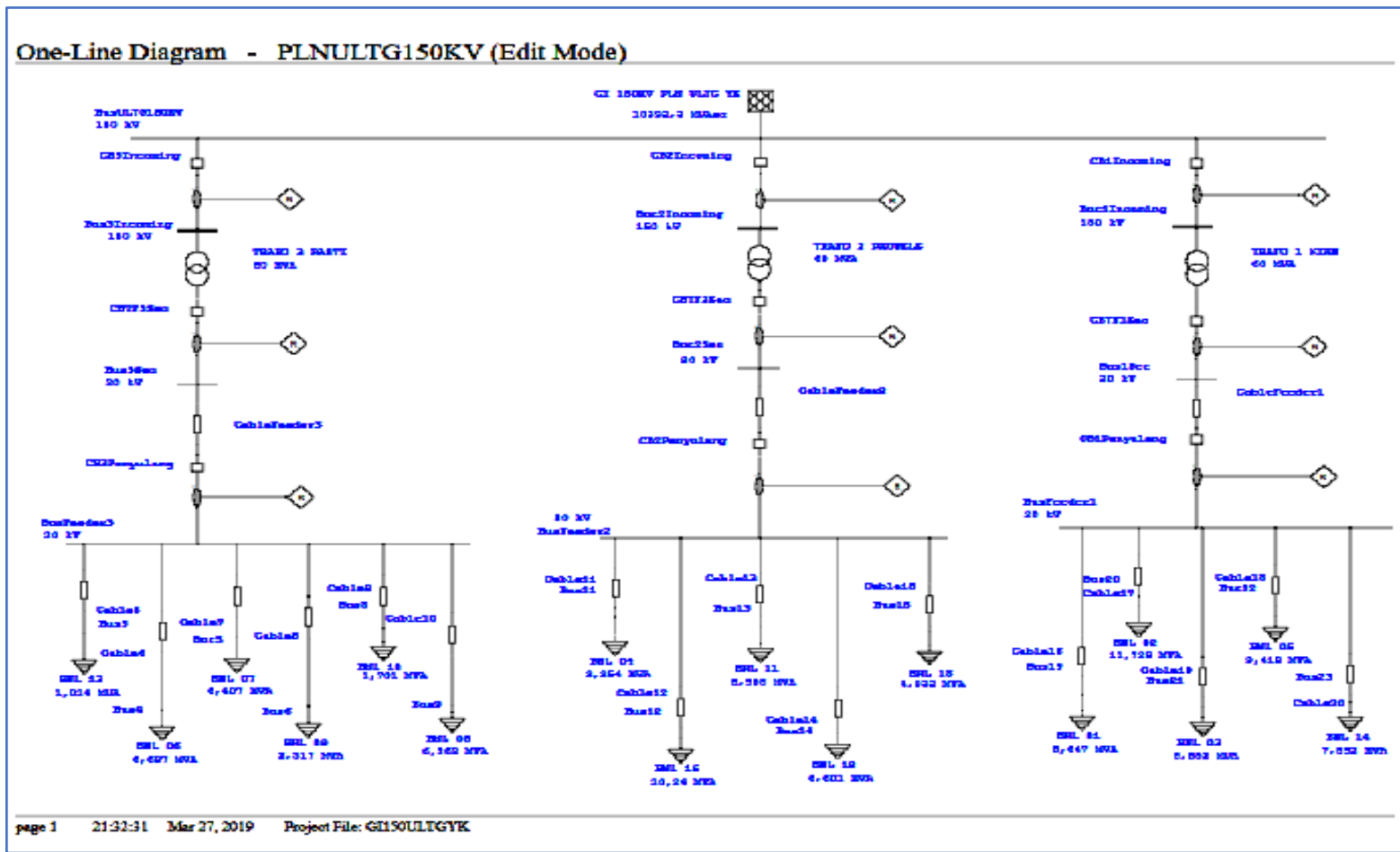
Source: Arsip PLN ULTG Yogyakarta

4.2 *Single Line Diagram ETAP 16.0.0*

Pada SLD ETAP 16.0.0 ini dibuat sedemikian rupa hingga mendekati SLD PLN ULTG Yogyakarta, yang masing-masing nilai dan spesifikasi komponennya akan dijelaskan dianalisis berikutnya. SLD ETAP 16.0.0 ini tidak bisa sama persis dikarenakan penulis lebih memperhatikan sistem proteksi rele berupa OCR dan GFR, dan juga ada beberapa data yang tidak komplit, tetapi tidak memengaruhi simulasi dalam analisis sistem proteksi rele OCR dan GFR. Hal yang tidak komplit tersebut adalah data kabel sebagai penghubung antar komponen, data *Potensial Transformer* yang tidak berhubungan dengan OCR dan GFR (karena hanya memakai *Current Transformer*) dan data *Recloser* yang tidak ada data di PLN ULTG Yogyakarta.

Perbedaan dari SLD ETAP 16.0.0 ini terletak bagian *feeder*, dikarenakan pada ETAP 16.0.0 dalam mensimulasikan harus sampai ke beban/*load*. Sehingga beban-beban tersebut adalah hasil perhitungan dari pengukuran beban di *feeder* pada waktu melakukan penelitian. Pada saat melakukan pengambilan data di *feeder* yaitu berupa Arus (A) dan Tegangan (V) dengan cara mengamati arus dan tegangan yang muncul pada layar monitor *feeder*. Arus dan Tegangan yang muncul tidak bersifat tetap (sering berubah) sehingga dalam mengambil data tersebut dilakukan dengan cara akumulasi dari Arus dan tegangan yang sering muncul.

Memasukkan data pada ETAP 16.0.0 adalah murni hasil perhitungan, dikarenakan untuk menguji dari data gangguan yang ada. Sehingga simulasi pada ETAP 16.0.0 diharapkan dapat memberikan solusi terkait rele proteksi untuk lebih ditingkatkan kualitas dan waktu *setting* TMS dan waktu kerja rele OCR dan GFR tersebut. Tolak ukur dari kualitas kerja rele proteksi adalah dengan standar SPLN yang telah ditentukan *setting* OCR dan GFR pada Gardu Induk 150 KV. Adapun hasil dari SLD ETAP 16.0.0 dapat dilihat pada gambar 4.2 berikut:



Gambar 4. 2 Single Line Diagram PLN ULTG Yogyakarta di ETAP 16.0.0

Source: screencapture on ETAP 16.0.0

4.3 Analisis dan Perhitungan *Power Grid*

Power Grid pada ETAP 16.0.0 adalah merupakan sumber tegangan yang ideal, dalam hal ini *power grid* mewakili tegangan Gardu Induk 150 KV PLN ULTG Yogyakarta. *Power Grid* dalam ETAP 16.0.0 juga mempunyai tegangan yang tetap dan stabil dalam mensuplai daya, walaupun daya yang diserap oleh beban cukup besar. Sehingga *Power Grid* digunakan untuk awal mula penyuplaian tenaga listrik hingga ke beban, dalam artian merupakan sebuah sistem dari bagian sisten tenaga listrik yang sudah terinterkoneksi. Berikut adalah analisis dan perhitungan untuk nilai yang harus diisi dalam *power grid* Etap 16.0.0.

4.3.1 Analisis *Power Grid*

SC Rating				SC Impedance (100 MVA)		
	MVAAsc	MVAAsc	X/R	kAsc	% R	% X
3-Phase	10392,3		2,165	40	0.40349	0.87357
1-Phase	6000	2000	1,25	23,094	0.40349	0.87357
	sqrt(3)MVAAsc	Vln If			1.94297	2.42871

Gambar 4. 3 Data *Power Grid* ETAP 16.0.0

Power Grid harus dipastikan dalam keadaan *swing* dan diisi dengan nominal tegangan PLN ULTG Yogyakarta yaitu 150 KV. Dalam data *operating rate* di menu *rating* akan secara otomatis terisi ketika beban-beban sudah terpasang. Sehingga yang dibutuhkan untuk analisis *power grid* tersebut yaitu pada bagian menu *short circuit rating*. Pada menu ini terdapat MVAAsc yaitu sebagai sumber daya semu hubung singkat yang akan memberikan dampak pada sistem proteksi yang telah dirancang pada ETAP 16.0.0 yaitu berpengaruh pada PMT, OCR dan GFR, serta CT. *Power Grid* juga memiliki impedansi *Short Circuit* yang otomatis terisi ketika dapat mengetahui besaran X/R.

4.3.2 Perhitungan Data Power Grid

1. Mencari MVAsc

Karena pada 1 *power grid* terdapat 3 transformator maka dapat diselesaikan melalui persamaan (10) yaitu menghitung MVAsc sebagai berikut:

$$MVAsc = I_{sc} \cdot V \cdot \sqrt{3}$$

keterangan:

V : tegangan nominal *Power Grid*

I_{sc} : arus hubung singkat trafo

Penyelesaian:

Diketahui: I_{sc} hanya tertera pada nameplate Trafo 1 XIAN sebesar = 40

KA (primer)

V= 150 KV

$$MVAsc = 40 \cdot 150 \cdot \sqrt{3}$$

$$MVAsc = 10392,3 \text{ MVA}$$

Untuk MVAsc 1 phasa maka $10392,3/\sqrt{3} = 6000 \text{ MVAsc}$

2. Mencari Impedansi Zs

Persamaan (11) Z_s (Impedansi Sumber) sebagai berikut:

$$Z_s = \frac{KV^2}{MVAsc}$$

Diketahui:

KV= 150KV

Penyelesaian:

$$Z_s = \frac{150^2}{10392,3}$$

$$Z_s = 2,165 \Omega$$

Impedansi Z_s adalah impedansi sumber pada power grid etap, tetapi di etap dengan nilai X/R, dengan keterangan untuk mengatur nilai urutan positif, negatif dan nol pada sumber dengan kata lain yang dimaksudkan adalah Z_s (impedansi sumber). Maka nilai $X/R=Z_s= 2,165 \Omega$ untuk menjadikan 1 fasa $2,165/\sqrt{3}= 1,25 \Omega$

4.4 Data dan analisis Transformator daya

4.4.1 Transformator 1 XIAN

1. Nameplate Transformator 1 XIAN

Adapun data Transformator 1 XIAN yang terdata pada *nameplate* adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Data Transformator 1 XIAN PLN ULTG Yogyakarta

Source: Nameplate Transformator 1 arsip dokumentasi penelitian

No	Nama Data	Keterangan
1	Merk Transformator	XIAN 1995
2	<i>Transformer Type</i>	SFZ-60000/150
3	<i>Nominal Rating MVA</i>	36/60
4	<i>Frequency Hertz</i>	50
5	<i>Installation</i>	Out-Door
6	<i>Cooling System</i>	ONAN-ONAF
7	<i>Phase</i>	3
8	<i>Temp Rise Oil</i>	53°
9	<i>Standard</i>	IEC 76-1976
10	<i>Winding Temp Rise</i>	59°

Tabel 4. 2 (Lanjutan) Data Transformator 1 XIAN PLN ULTG Yogyakarta

No	Nama Data	Keterangan	
11	<i>Impedance voltage</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>At Rated TAP</i> • <i>At Max Tap</i> • <i>At Min Tap</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • 12,35% • 13.21% • 11,92% 	
12	<i>Terminals</i> <ul style="list-style-type: none"> • UVW • UVWO • O • NT 	MVA <ul style="list-style-type: none"> • 36/60 • 36/60 • - • 12,6/21 	kV <ul style="list-style-type: none"> • 150 • 20 • 15 • 10
13	<i>Current</i> <ul style="list-style-type: none"> • UVW • UVWO 	ONAN (A) <ul style="list-style-type: none"> • 138,6 • 1039,2 	ONAF (A) <ul style="list-style-type: none"> • 230,9 • 1732
14	<i>Short Circuit (150KV/20KV)</i>	31,5;40KA/16KA	<i>Duration: 3S</i>

2. Hasil pengukuran Transformator 1 terhadap beban

Adapun hasil pengukuran pada Transformator 1 yaitu dengan mendokumentasikan pada *control* panel area Transformator 1 XIAN, hasil pengukuran sebagai berikut:

Tabel 4. 3 Hasil Pengukuran Transformator 1 XIAN

No	Nama data	Hasil Pengukuran
1	Tegangan terukur	142 kV
2	Daya Terukur	42,92 MW
3	Daya Reaktif	17,35 MVAR

3. Analisis Transformator 1 XIAN Pada ETAP 16.0.0

Dikarenakan faktor daya dan daya semu belum diketahui maka dapat dicari melalui persamaan (9) sebagai berikut:

- a. Mencari faktor daya

Ditanya:

$$\text{PF } (\cos \theta)?$$

Diketahui:

$$\text{Daya terukur (P)} = 42,92 \text{ MW}$$

$$\text{Daya Reaktif (Q)} = 17,35 \text{ MVAR}$$

Penyelesaian:

$$\tan(\theta) = \frac{Q}{P}$$

$$\tan(\theta) = \frac{17,35 \text{ MVAR}}{42,92 \text{ MW}}$$

$$\tan(\theta) = 0,404$$

$$(\theta) = \tan^{-1}(0,404)$$

$$(\theta) = 22^\circ$$

$$\text{sehingga } \cos(\theta) = \cos(22^\circ) = 0,93$$

Jadi Power Faktor ($\cos \theta$) dari transformator 1 adalah = 0,93

- b. Menghitung daya semu (S)

Diketahui:

$$\cos(\theta) = 0,93$$

$$P = 42,92 \text{ MW}$$

Penyelesaian:

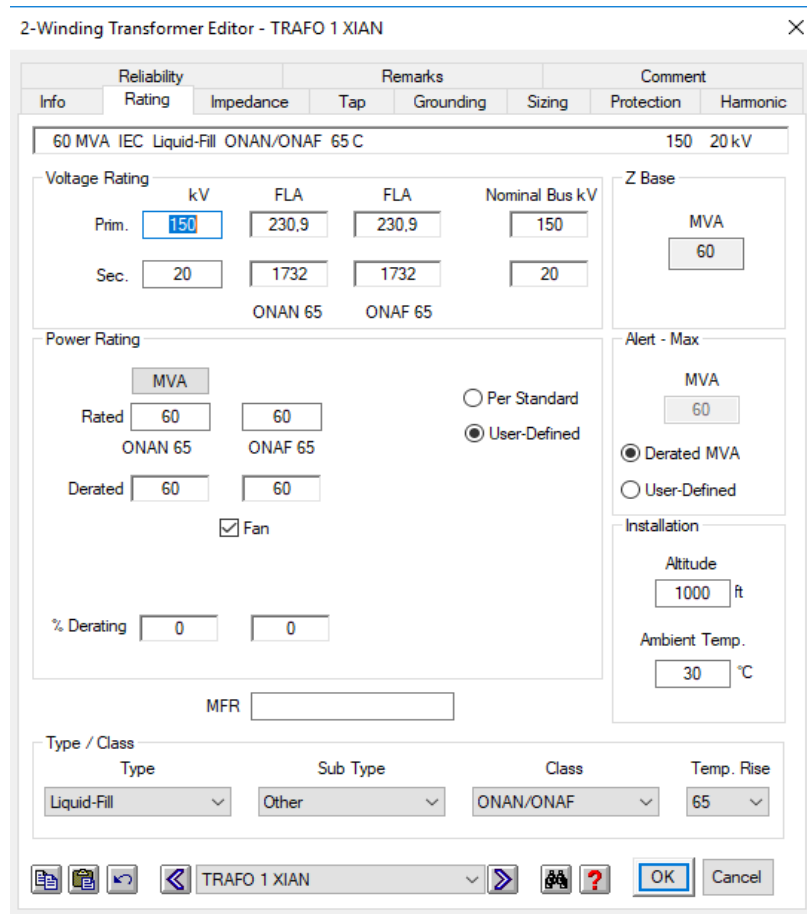
$$S = \frac{P}{\cos(\theta)}$$

$$S = \frac{42,92 \text{ MW}}{0,93}$$

$$S = 46,15 \text{ MVA}$$

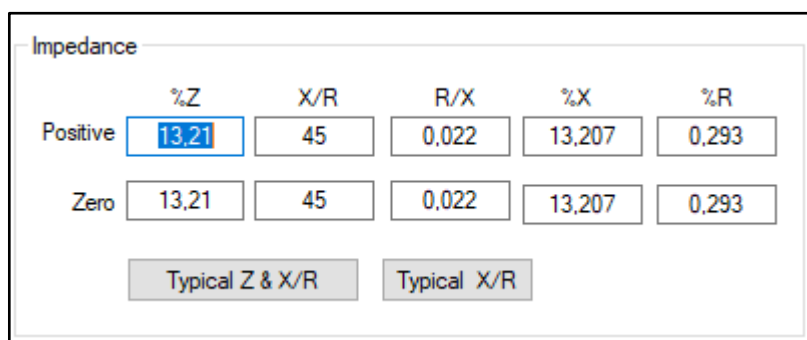
Jadi daya semu untuk transformator 1 XIAN adalah 46,15 MVA

c. Data rating trafo 1 XIAN di ETAP 16.0.0



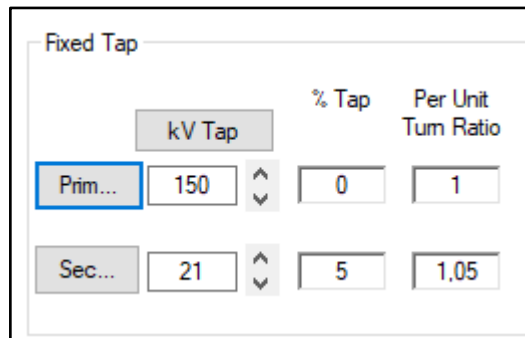
Gambar 4. 4 Data Rating Transformator 1 XIAN di ETAP 16.0.0

d. Data Impedance Trafo 1 XIAN



Gambar 4. 5 Data Transformator 1 XIAN di ETAP 16.0.0

e. Data tap changer



Gambar 4. 6 Data *Tap Changer* Transformator 1 XIAN di ETAP 16.0.0

Jika impedansi trafo terdapat pada *nameplate*, sedangkan tap trafo yang ditunjukkan di *nameplate* bersifat relatif. Pada perubahan tap trafo hanya mengubah pada besaran tegangan di sisi primer trafo. maka dapat diketahui melalui besaran *drop* tegangan melalui persamaan berikut:

$$V_{drop} = VxZ\%$$

V_{drop} : tegangan jatuh

V : tegangan sekunder

$Z\%$: *SC Impedance* trafo

Penyelesaian:

$$V_{drop} = 20KV. 13,21\%$$

$$V_{drop} = 2,642 KV$$

Besar jatuh tegangan berada pada kisaran 2,642 KV sehingga *TAP changer* pada Trafo 1 XIAN di ETAP 16.0.0 diatur dalam keadaan maksimal +5%, seperti pada Gambar 4.6. Dalam menjalankan simulasi pada ETAP 16.0.0 diusahakan agar tidak terjadi *critical* dan *marginal* yaitu berada di dalam keadaan abnormal, walaupun *marginal* adalah batas toleransi dalam ETAP 16.0.0. sesuai dengan SPLN keadaan *critical* yang diperbolehkan yaitu untuk *overvoltage* +10% dan untuk *undervoltage* -10%. *Setting-an* pada ETAP 16.00 telah disesuaikan dengan standar SPLN.

4.4.2 Transformator 2 Pauwels

1. Nameplate Transformator 1 Pauwels

Adapun data dari *nameplate* Transformator 2 Pauwels adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 4 Nameplate pada Transformator 2 Pauwels

Source: arsip dokumentasi penelitian PLN ULTG Yogyakarta

No	Nama Data	Keterangan	
1	Merk Transformator	Pauwels trafo	(CG POWEL)
2	<i>Standard</i>	IEC 60076	
3	<i>Rated Power</i>	36/60	MVA
4	<i>Cooling</i>	ONAN/ONAF	60/100 %
5	<i>Frequency</i>	50	Hz
6	<i>Phases</i>	3	
7	<i>Max. Altitude</i>	1000	m
8	<i>Average Wind. Temp</i>	55°	C
9	<i>Low Voltage Terminals</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Volt</i> • <i>Current</i> • <i>Rated power</i> 	2N-2U-2V-2W <ul style="list-style-type: none"> • 20000 • 1732,0 • 60 	<ul style="list-style-type: none"> • V • A • MVA

Tabel 4. 5 (Lanjutan) Nameplate pada Transformator 2 Pauwels

No	Nama Data	Keterangan	
10	<i>Tap Changer</i> <ul style="list-style-type: none"> • Tap 1 • Tap 9 • Tap 17 	HV/LV <ul style="list-style-type: none"> • 165000/20000 • 150000/20000 • 135000/20000 	<i>Short Circuit Impedance (%)</i> <ul style="list-style-type: none"> • 12,734 • 11,963 • 11,511
11	<i>Short Circuit</i> (150KV/20KV)	31,5;40KA/16KA	<i>Duration: 3S</i>

2. Hasil pengukuran Transformator 2 terhadap beban

Adapun hasil pengukuran Transformator 2 terhadap beban dengan cara mendokumentasikan secara langsung di panel kontrol sebagai berikut:

Tabel 4. 6 Data Pengukuran Transformator 2 Pauwels

No	Nama Data	Hasil Pengukuran
1	Tegangan Terukur	142,15 KV
2	Arus Terukur	130,13 A
3	Daya Aktif	28,25 MW
4	Daya Reaktif	12,2 MVAR
5	Power Factor	0,92

Pada transformator 2 Pauwels (CG POWEL) data terukur terdapat pada layar monitor *personal computer* sehingga terdapat besaran faktor daya. Berbeda dengan Transformator 1 dan Transformator 3 yang mengamati pengukuran pada *control panel* secara langsung. Terlihat hasil pengukuran data di Transformator 2 hanya menyuplai sebesar 28,25 MW lebih rendah dari pada Transformator 1. Hal ini dikarenakan jumlah *feeder* pada transformator 2 lebih sedikit dan memiliki data beban yang cenderung kecil, yang akan dijelaskan pada analisis *feeder*.

3. Analisisi Transformator 2 Pauwels pada ETAP 16.0.0

a. Menghitung daya semu (S)

Diketahui:

$$\cos(\theta) = 0,92$$

$$P = 28,25 \text{ MW}$$

Penyelesaian:

$$S = \frac{P}{\cos(\theta)}$$

$$S = \frac{28,25 \text{ MW}}{0,92}$$

$$S = 30,7 \text{ MVA}$$

Jadi daya semu untuk Transformator 2 Pauwels adalah 30,7 MVA

b. Data rating Transformator 1 XIAN di ETAP 16.0.0

The screenshot displays the '2-Winding Transformer Editor' interface for 'TRAF0 2 PAUWELS'. The transformer is a 60 MVA IEC Liquid-Fill ONAN/ONAF 65 C model. Key parameters include a primary voltage of 150 kV and a secondary voltage of 20 kV. The full load ampere (FLA) is 230.9 for the primary and 1732 for the secondary. The power rating is set to 60 MVA for both ONAN 65 and ONAF 65 configurations, with 'User-Defined' selected. The installation parameters are set to an altitude of 1000 ft and an ambient temperature of 30 °C. The transformer type is 'Liquid-Fill', sub-type is 'Other', and class is 'ONAN/ONAF'.

Gambar 4. 7 Data Rating Transformator 2 Pauwels di ETAP 16.0.0

c. Data Impedance Transformator 2 Pauwels di ETAP 16.0.0

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	12,734	45	0,022	12,731	0,283
Zero	12,734	45	0,022	12,731	0,283

Buttons: Typical Z & X/R, Typical X/R

Gambar 4. 8 Data *Impedance* Transformator 2 Pauwels di ETAP 16.0.0

d. Data *Tap Changer*

	kV Tap	% Tap	Per Unit Turn Ratio
Prim...	150	0	1
Sec...	21	5	1,05

Gambar 4. 9 Data *Tap Changer* Transformator 2 di ETAP 16.0.0

Pada *Tap Changer* Transformator 2 ini sama dengan transformator 1, sesuai dengan perhitungan pada *Drop Voltage* atau Jatuh Tegangan yang berkisaran sebesar 2,642 KV, sehingga jikalau tidak dinaikkan level tegangannya maka tegangan pada bus akan berada pada daerah critical yaitu sebesar 20 KV- 2,642 KV = 17,358 KV. Sehingga pada *tap changer* dinaikkan secara maksimal pada ETAP 16.0.0 sebesar +5%. Hal ini juga membuktikan bahwa setelah dikonfirmasi pada pihak operator PLN ULTG Yogyakarta yang menggunakan *tap changer* sebagai bentuk meminimalisir jatuh tegangan yang terjadi.

4.4.3 Transformator 3 PASTI

1. Nameplate Transformator 3 PASTI

Adapun data *nameplate* dari Transformator 3 PASTI adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 7 Data *Nameplate* Transformator 3 PASTI

Source: arsip dokumentasi penelitian PLN ULTG Yogyakarta

No	Nama Data Transformator	Keterangan	
1	Merk Transformator	PASTI	
2	<i>Standard</i>	IEC 76	
3	<i>Rated Power</i>	60	MVA
4	<i>Cooling</i>	ONAN/ONAF	70/100 (%)
5	<i>Frequency</i>	50	Hz
6	<i>Low Voltage Terminals</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Volt</i> • <i>Current</i> • <i>Rated Power</i> 	2U-2V-2W-2N <ul style="list-style-type: none"> • 20000 • 1732,1 • 60 	<ul style="list-style-type: none"> • V • A • MVA
7	<i>Max. Altitude</i>	1000	M
8	<i>Tap Changer</i> <ul style="list-style-type: none"> • Tap 1 • Tap 8 • Tap 18 	HV/LV <ul style="list-style-type: none"> • 165750/20000 • 150000/20000 • 127500/20000 	Short Circuit Impedance (%) <ul style="list-style-type: none"> • 13,741 • 12,791 • 11,861
9	<i>Short Circuit</i> (150KV/20KV)	40KA/16KA	<i>Duration: 3S</i>

2. Hasil pengukuran Transformator 3 terhadap beban

Adapun hasil pengukuran data Transformator dengan pengamatan di layar monitor adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 8 Data Pengukuran Transformator 3 PASTI

No	Nama Data	Hasil Pengukuran
1	Tegangan Terukur	140,47 KV
2	Daya Terukur	22,99 MW
3	Daya Reaktif	8,67 MVAR

3. Analisis Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

a. Mencari faktor daya

Dikarenakan faktor daya belum diketahui maka dapat dicari melalui perhitungan sebagai berikut:

Ditanya:

$$\text{PF } (\cos \theta)?$$

Diketahui:

$$\text{Daya terukur (P)} = 22,99 \text{ MW}$$

$$\text{Daya Reaktif (Q)} = 8,67 \text{ MVAR}$$

Penyelesaian:

$$\tan(\theta) = \frac{Q}{P}$$

$$\tan(\theta) = \frac{8,67 \text{ MVAR}}{22,99 \text{ MW}}$$

$$\tan(\theta) = 0,377$$

$$(\theta) = \tan^{-1}(0,377)$$

$$(\theta) = 20,65^\circ$$

$$\text{sehingga } \cos(\theta) = \cos(20,65^\circ) = 0,94$$

Jadi Power Faktor ($\cos \theta$) dari transformator 3 adalah = 0,94

b. Menghitung daya semu (S)

Diketahui:

$$\cos(\theta) = 0,94$$

$$P = 22,99 \text{ MW}$$

Penyelesaian:

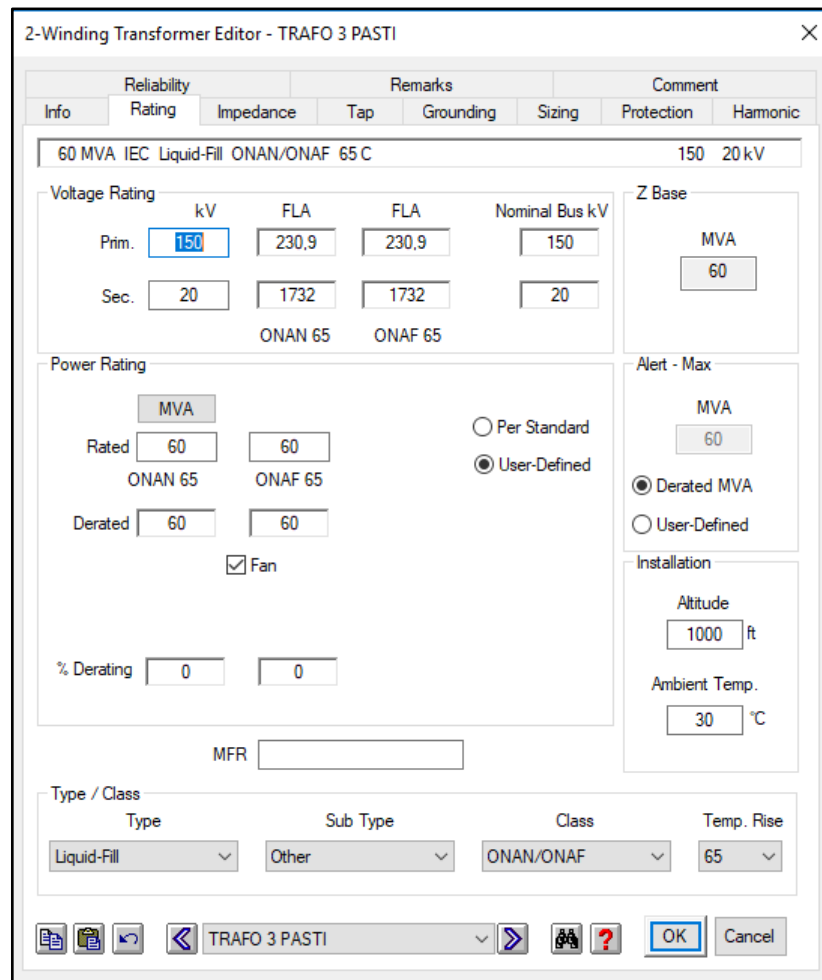
$$S = \frac{P}{\cos(\theta)}$$

$$S = \frac{22,99 \text{ MW}}{0,94}$$

$$S = 24,5 \text{ MVA}$$

Jadi daya semu untuk Transformator 3 PASTI adalah 24,5 MVA

c. Data *rating* Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0



Gambar 4. 10 Data Rating Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

d. Data *impedance* Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	13.741	45	0,022	13,738	0,305
Zero	13,741	45	0,022	13,738	0,305

Gambar 4. 11 Data Impedance Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

e. Data *Tap Changer* Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

Gambar 4. 12 Data Tap Changer Transformator 3 PASTI di ETAP 16.0.0

Pada *tap changer* Transformator 3 ini sama dengan Transformator 1 dan 2, dikarenakan pasti mengalami *Drop Voltage* atau Jatuh Tegangan, sehingga pada *tap changer* dinaikkan tegangannya dengan batas maksimal pada ETAP 16.0.0 yaitu sebesar +5%.

4.5 Data Pengamatan Beban Melalui Penyulang (*Feeder*) 20 KV

Pada PLN ULTG Yogyakarta untuk pengoperasian tegangan sebesar 150 KV tersebut hanya sampai ke *feeder* atau penyulang 20KV. Sedangkan dalam ETAP 16.0.0 harus mempunyai beban/*load* agar dapat melakukan *run load flow analysis* atau menjalankan simulasi yang harus dalam keadaan berbeban. Tegangan 150 KV akan diturunkan menjadi tegangan 20 KV yang selanjutnya tegangan 20 KV ini disalurkan melalui penyulang 20 KV dan dari penyulang 20 KV dialokasikan ke daerah-daerah distribusi yang memiliki Trafo distribusi 20 KV yang kemudian akan diturunkan tegangannya menjadi jaringan tegangan rendah yaitu berupa 380 V dan 220 V agar sampai ke konsumen.

Pada pengukuran besaran tegangan dan arus pada tiap-tiap *feeder* ini dilakukan pada waktu pukul 10.00 WIB, hari senin, 4 Maret 2019. Pada waktu tersebut adalah waktunya beban puncak, di mana konsumen memakai beban dalam jumlah yang banyak. Beban puncak juga terjadi pada malam hari yaitu pada pukul 19.00 WIB di mana beban listrik untuk kebutuhan sosial seperti penerangan jalan raya mulai dihidupkan, akan tetapi data yang diperoleh hanya beban puncak pada saat waktu pagi hari saja. Oleh karena itu walaupun dalam keadaan beban puncak tidak mengakibatkan *overload* ataupun *overvoltage* hal ini telah diatur pada tap-tap trafo yang kemudian disesuaikan terhadap beban, bahkan kapasitas transformator 60 MVA masih mensuplai dalam keadaan 60-70 % (dalam beban puncak).

Pada etap 16.0.0 beban di dalam etap dikategorikan menjadi 2 (dua) yaitu *Static Load* dan *Lumped Load*. *Static load* adalah tegangan statis yang bersifat tetap seperti halnya dalam keadaan berbeban rumah tangga atau peralatan listrik yang tidak memakai banyak faktor daya ($\cos\phi$), sedangkan *Lumped Load* adalah beban yang terdiri dari motor yang mengakibatkan terjadinya faktor daya terhadap beban. Beban yang digunakan adalah *static load* (secara umum) karena *lumped load* karena besaran faktor dayanya besar akan mempengaruhi tegangan sistem ketika *start*. Sehingga pada penelitian ini dicukupkan menggunakan *static load* pada Etap 16.0.0

4.5.1 Data dan Analisis beban feeder 20 KV bagian Transformator 1

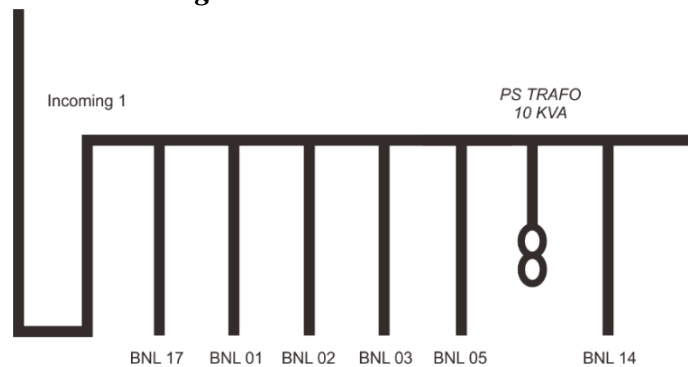
1. Data Pengukuran *Incoming* 1

Adapun data pengukuran beban di *feeder incoming* 1 adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 9 Data pengukuran di *Feeder Incoming* 1 PLN ULTG Yogyakarta

No	Jenis Penyulang	TEGANGAN 3 fase (kV)			ARUS (A)		
		R _S	S _T	T _R	I _R	I _S	I _T
1	<i>Incoming</i> 1	20,9	21,0	21,0	1223	1142	1177
2	BNL 17	off	off	off	off	off	off
3	BNL 01	20,9	21,0	21,0	156	115	155
4	BNL 02	20,9	21,0	21,0	324	330	335
5	BNL 03	20,9	21,0	21,0	181	187	164
6	BNL 05	20,9	21,0	21,0	260	246	240
7	BNL 14	20,9	21,0	21,0	218	118	214

2. Ilustrasi *feeder Incoming* 1



Gambar 4. 13 Ilustrasi *Feeder Incoming* 1 PLN ULTG Yogyakarta

Source: design pribadi menggunakan corel draw

3. Hasil perhitungan Daya Semu (S) *incoming* 1

Adapun hasil perhitungan daya semu pada *Feeder Incoming* 1 sebagai berikut:

Tabel 4. 10 Hasil Perhitungan Daya Semu di *Feeder Incoming* 1

No	Jenis Penyulang	DAYA SEMU $S = V \times I \times \sqrt{3}$ (KVA)		
		R _S	S _T	T _R
1	<i>Incoming</i> 1	44272,4311	41538,04	42811,0998
2	BNL 17	off	off	Off
3	BNL 01	5647,17845	4182,903	5637,82538
4	BNL 02	11728,7552	12003,11	12184,9774
5	BNL 03	6552,175	6801,764	5965,18298
6	BNL 05	9411,96409	8947,774	8729,53607
7	BNL 14	7891,56989	4292,022	7783,83633

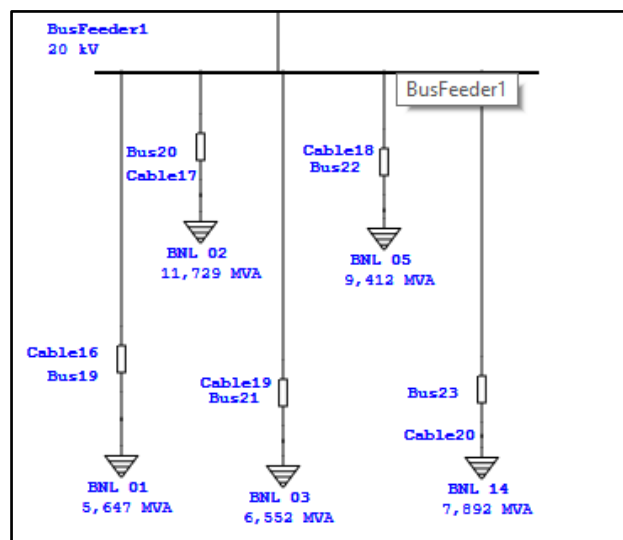
Karena pada Etap 16.0.0 dapat mengisi daya semu (S) yang lebih direkomendasikan dari pada mengisi besaran arus (A), daya (W), daya reaktif (Q) dan faktor daya (cosphi). Sehingga dapat mencari daya semu (S) melalui tabel 4.8 di atas. Persamaannya sebagai berikut:

$$S = V(KV) \times I(A) \times \sqrt{3}$$

Sesuai dengan persamaan tersebut hasilnya seperti tabel 4.8 di atas, nilai yang paling mendekati untuk diambil data dan dimasukkan nilainya ke ETAP 16.0.0 adalah data pada R_s yang telah diberi warna, karena pada Transformator 1 XIAN terhitung daya semu sebesar 46,15 MVA sedangkan hasil perhitungan yang mendekati bagian $S_{Rsincoming} = 44272,4311$ KVA atau 44,27 MVA. Perbedaan selsisih sebesar 1,88 MVA dikarenakan pada saat pengambilan data berupa pengukuran besar arus selalu berubah-ubah dan data arus yang diambil adalah data akumulasi nilai arus yang sering muncul dan pengambilan data dengan waktu yang berbeda antara pengukuran Transformator dan *feeder*.

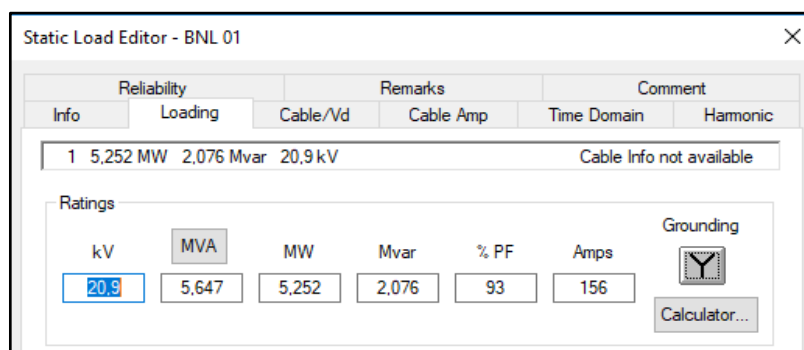
4. Analisis pada ETAP 16.0.0

a. *feeder incoming* 1 di ETAP 16.0.0



Gambar 4. 14 Feeder Incoming 1 di ETAP 16.0.0

b. Data loading salah satu *feeder* BNL 01 (5,638 MVA)



Gambar 4. 15 Data Loading Feeder Incoming 1 BNL 01

4.5.2 Data dan Analisis beban feeder 20 KV bagian Transformator 2

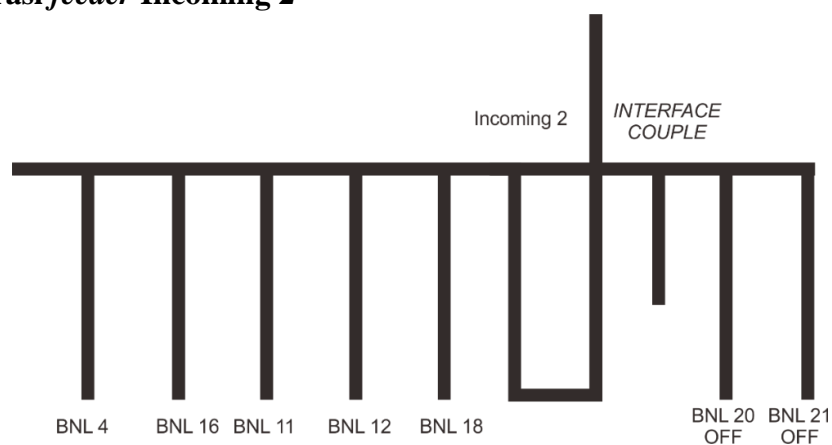
1. Data Pengukuran *Incoming 2*

Adapun pengukuran data beban di *Feeder Incoming 2* sebagai berikut:

Tabel 4. 11 Data pengukuran di *Feeder Incoming 2* PLN ULTG Yogyakarta

No	Jenis Penyulang (<i>feeder</i>)	TEGANGAN 3 fase (kV)			ARUS (A)		
		R _S	S _T	T _R	I _R	I _S	I _T
1	<i>Incoming 2</i>	20,6	20,5	20,5	862	752	844
2	BNL 18	20,6	20,5	20,5	113	86	98
3	BNL 12	20,6	20,5	20,5	185	191	205
4	BNL 11	20,6	20,5	20,5	195	150	183
5	BNL 16	20,6	20,5	20,5	287	231	260
6	BNL 04	20,6	20,5	20,5	94	102	108

2. Ilustrasi *feeder Incoming 2*



Gambar 4. 16 Ilustrasi *Feeder Incoming 2* PLN ULTG Yogyakarta

Source: design pribadi menggunakan corel draw

3. Hasil perhitungan Daya Semu *Incoming 2*

Adapun hasil perhitungan Daya Semu di *Feeder Incoming 2*

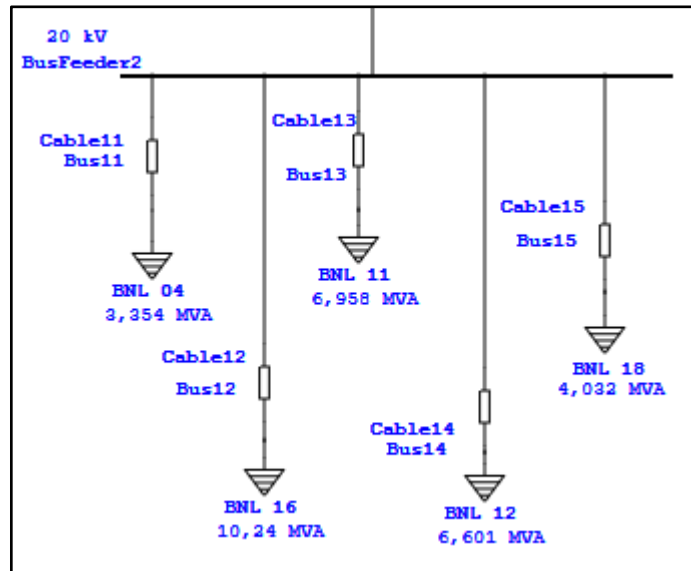
Tabel 4. 12 Hasil Perhitungan Daya Semu di *Feeder Incoming 2*

No	Jenis Penyulang	DAYA SEMU $S = V \times I \times \sqrt{3}$ (KVA)		
		R_S	S_T	T_R
1	<i>Incoming 2</i>	30756,3726	26701,3	29967,9431
2	BNL 18	4031,86787	3053,606	3479,69007
3	BNL 12	6600,84563	6781,845	7278,94352
4	BNL 11	6957,64809	5326,056	6497,7886
5	BNL 16	10240,2308	8202,127	9231,8308
6	BNL 4	3353,94318	3621,718	3834,76049

Pada perhitungan *feeder incoming 2* dengan mencari daya semu (S) hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.10. Data yang akan dimasukkan ke dalam Etap 16.0.0 adalah data pada R_S dengan *incoming* sebesar 30756,3726 KVA atau 30,7 MVA. Hal ini dikarenakan nilai daya semu T_R *incoming 2* lebih mendekati dan sesuai dengan perhitungan daya semu Transformator 2 Puwels yang berkapasitas sebesar 30,7 MVA (lihat hasil menghitung daya semu Transformator 2).

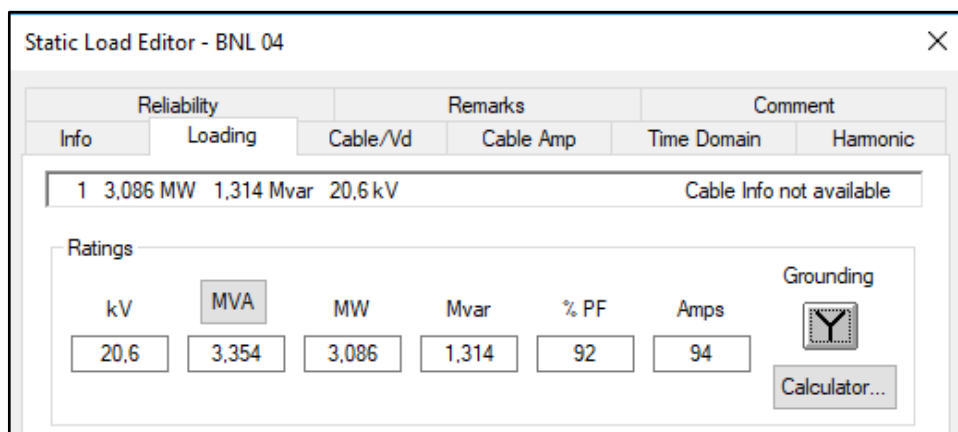
4. Analisis pada ETAP 16.0.0

a. Feeder Incoming 2 ETAP 16.0.0



Gambar 4. 17 feeder incoming 2 di ETAP 16.0.0

b. Data loading salah satu feeder BNL 04 (3,834 MVA)



Gambar 4. 18 Data Loading Feeder Incoming 2 BNL 04

Pada BNL 04 ketika pada *loading* dimasukkan nilai pengukuran beban daya semu (s) maka ETAP 16.0.0 akan otomatis menghitung daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) sehingga data tersebut mendekati dengan hasil pengukuran pada PLN ULTG Yogyakarta.

4.5.3 Data dan Analisis beban feeder 20 KV bagian Transformator 3

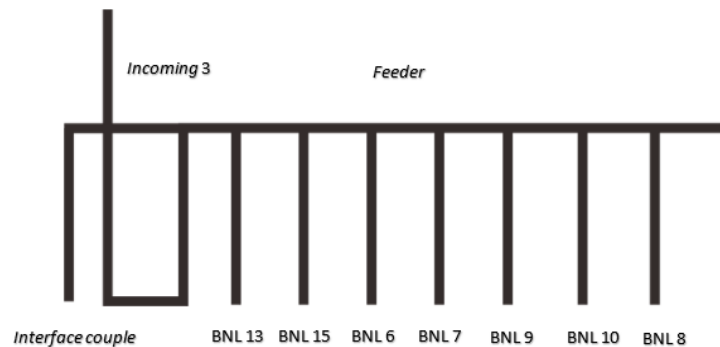
1. Data pengukuran *incoming 3*

Adapun data pengukuran di *Feeder Incoming 2* adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 13 Data Pengukuran *Feeder Incoming 2* PLN ULTG Yogyakarta

No	Jenis Penyulang	TEGANGAN 3 fase (kV)			ARUS (A)		
		R _S	S _T	T _R	I _R	I _S	I _T
1	<i>Incoming 3</i>	20,9	21,0	20,9	656	706	680
2	BNL 13	20,9	21,0	20,9	29	27	28
3	BNL 15	off	off	off	off	off	Off
4	BNL 6	20,9	21,0	20,9	170	211	185
5	BNL 7	20,9	21,0	20,9	164	187	177
6	BNL 9	20,9	21,0	20,9	66	57	64
7	BNL 10	20,9	21,0	20,9	41	44	47
8	BNL 8	20,9	21,0	20,9	177	155	173

2. Ilustrasi *feeder incoming 3*



Gambar 4. 19 Ilustrasi *feeder Incoming 2* PLN ULTG Yogyakarta

Source: design pribadi menggunakan corel draw

3. Hasil perhitungan Daya Semu *Incoming 3*

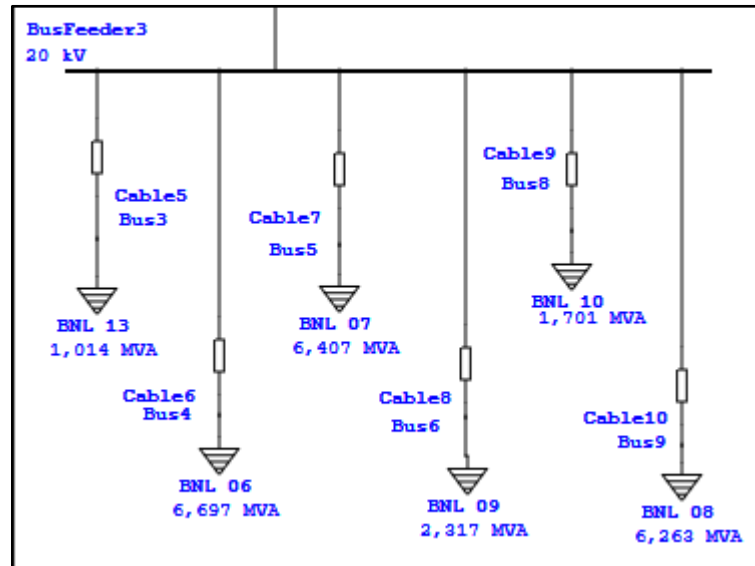
Tabel 4. 14 Hasil Perhitungan Daya Semu di *Feeder Incoming 3*

No	Jenis Penyulang	DAYA SEMU $S = V \times I \times \sqrt{3}$ (KVA)		
		R _s	S _T	T _R
1	<i>Incoming 3</i>	23747,1094	25679,39	24615,9061
2	BNL 13	1049,79599	982,0728	1013,59613
3	BNL 15	off	off	off
4	BNL 6	6153,97652	7674,717	6696,97445
5	BNL 7	5936,77735	6801,764	6407,37555
6	BNL 9	2389,19088	2073,265	2316,79116
7	BNL 10	1484,19434	1600,415	1701,39351
8	BNL 8	6407,37555	5637,825	6262,5761

Pada perhitungan daya semu (S) *feeder incoming 3* nilai yang mendekati adalah nilai $T_{Rincoming} = 24615,9061 \text{KVA}$ atau 24,6 MVA. Nilai tersebut mendekati nilai perhitungan daya semu transformator 3 PASTI sebesar 24,5 MVA. Sehingga simulasi pada ETAP 16.0.0 terhadap beban sudah sesuai dengan kondisi di PLN ULTG Yogyakarta.

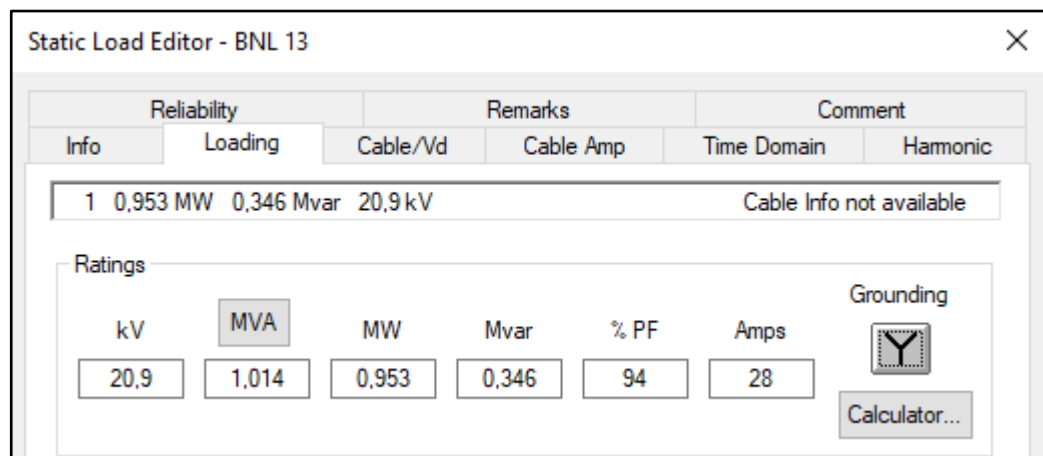
4. Analisis Pada ETAP 16.0.0

a. Feeder Incoming 3 ETAP 16.0.0



Gambar 4. 20 Feeder Incoming 3 di ETAP 16.0.0

b. Data loading salah satu feeder BNL 13 (1,014 MVA)



Gambar 4. 21 Data Loading Feeder Incoming 2 BNL 04

Pada BNL 013 ketika pada *loading* dimasukkan nilai pengukuran beban daya semu (s) maka ETAP 16.0.0 akan otomatis menghitung daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) sehingga data tersebut mendekati dengan hasil pengukuran dan data beban pada transformator 3 adalah sesuai dengan PLN ULTG Yogyakarta.

4.6 Data terhitung dan terukur Transformator 1, 2 dan 3

Dikarenakan I_p Transformator 1 dan 3 belum diketahui maka dapat dicari melalui persamaan (1): $P_p = P_s$ (Daya Primer sama dengan Daya Sekunder)

Transformator 1:

$$V_p \cdot I_p = V_s \cdot I_s$$

$$I_p = \frac{V_s \cdot I_s}{V_p}$$

$$I_p = \frac{20,9 \cdot 1223}{142}$$

$$I_p = 180 \text{ A}$$

Transformator 2:

$$V_p \cdot I_p = V_s \cdot I_s$$

$$I_p = \frac{V_s \cdot I_s}{V_p}$$

$$I_p = \frac{20,9 \cdot 680}{140,47}$$

$$I_p = 101,17 \text{ A}$$

4.6.1 Transformator 1, 2 dan 3 sisi Primer (150 KV)

Tabel 4. 15 Data terhitung dan terukur bagian Primer Transformator

Primer	Transformator 1	Transformator 2	Transformator 3
V	142 KV	142,15 KV	140,47 KV
I	180 A	130,13 A	101,17 A
P	42,92 MW	28,25 MW	22,99 MW
Q	17,35 MVAR	12,2 MVAR	8,67 MVAR
S	46,15 MVA	30,7 MVA	24,5 MVA

4.6.2 Transformator 1, 2 dan 3 sisi Sekunder (20 KV)

Tabel 4. 16 Data terhitung dan terukur bagian Sekunder Transformator

sekunder	Transformator 1	Transformator 2	Transformator 3
V	20,9 KV	20,6 KV	20,9 KV
I	1223 A	862 A	680 A
P	42,92 MW	28,25 MW	22,99 MW
S	44,272 MVA	30,756 MVA	24,615 MVA

4.7 Data Konduktor (Dalam Singel Line Diagram)

4.7.1 Jenis konduktor PLN ULTG Yogyakarta

Pada data konduktor PLN ULTG Yogyakarta hanya didapatkan data pada SLD, data panjangnya penyulang dapat diasumsikan dari PLN yang terinterkoneksi dari PLN ULTG Yogyakarta ke PLN yang ada di Yogyakarta. Berikut adalah data konduktor:

Tabel 4. 17 Jenis Konduktor yang digunakan di PLN ULTG Yogyakarta

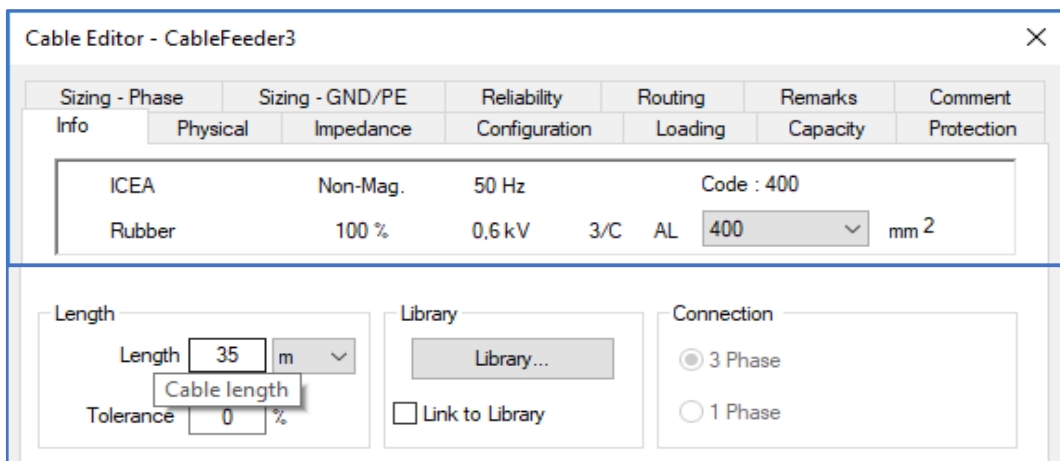
Source: arsip konduktor PLN ULTG Yogyakarta

No	Jenis Konduktor	Luas Penampang	Panjang Kabel
1	AL (<i>RUBBER</i>) (Dari TRAF0 1,2 dan 3 ke <i>Feeder</i>)	400 mm ²	35 m (asumsi penelitian)
2	AAAC	240 mm ²	6,2 KM (data lama PLN ULTG Yogyakarta)
3	AAAC (Godean)	240 mm ² dan 150 mm ²	13,211 KM
4	AAAC (Purworejo)	240 mm ²	54,544 KM
5	AAAC (Wates)	240 mm ²	31,720 KM
6	AAAC (Kentungan)	240 mm ²	22,3834 KM
7	AAAC (Semanu)	240 mm ²	39,043 KM
8	AAAC (Klaten)	240 mm ²	34,765 KM

4.7.2 Analisis pada ETAP 16.0.0

1. Kabel penghubung PMT ke penyulang *feeder*

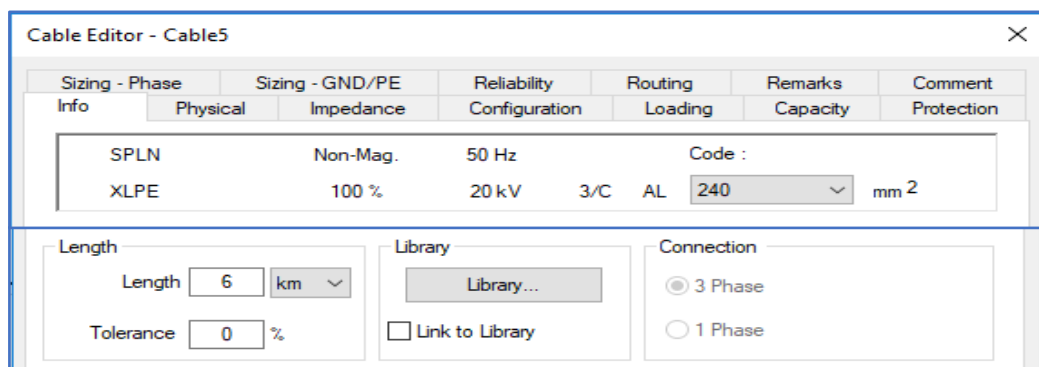
Pada kabel penghubung PMT ke penyulang *feeder* didapatkan data dari SLD (lihat gambar 4.1). Maka terdapat 3 Unit kabel AL bawah tanah yang memiliki luas penampang 400 mm², asumsi panjang kabel 35 M, berikut adalah gambar data kabel penghubung di ETAP 16.0.0



Gambar 4. 22 Kabel Penghubung PMT ke *Feeder Incoming* 3 ETAP 16.0.0

2. Kabel *Feeder* ke Beban

Data untuk kabel dari *feeder* ke beban tidak ada di PLN ULTG Yogyakarta, akan tetapi software EtAP 16.0.0 tetap membutuhkan data beban untuk bisa menjalankan simulasi gangguan. Kondisi *impedance* dari kabel dibuat otomatis sesuai dengan ETAP 16.0.0 karena pada fitur ETAP 16.0.0 terdapat *library* yang otomatis menyesuaikan data yang kita pilih dari *library* tersebut dan membuat data kabel sama tiap-tiap ke bebannya. Berikut data pada ETAP 16.0.0



Gambar 4. 23 Kabel *feeder* ke beban

4.8 Impedansi dan hubung singkat

4.8.1 Menghitung Impedansi

Berikut adalah data impedansi kabel AAAC dengan luas penampang 240 mm²:

Tabel 4. 18 Data Impedansi penghantar di PLN ULTG Yogyakarta

Jenis Konduktor	Luas Penampang	Urutan Positif / Negatif (Ω/Km)	Urutan nol
AAAC	240 mm ²	0,1344 + j 0,3158	0,2824 + j 1,6034

Dalam analisis ini setiap jaringan dengan trafo berbeda hanya dilakukan analisis satu area transformator karena nilai impedansi jaringan dianggap sama pada setiap transformator.

Diketahui:

Z_1 = Impedansi urutan positif,

Z_2 = impedansi Urutan Negatif, dan

Z_0 = Impedansi urutan nol

$L = 6,2 \text{ Km}$

1. Menhitung Impedansi Trafo

Diketahui telah dihitung sebelumnya Z_s (impedansi sumber) yang berarti impedansi ini adalah impedansi dari sisi primer 150 KV tiap-tiap transformator.

Dengan nilai $Z_{s1} = 2,165 \Omega$

Untuk mencari Impedansi sisi sekunder trafo adalah sebagai berikut:

Diketahui $Z_{s1} = 2,165 \Omega$

KV (sekunder) = 20 V

MVA_{sc} = 10392,3 MVA

Penyelesaian:

$$Z_{s2} = \frac{KV^2(\text{sekunder})}{MVA_{sc}}$$

$$Z_{s2} = \frac{20^2}{10392,3}$$

$$Z_{s2} = 0,038 \Omega$$

2. Menghitung reaktansi Trafo

Diketahui data *short circuit impedance* trafo sebagai berikut:

Transformator 1 = 12,35%

Transformator 2 = 11,963%

Transformator 3 = 12,79%

Penyelesaian:

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

Penyelesaian:

$$\begin{aligned}\text{Transformator 1} \quad X_{t1} &= \text{reaktansi trafo}(\%) \times \frac{E_{TM}^2}{MVA} \\ X_{t1} &= 12,35\% \times \frac{20KV^2}{60 MVA} \\ X_{t1} &= 0,82 \Omega\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Transformator} \quad X_{t1} &= \text{reaktansi trafo}(\%) \times \frac{E_{TM}^2}{MVA} \\ X_{t1} &= 11,963\% \times \frac{20KV^2}{60 MVA} \\ X_{t1} &= 0,797 \Omega\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Transformator 3} \quad X_{t1} &= \text{reaktansi trafo}(\%) \times \frac{E_{TM}^2}{MVA} \\ X_{t1} &= 12,79\% \times \frac{20KV^2}{60 MVA} \\ X_{t1} &= 0,85 \Omega\end{aligned}$$

Sehingga untuk mengetahui X_{t1} total = $(0,82+0,797+0,85)/3 = 0,82 \Omega$

b) Reaktansi urutan nol (X_{t0})

Reaktansi urutan 0 pada trafo transformator yang memiliki hubungan delta yaitu YN yn0(d), maka besarnya X_{t0} sebagai berikut:

$$\text{Transformator 1} = 3 \times 0,82 = 2,46$$

$$\text{Transformator 2} = 3 \times 0,797 = 2,391$$

$$\text{Transformator 3} = 3 \times 0,85 = 2,55$$

Sehingga X_{t0} totalnya adalah = $(2,46+2,391+2,55)/3=2,467 \Omega$

3. Penyulang Urutan positif dan negatif

Penyelesaian:

Dikarenakan nilai urutan positif dan negatif sama maka, $Z_1 = Z_2 = Z_{12}$

$$Z_{12} = (0,1344 + j 0,3158) \Omega/\text{Km. } 6.2 \text{ Km}$$

$$Z_{12} = 0,8133 + j 1,957 \Omega$$

4. Penyulang urutan nol

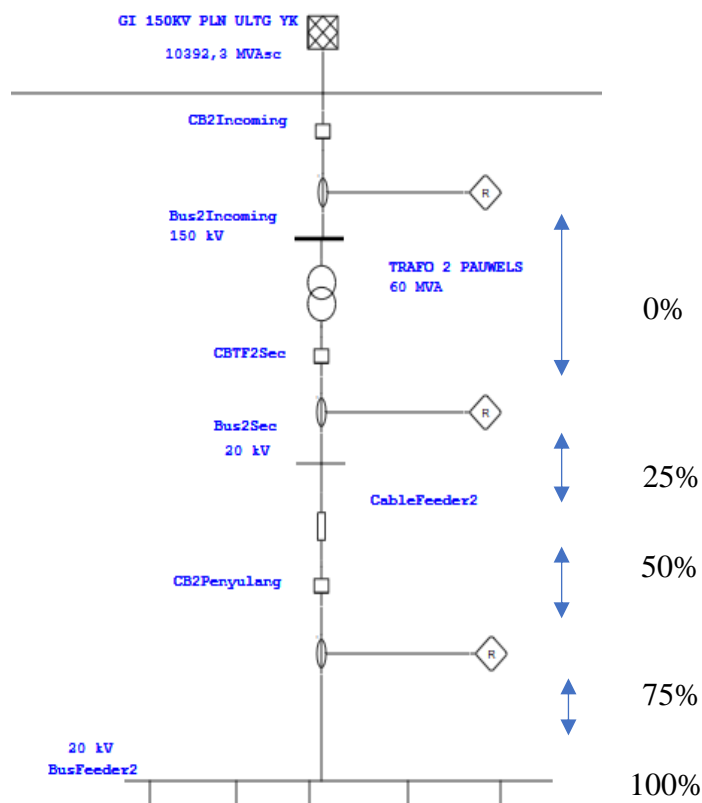
Penyelesaian:

$$Z_0 = (0,2824 + j 1,6034) \Omega/\text{Km. } 6.2 \text{ Km}$$

$$Z_0 = 1,751 + j 9,941 \Omega$$

5. Menghitung total seluruh impedansi

Sebelum menghitung seluruh impedansi, maka harus diketahui terlebih dahulu potensi gangguan-gangguan yang terjadi sepanjang saluran agar memudahkan menganalisis gangguan nantinya. Bisa dilihat dalam gambar berikut.:



Gambar 4. 24 Panjang saluran pada Transformator 2 Pauwels

6. Menghitung Z_{eq1} dan Z_{eq0}

Diketahui sepanjang saluran dibagi dalam beberapa persen (%) sesuai dengan panjang saluran sepanjang 6,2 KM (lihat gambar 4.24). maka untuk Impedansi ekivalen dari urutan positif dan negatif serta urutan nol adalah sebagai berikut:

- a) Impedansi ekivalen urutan positif dan negatif

Diketahui:

$$Z_{s1} = 2,165 \Omega = 0 + j 2,165 \Omega$$

$$Z_{s2} = 0,038 \Omega = 0 + j 0,038 \Omega$$

$$Z_p = 0,8133 + j 1,957 \Omega$$

$$X_{t1} = 0,82 \Omega = 0 + j 0,82 \Omega$$

Penyelesaian:

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} = Z_{s1} + Z_{s2} + X_{t1} + Z_{1penyulang} \Omega$$

$$Z_{eq1} = j 2,165 + j 0,038 + j 0,82 + Z_p(\text{penyulang})$$

$$Z_{eq1} = Z_p(\text{penyulang}) + j 3,023$$

- b) impedansi ekivalen urutan nol

Diketahui:

$$X_{t0} = 2,467 \Omega = 0 + j 2,467 \Omega$$

$$R_N = 0,8 \text{ (sesuai dengan standar IEEE Std 80-2000 dengan nilai } < 1 \Omega)$$

$$Z_{0penyulang} = 1,751 + j 9,941 \Omega$$

Penyelesaian:

$$Z_{eq0} = X_{t0} + 3 R_N + Z_{0penyulang}$$

$$Z_{eq0} = j 2,467 + (3 \times 0,8) + Z_{0penyulang}$$

$$Z_{eq0} = 2,4 + j 2,467 + Z_{0penyulang}$$

Dikarenakan zona gangguan telah dibagi seperti gambar 4.22, maka besar Z_{eq1} & Z_{eq0} (impedansi total urutan positif dan negatif dan nol) dapat dilihat dari tabel berikut:

Tabel 4. 19 Hasil Perhitungan Impedansi berdasarkan urutan positif dan negatif

Panjang Jaringan %	Perhitungan Z_{p1} (penyulang urutan positif dan negatif) + j 3,023	Z_{eq1} (urutan positif dan negatif)
0%	$(0\% \times (0,8133 + j 1,957)) + j 3,023$	j 3,023
25%	$(25\% \times (0,8133 + j 1,957)) + j 3,023$	0,203 + j 3,512
50%	$(50\% \times (0,8133 + j 1,957)) + j 3,023$	0,406 + j 4
75%	$(75\% \times (0,8133 + j 1,957)) + j 3,023$	0,61 + j 4,490
100%	$(100\% \times (0,8133 + j 1,957)) + j 3,023$	0,813 + j 4,98

Tabel 4. 20 Hasil Perhitungan Impedansi Berdasarkan Urutan nol

Panjang Jaringan %	Perhitungan Z_{p0} (penyulang urutan nol) +2,4 + j 2,467	Z_{eq0} (Urutan nol)
0%	$(0\% \times (1,751 + j 9,941)) + 2,4 + j 2,467$	2,4 + j 2,467
25%	$(25\% \times (1,751 + j 9,941)) + 2,4 + j 2,467$	2,837 + j 4,952
50%	$(50\% \times (1,751 + j 9,941)) + 2,4 + j 2,467$	3,275 + j 7,437
75%	$(75\% \times (1,751 + j 9,941)) + 2,4 + j 2,467$	3,713 + j 9,922
100%	$(100\% \times (1,751 + j 9,941)) + 2,4 + j 2,467$	4,151 + j 12,408

4.8.2 Menghitung Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat bisa terjadi di 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa dengan panjang saluran yang telah ditentukan yaitu sebesar 0%,25%,50%,75% dan 100%.

Untuk mengetahui gangguan hubung singkat adalah sebagai berikut:

1. Gangguan 3 fasa

Diketahui:

$$V_{ph} = \frac{20KV}{\sqrt{3}} = 11547 V$$

$$Z_{1eq} (100\%) = 0,813 + j 4,98 \Omega$$

Penyelesaian:

$$I_{3fasa} = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}}$$

$$I_{3fasa} = \frac{11547}{0,813 + j4,98}$$

$$I_{3fasa} = \frac{11547 \angle 0^\circ}{\sqrt{0,813^2 + 4,98^2} \angle -80,7^\circ} ; \theta = \tan^{-1} \frac{4,98}{0,813} = 80,7^\circ$$

$$I_{3fasa} = 2288,38 \angle -80,7^\circ A$$

Jadi besar arus 3 fasa (100%) = $2288,38 \angle -80,7^\circ A$ dengan kondisi *lagging*.

2. Gangguan 2 fasa

Diketahui:

$$V_{ph-ph} = 20KV = 20.000 V$$

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} (100\%) = 2 \times (0,813 + j 4,98) = 1,626 + j 9,96 \Omega$$

Penyelesaian:

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

$$I_{2fasa} = \frac{20000 \angle 0^\circ}{\sqrt{1,626^2 + 9,96^2} \angle 80,7^\circ} ; \theta = \tan^{-1} \frac{9,96}{1,626} = 80,7^\circ$$

$$I_{2fasa} = 1981,79 \angle -80,7^\circ A$$

Jadi besar arus 3 fasa (100%) = $1981,79 \angle -80,7^\circ A$ dengan kondisi *lagging*.

3. Gangguan 1 fasa

Diketahui:

$$V_{ph}=11547 \text{ V}$$

$$Z_{1eq}+Z_{2eq}=1,626+ j 9,96 \Omega$$

$$Z_{0eq}= 4,151 + j 12,408 \Omega$$

Penyelesaian:

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

$$I_{1fasa} = \frac{3 \times 11547}{1,626 + j 9,96 + 4,151 + j 12,408}$$

$$I_{1fasa} = \frac{34641}{5,777 + j 22,368}$$

$$I_{1fasa} = \frac{34641 \angle 0^\circ}{\sqrt{5,777^2 + 22,368^2} \angle 75,51^\circ} ; \theta = \tan^{-1} \frac{22,368}{5,777} = 75,51^\circ$$

$$I_{1fasa} = 1499,48 \angle -75,51^\circ \text{ A}$$

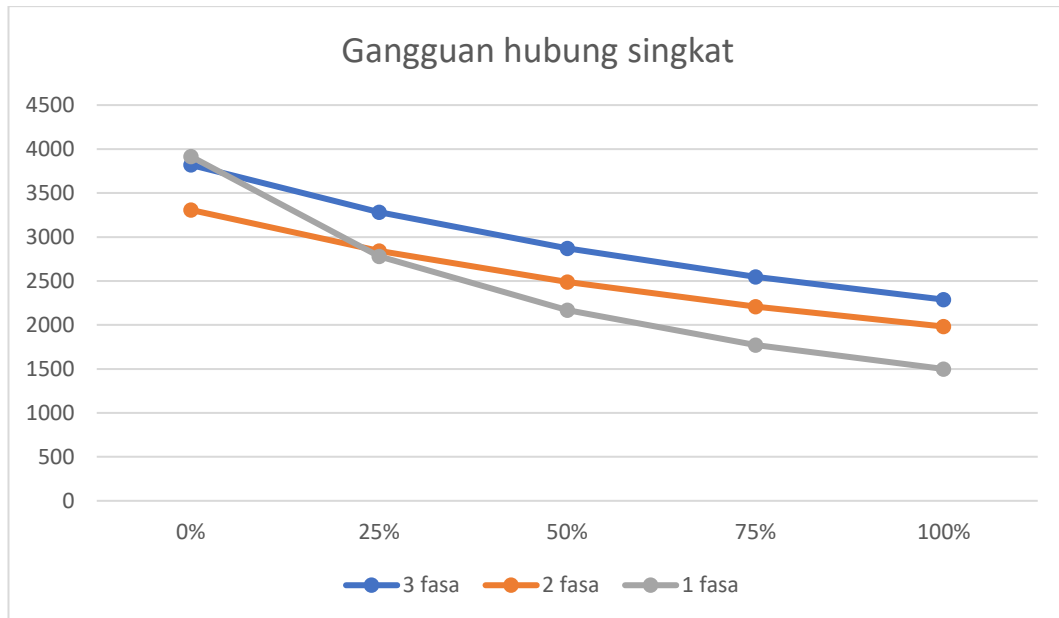
Jadi gangguan 1 fasa (100%) = $1499,48 \angle -75,51^\circ \text{ A}$ dengan kondisi *lagging*.

Untuk mengetahui zona gangguan 1 fasa, 2 fasa, dan 3 fasa dengan ketentuan perhitungan seperti di atas maka hasil gangguan berdasarkan zona gangguan tersebut dapat diketahui dalam tabel berikut:

Tabel 4. 21 Hasil Perhitungan Gangguan hubung singkat

Panjang Jaringan %	Arus Hubung Singkat (A)		
	3 fasa	2 fasa	1 fasa
0%	$3819,71 \angle -\sim^\circ$	$3307,97 \angle -\sim^\circ$	$3916,52 \angle -74,26^\circ$
25%	$3282,39 \angle -86,69^\circ$	$2842,63 \angle -86,69^\circ$	$2781,16 \angle -74,84^\circ$
50%	$2871,99 \angle -84,20^\circ$	$2487,22 \angle -84,20^\circ$	$2169,284 \angle -75,17^\circ$
75%	$2548,30 \angle -82,26^\circ$	$2206,897 \angle -82,26^\circ$	$1773,26 \angle -75,37^\circ$
100%	$2288,38 \angle -80,7^\circ$	$1981,79 \angle -80,7^\circ$	$1499,48 \angle -75,51^\circ$

Berikut adalah gambar grafi gangguan hubung singkat berdasarkan panjang saluran:



Gambar 4. 25 Grafik arus Hubung Singkat

Dapat disimpulkan bahwa pada arus gangguan hubung singkat, semakin panjang suatu saluran maka arus gangguan hubung singkat masih kecil. Ketika di zona 100% gangguan hubung singkat yang terjadi dapat dilihat di gambar grafik 4.25 gangguan 3 fasa lebih besar akan tetapi jika di zona 0% arus gangguan lebih kecil dari pada gangguan 1 fasa. Pada transformator tertera nilai batas maksimum gangguan hubung singkat yakni sebesar 40KA. Dalam perhitungan gangguan tersebut masih jauh dalam batas maksimal sehingga tidak merusak transformator.

4.9 Data dan Analisis Circuit Breaker (CB) PMT

4.9.1 Data PMT

1. PMT Transformator 1 XIAN

Berikut adalah data PMT di Transformator 1 XIAN:

Tabel 4. 22 Data PMT di Transformator 1 XIAN

Jenis PMT	Tipe PMT	Setting PMT
PMT <i>Incoming</i> 150 KV	ABB HV <i>Switchgear</i>	Voltage: 170 KV <i>Normal Current</i> : 3150 KA <i>Breaking Current</i> : 40 KA <i>Short-time current</i> : 40 KA <i>Making Current</i> : 100 KA <i>First-Pole-to-Clear Factor</i> : 1,5
PMT Sekunder Transformator 20 KV dan <i>Feeder</i>	<i>Siemens</i>	Voltage: 24 KV <i>Normal Current</i> : 2500 KA <i>Breaking Current</i> : 25 KA <i>Short-time current</i> : 25 KA <i>Making Current</i> : - <i>First-Pole-to-Clear Factor</i> : 1,5

2. PMT Transformator 2 Pauwels

Berikut adalah data PMT transformator 2 PAUWELS

Tabel 4. 23 Data PMT Transformator 2 PAUWELS

Jenis PMT	Tipe PMT	Setting PMT
PMT <i>Incoming</i> 150 KV	Siemens	Voltage: 170 KV <i>Normal Current</i> : 1250 KA <i>Breaking Current</i> : 40 KA <i>Short-time current</i> : 40 KA <i>Making Current</i> : - <i>First-Pole-to-Clear Factor</i> : 1,5

Tabel 4. 24 (Lanjutan) Data PMT Transformator 2 PAUWELS

Jenis PMT	Tipe PMT	Setting PMT
PMT Sekunder Transformator 20 KV dan Feeder	Siemens	<i>Voltage: 24 KV</i> <i>Normal Current: 2000 KA</i> <i>Breaking Current: 25 KA</i> <i>Short-time current: 25 KA</i> <i>Making Current: 62,5 KA</i> <i>First-Pole-to-Clear Factor: 1,5</i>

3. PMT Transformator 3 PASTI

Berikut adalah data PMT Transformator 3 PASTI

Tabel 4. 25 Data PMT Transformator 3 PASTI

Jenis PMT	Tipe PMT	Setting PMT
PMT <i>Incoming</i> 150 KV	Siemens	<i>Voltage: 170 KV</i> <i>Normal Current: 3150 KA</i> <i>Breaking Current: 31,5 KA</i> <i>Short-time current: 31,5 KA</i> <i>Making Current: -</i> <i>First-Pole-to-Clear Factor: 1,5</i>
PMT Sekunder Transformator 20 KV dan Feeder	Siemens	<i>Voltage: 24 KV</i> <i>Normal Current: 2500 KA</i> <i>Breaking Current: 25 KA</i> <i>Short-time current: 25 KA</i> <i>Making Current: -</i> <i>First-Pole-to-Clear Factor: 1,5</i>

4.9.2 Analisis PMT pada ETAP 16.0.0

Circuit Breaker (CB) yang selanjutnya disebut Pemutus Tenaga (PMT), pada daerah operasional PLN ULTG Yogyakarta terdapat PMT masing-masing pada *incoming* 150 KV dan Sekunder Trafo 20KV serta di *feeder*. Sesuai dengan data PMT yang diperoleh maka disesuaikan dengan ETAP 16.0.0. Pada Bagian data etap 16.0.0. Untuk *Break Time* (min Delay mengikuti) harus sesuai SPLN dan Tclose disesuaikan dengan *library Etap 16.0.0*. Pada buku pedoman PMT sesuai dengan SPLN No 52-1 1984 untuk sistem 150 KV ≤ 120 mili detik $\leq 0,12$ detik dan . Sehingga hasil data yang dimasukkan adalah dapat dilihat sebagai contoh gambar berikut di ETAP 16.0.0:

The screenshot shows the 'High Voltage Circuit Breaker Editor - CB3Incoming' window. It has tabs for 'Info', 'Rating', 'Reliability', 'Interlock', 'Remarks', and 'Comment'. The 'Info' tab is active, showing the following data:

170 kV 0,12 sec		31,5 kA 135 kA	
Standard		Library Info	
<input type="radio"/> ANSI	<input checked="" type="radio"/> IEC	MFR	Siemens
Library...		Model	170-3AP1-50
Rating			
Rated kV	Rated Amp	TRV	
170	3150	0	
Making Peak	Breaking	Time Constant	% dc
135	31,5	45	6,95
Ithr	Tkr	User-defined Tk	
50	3	3	
Min. Delay	Break Time	FPC Factor	T close
0,12	0,12	1,5	0,08

Gambar 4. 26 PMT di *Incoming* 3 ETAP 16.0.0

4.10 Data dan Analisis OCR GFR

4.10.1 Data OCR dan GFR

1. Tabel Data OCR dan GFR Area Transformator 1

Berikut adalah tabel data OCR dan GFR pada area Transformator 1 XIAN:

Tabel 4. 26 Data OCR dan GFR di Area Transformator 1

Jenis Relay	Type Relay	Rasio CT	Setting waktu
OCR dan GFR sisi 150 kV	AREVA MICOM P122 OCR	300:1 In Ry = 1 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{>} = 0,92 I_n$ • $T_{ms} = 0,36$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,38 I_n$ • $T_{ms} = 0,69$
OCR dan GFR sisi 20 kV	AREVA MICOM P122 OCR	2000:5 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{>} = 1,04 I_n$ • $T_{ms} = 0,24$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,35 I_n$ • $T_{ms} = 0,44 I_n$
OCR dan GFR sisi penyulang		800:5 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{>} = 4,3 I_n$ • $T_{ms} = 0,3 \text{ detik}$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{>} = 3,2 I_n$ • $T_{ms} = 0,3 \text{ detik}$

2. Data setting relay Transformator 2

Berikut adalah data OCR dan GFR pada area transformator 2 PAUWELS:

Tabel 4. 27 Data OCR dan GFR Transformator 2

Jenis Relay	Type Relay	Rasio CT	Setting waktu
OCR dan GFR sisi 150 kV	AREVA MICOM P122 OCR	300:1 In Ry = 1 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 0,92 I_n$ • $T_{ms} = 0,36$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,38 I_n$ • $T_{ms} = 0,69$
OCR dan GFR sisi 20 kV	AREVA MICOM P122 OCR	2000:5 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 5,2$ • $T_{ms} = 0,22$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,35 I_n$ • $T_{ms} = 0,44 I_n$
OCR dan GFR sisi penyulang		800:5 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 4,3 I_n$ • $T_{ms} = 0,27$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 3,2 I_n$ • $T_{ms} = 0,3$

3. Data setting relay Transformator 3

Berikut adalah data OCR dan GFR pada area Transformator 3 PASTI

Tabel 4. 28 Data OCR dan GFR Transformator 3

Jenis Relay	Type Relay	Rasio CT	Setting Waktu
OCR dan GFR sisi 150 kV	AREVA MICOM P122 OCR	300:1 In Ry = 1 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 0,92 I_n$ • $T_{ms} = 0,345$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,31 I_{en}$ • $T_{ms} = 0,73$
OCR dan GFR sisi 20 kV	AREVA MICOM P122 OCR	2000:1 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 1,04 I_n$ • $T_{ms} = 0,23$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,35 I_{en}$ • $T_{ms} = 0,43$
OCR/GFR Penyulang		800/5 In Ry = 5 A OCR	OCR <ul style="list-style-type: none"> • $I_D = 0,6 I_n$ • $T_{ms} = 0,27$ GFR <ul style="list-style-type: none"> • $I_{e>} = 0,3 I_{en}$ • $T_{ms} = 0,298$

4.10.2 Nilai *Setting Relay*

1. *Setting Arus relay*

Diketahui pada data tersebut rele pada PLN ULTG Yogyakarta masing-masing diposisikan di sisi *incoming* 150KV, sisi *Incoming* 20 KV dan penyulang (*feeder*) 20KV. Untuk awalan harus mengetahui nilai *setting* pada tiap-tiap Transformator dengan persamaan (19) dan (20) sebagai berikut:

a. OCR Transformator 1

Nilai *setting* arus di 150KV sebagai berikut:

Primer:

Diketahui:

CT= 300:1

$I_p = 180 \text{ A}$

Penyelesaian:

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times I_{nominal \ trafo}$$

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times 180$$

$$I_{set(prim)} = 189 \text{ A}$$

Sekunder:

$$I_{set(sec)} = I_{set(prim)} \times \frac{1}{ratio \ CT}$$

$$I_{set(sec)} = 189 \times \frac{1}{300 : 1}$$

$$I_{set(sec)} = 0,63 \text{ A}$$

Nilai *setting* di *incoming* 20 KV

Diketahui: CT = 2000:5

KVA20KV= 46,15 MVA

$I_s = I_{nominal \ trafo} = 1223 \text{ A}$

Penyelesaian:

Primer

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times I_{nominal \ trafo}$$

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times 1223$$

$$I_{set(prim)} = 1284,15 \text{ A}$$

Sekunder:

$$I_{set(sec)} = I_{set(prim)} \times \frac{1}{ratio\ CT}$$

$$I_{set(sec)} = 1284,15 \times \frac{1}{2000 : 5}$$

$$I_{set(sec)} = 3,21\ A$$

Nilai *setting* di penyulang 20KV

Diketahui:

$$I_s = I_{beban} = 1223\ A$$

$$CT = 800:5$$

Penyelesaian:

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times I_{beban}$$

$$I_{set(prim)} = 1,05 \times 1223\ A$$

$$I_{set(prim)} = 1284,15\ A$$

Sekunder:

$$I_{set(sec)} = I_{set(prim)} \times \frac{1}{ratio\ CT}$$

$$I_{set(sec)} = 1284,15 \times \frac{1}{800 : 5}$$

$$I_{set(sec)} = 11,465\ A$$

Dalam perhitungan ini menggunakan data yang terukur dan dihitung sesuai dengan yang didapatkan pada saat penelitian. (lihat tabel 4.13 dan 4.14) pada keadaan sisi *incoming* 20 KV dan *feeder* 20 KV yang memiliki arus Sekunder sama. Oleh karena itu, melakukan perhitungan yang sama untuk transformator 2 dan 3 sehingga hasil dari perhitungan dapat dilihat dalam tabel 4.26.

b. Tabel hasil data perhitungan tiap transformator

Tabel 4. 29 Hasil Iset OCR primer dan Iset Sekunder pada tiap Transformator

	OCR	Iset Primer	Iset Sekunder
Transformator 1	150 KV, CT=300/1	189 A	0,63 A
	20 KV, CT=2000/5	1284,15 A	3,21 A
	<i>Feeder</i> , CT=800/5	1284,15 A	8,02A
Transformator 2	150 KV, CT= 300/1	136,64 A	0,455 A
	20 KV, CT= 2000/5	905,1 A	2,26 A
	<i>Feeder</i> , CT= 800/5	905,1 A	5,656 A
Transformator 3	150 KV, CT= 3001	106,22 A	0,354 A
	20 KV, CT= 2000/1	714 A	0,357 A
	<i>Feeder</i> , CT= 800/5	714 A	4,4625 A

c. GFR Transformator 1

Untuk penentuan *setting* arus di GFR adalah dengan persamaan (21) dan (22) sebagai berikut:

Nilai *setting* arus di 150KV sebagai berikut:

Primer:

Diketahui:

CT= 300:1

In= 180 A

Penyelesaian:

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times I_{nominal\ trafo}$$

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times 180$$

$$I_{set(prim)} = 36 A$$

Sekunder:

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times I_{Nom}}{CT}$$

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times 180}{300:1}$$

$$I_{setsec} = 0,12 A$$

Nilai *setting* di *incoming* 20 KV

Diketahui:

$$CT = 2000:5$$

$$I_n = 1223 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times I_{nominal \ trafo}$$

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times 1223$$

$$I_{set(prim)} = 244,6 \text{ A}$$

Sekunder:

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times I_{Nom}}{CT}$$

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times 1223}{2000:5}$$

$$I_{setsec} = 0,61 \text{ A}$$

Nilai *setting* di penyulang 20KV

Diketahui:

$$I_n = I_{beban} = 1223 \text{ A}$$

$$CT = 800:5$$

Penyelesaian:

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times I_{beban}$$

$$I_{set(prim)} = 0,2 \times 1223$$

$$I_{set(prim)} = 244,6 \text{ A}$$

Sekunder:

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times I_{Nom}}{CT}$$

$$I_{setsec} = \frac{0,2 \times 1223}{800:5}$$

$$I_{setsec} = 1,52 \text{ A}$$

Setelah didapatkan perhitungan GFR transformator 1 maka akan diteruskan perhitungan dengan Transformator 2 dan Transformator 3 dengan hasil pada tabel 4.27.

d. hasil perhitungan GFR Iset primer dan sekunder

Tabel 4. 30 Hasil Iset GFR primer dan Iset Sekunder pada tiap Transformator

	GFR	Iset Primer	Iset Sekunder
Transformator 1	150 KV, CT=300/1	36 A	0,12 A
	20 KV, CT=2000/5	244,6 A	0,61 A
	<i>Feeder</i> , CT=800/5	244,6 A	1,52 A
Transformator 2	150 KV, CT=300/1	26,026 A	0,08 A
	20 KV, CT=2000/5	172,4 A	0,431 A
	<i>Feeder</i> , CT=800/5	172,4 A	1,0775 A
Transformator 3	150 KV, CT=300/1	20,234 A	0,067 A
	20 KV, CT=2000/1	136 A	0,068 A
	<i>Feeder</i> , CT=800/5	136 A	0,85 A

e. analisis nilai *setting* arus

Telah dilakukan perhitungan OCR dan GFR untuk Iset primer dan Iset sekunder tiap-tiap transformator. Pada etap 16.0.0 hanya diminta inputan berupa Iset primer. Pada perhitungan terlihat pada tabel 4.26 dan 4.27 penentuan Iset primer OCR dan GFR pada sisi *incoming* 20 KV dan penyulang 20 KV memiliki hasil yang sama pada tiap-tiap transformatornya yang berbeda pada penyulang *incoming* 150 KV dikarenakan memiliki arus nominal primer yang sama.

2. Setting TMS OCR dan GFR

Untuk menentukan *setting* waktu rele adalah mencari pengaturan pengali waktu (TMS) pada OCR dan GFR untuk dapat menghitung waktu yang dibutuhkan rele dalam memberi perintah ke PMT untuk melakukan trip. Standar (t) SPLN adalah IEC 60255 *standard by the grading time 0.3-0.5*, kemudian dikarenakan pada sisi 150 KV diusahakan agar tidak terjadi trip maka TMS ditambah dengan 0,5. Dapat diketahui pada OCR dan GFR menggunakan *standard inverse* dalam penentuan waktunya maka dapat dihitung sebagai berikut:

a. TMS OCR

OCR Pada sisi *incoming* 150 KV

Diketahui:

$$t = 0,3 \text{ (sesuai standar SPLN)} + 0,5 = 0,8$$

$$I_{\text{fault}} = 3819,71 \text{ A (3 fasa 0\%)}$$

$$I_{\text{setprim150KV}} = 189 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,8 \times \left[\left[\frac{3819,71}{189} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,354$$

OCR pada sisi *incoming* 20 KV

Diketahui:

$$t = 0,3$$

$$I_{\text{fault}} = 2548,30 \text{ A (3 fasa 75\%)}$$

$$I_{\text{setsec 20KV}} = 3,21 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left[\frac{2548,30}{3,21} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,306$$

OCR pada sisi penyulang 20 KV:

Diketahui:

$$t = 0,3$$

$$I_{\text{fault}} = 2288,38 \text{ A (3 fasa 100\%)}$$

$$I_{\text{setsecpenyulang}} = 8,02 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left[\frac{2288,38}{8,02} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,256$$

Pada perhitungan tersebut dapat dilanjutkan untuk mengetahui TMS dan perbandingan dengan data *existing* pada transformator 2 dan 3 sebagai berikut:

Tabel 4. 31 DATA TMS OCR Transformator 1,2 dan 3

TMS OCR		Perhitungan SPLN	Data <i>Existing</i>
Transformator 1	150 KV	0,354	0,351
	20 KV	0,306	0,233
	<i>Feeder</i>	0,256	0,272
Transformator 2	150 KV	0,393	0,36
	20 KV	0,323	0,24
	<i>Feeder</i>	0,273	0,27
Transformator 3	150 KV	0,424	0,345
	20 KV	0,416	0,23
	<i>Feeder</i>	0,284	0,27

b. TMS GFR

GFR Pada sisi *incoming* 150 KV

Diketahui:

$$t = 0,8$$

$$I_{\text{fault}} = 3916,52 \text{ A (1 fasa di zona 0\%)}$$

$$I_{\text{setprim150KV}} = 36 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$
$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left[\frac{3916,52}{36} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$
$$TMS = 0,561$$

GFR pada sisi *incoming* 20 KV

Diketahui:

$$t = 0,3$$

$$I_{\text{fault}} = 1773,26 \text{ A (1 fasa 75\%)}$$

$$I_{\text{setsec20KV}} = 0,61 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$
$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left[\frac{1773,26}{0,61} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$
$$TMS = 0,371$$

GFR pada sisi penyulang:

Diketahui:

$$t = 0,3$$

$$I_{\text{fault}} = 1499,48 \text{ A (1 fasa 100\%)}$$

$$I_{\text{setprimpenyulang}} = 1,52 \text{ A}$$

Penyelesaian:

$$TMS = \frac{t \times \left[\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left[\frac{1499,48}{1,52} \right]^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,316$$

Pada perhitungan tersebut dapat dilanjutkan untuk mengetahui TMS GFR dan perbandingan dengan data *existing* pada transformator 2 dan 3 sebagai berikut:

Tabel 4. 32 DATA TMS GFR Transformator 1,2 dan 3

TMS GFR		Perhitungan SPLN	Data <i>Existing</i>
Transformator 1	150 KV	0,561	0,73
	20 KV	0,371	0,433
	<i>Feeder</i>	0,316	0,298
Transformator 2	150 KV	0,602	0,69
	20 KV	0,388	0,44
	<i>Feeder</i>	0,333	0,35
Transformator 3	150 KV	0,634	0,73
	20 KV	0,483	0,43
	<i>Feeder</i>	0,345	0,298

3. Perhitungan waktu kerja (t) OCR dan GFR

Waktu kerja rele (t) adalah hal penentu untuk memerintahkan PMT melakukan trip dengan cepat. Kemudian akan menganalisis waktu kerja rele berdasarkan TMS *existing* pada PLN ULTG Yogyakarta, perhitungan akan dianalisis melalui persamaan (26) sebagai berikut:

a. Waktu kerja OCR

OCR pada sisi *incoming* 150 KV

Diketahui:

TMS = 0,351 (*Existing* 150 KV)

Isetprim = 189 A

Ifault = 3819,71 A (3 fasa 0%)

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,351}{\left[\frac{3819,71}{189} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = 0,792$$

OCR pada sisi *incoming* 20 KV

Diketahui:

TMS = 0,233

Ifault = 2548,30 A (3 fasa 75%)

Isetsec = 3,21 A

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,233}{\left[\frac{2548,30}{3,21} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = 0,228$$

OCR pada sisi *incoming feeder* 20 KV

Diketahui:

TMS = 0,272

Isetsec = 8,02 A

Ifault = 2288,38 A (3 fasa 100%)

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,272}{\left[\frac{2288,38}{8,02} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,318$$

Untuk mengetahui hasil dari perhitungan waktu kerja OCR di Transformator 2 dan 3 serta perbandingan hasil waktu kerja (t) dengan (t) SPLN adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 33 DATA waktu kerja (t) OCR Transformator 1,2 dan 3

Waktu kerja (t) OCR		Perhitungan	Standar SPLN
Transformator 1	150 KV	0,792	0,8
	20 KV	0,228	0,3
	<i>Feeder</i>	0,318	0,3
Transformator 2	150 KV	0,731	0,8
	20 KV	0,223	0,3
	<i>Feeder</i>	0,296	0,3
Transformator 3	150 KV	0,650	0,8
	20 KV	0,165	0,3
	<i>Feeder</i>	0,284	0,3

b. Waktu kerja GFR

GFR pada sisi *incoming* 150 KV

Diketahui:

$$TMS = 0,73$$

$$I_{setprim} = 36 \text{ A}$$

$$I_{fault} = 3916,52 \text{ A (1 fasa 0\%)}$$

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,73}{\left[\frac{3916,52}{36} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = 1,039$$

GFR pada sisi *incoming* 20 KV

Diketahui:

$$TMS = 0,433$$

$$I_{setsec} = 0,61 \text{ A}$$

$$I_{fault} = 1773,26 \text{ A (1 fasa 75\%)}$$

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,433}{\left[\frac{1773,26}{0,61} \right]^{0,02} - 1}$$
$$t = 0,350$$

GFR pada sisi *feeder* 20 KV

Diketahui:

$$TMS = 0,298$$

$$I_{setsec} = 1,52 \text{ A}$$

$$I_{fault} = 1499,48 \text{ (1 fasa 100\%)}$$

Penyelesaian:

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,298}{\left[\frac{1499,48}{1,52} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,282$$

Untuk mengetahui hasil dari perhitungan waktu kerja GFR di Transformator 2 dan 3 serta perbandingan hasil waktu kerja (t) dengan (t) SPLN adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 34 DATA waktu kerja (t) GFR Transformator 1,2 dan 3

Waktu kerja (t) GFR		Perhitungan	Standar SPLN
Transformator 1	150 KV	1,039	0,8
	20 KV	0,350	0,3
	<i>Feeder</i>	0,282	0,3
Transformator 2	150 KV	0,915	0,8
	20 KV	0,340	0,3
	<i>Feeder</i>	0,314	0,3
Transformator 3	150 KV	0,920	0,8
	20 KV	0,266	0,3
	<i>Feeder</i>	0,258	0,3

Kondisi GFR dengan GFR standar PLN masing-masing memiliki perbedaan yang cukup signifikan. Perbedaan ini dikarenakan perhitungan terjadi pembulatan 3 di belakang koma yang memengaruhi hasil dari kerja waktu rele, untuk mengetahui apakah perbedaan ini masih layak dikatakan sesuai standar SPLN maka akan dilakukan uji simulasi.

4.11 Uji simulasi dari Data Gangguan

4.11.1 Data dasar laporan gangguan pada JTM GI Bantul

Tabel 4. 35 Data gangguan

Source: tabel data penelitian (1-01-2019 s/d 31-01-2019)

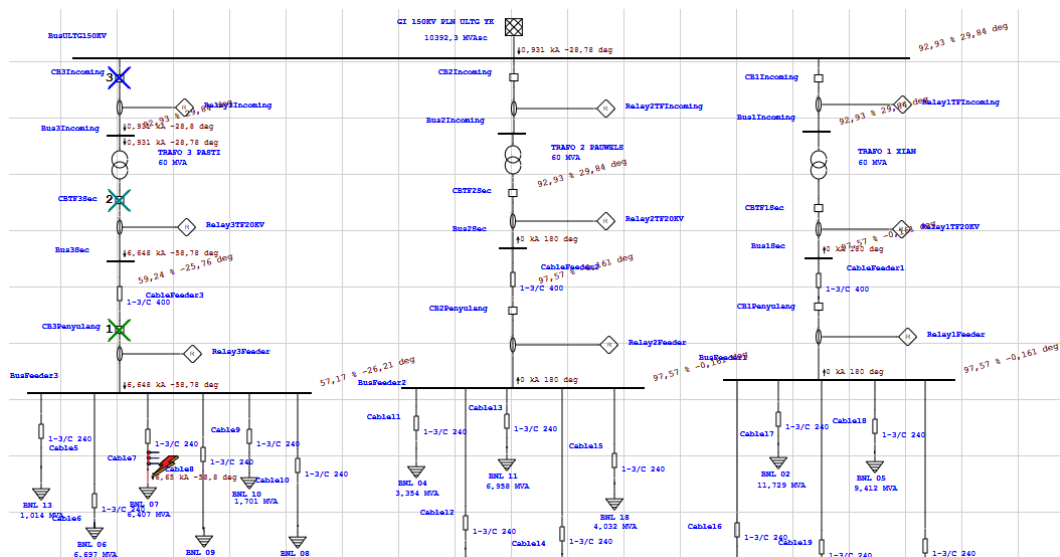
No	Tanggal	Gardu Induk	Penyulang / Recloser	Jam Padam	Jam Normal	Lama Padam	Beban	Tegangan	Daya Hilang	kWH Hilang
16	2019-01-09	Bantul	BNL07	16:29:00	17:30:00	61	201	21,2	6273,34	6903,13
21	2019-01-11	Bantul	BNL09	16:53:00	19:18:00	145	80	21,2	2496,85	6530,98
Indikasi Relay		Kode	Arus Ggn Ph A	Arus Ggn Ph B	Arus Ggn Ph C	Arus Ggn Ph N	Penyebab			
OCR Phasa T >> High Set 1		39	0	5398	0	4089	DILOKALISIR GANGGUAN TIDAK DITEMUKAN, BERSAMAAN PETIR			
OCR GFR Phasa R S T >> High Set 2		69	94	127	5127	4952	POHON BAMBU			
Kode	Cuaca Saat Ggn		No Pole	Jarak Gangguan		Nama Lokasi Ggn				
49	Hujan Lebat dan Angin Kencang		0	Tidak Diketahui / Belum Ada Da		0				
41a	Hujan Lebat dan Angin Kencang		S2-15/18	0 - 5 km		BANTUL				

4.11.2 Simulasi pada ETAP 16.0.0

1. Uji data gangguan

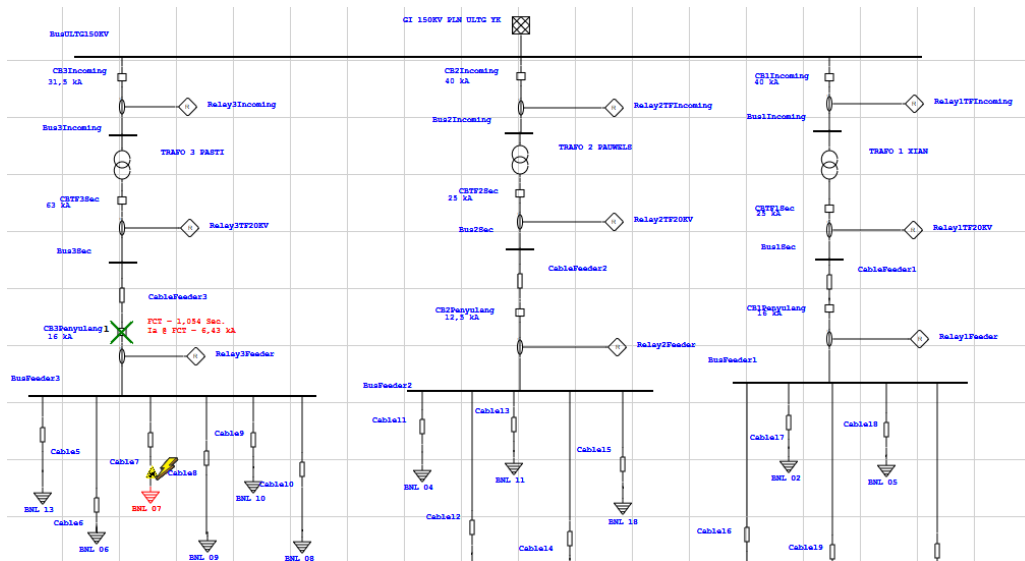
a. BNL 07

Pada data gangguan tabel 4.30 tersebut maka akan dilakukan uji simulasi pada ETAP 16.0.0. Gangguan yang terjadi yaitu pada area transformator 3 PASTI di *feeder* BNL 07 dan BNL 09. Sesuai dengan data pada BNL 07 diperkirakan adalah petir walaupun belum masih ditemukan adanya gangguan yang pasti. Pada kondisi OCR langsung bekerja di *High set 1*, dalam artian set ini berupa gangguan yang belum besar, karena pada PLN ULTG Yogyakarta, OCR akan *High set 2* apabila terjadi gangguan yang cukup besar. Berikut adalah gambar simulasi gangguan.



Gambar 4. 27 Gangguan BLN 07 *Star-Protection* analisis OCR high set 1

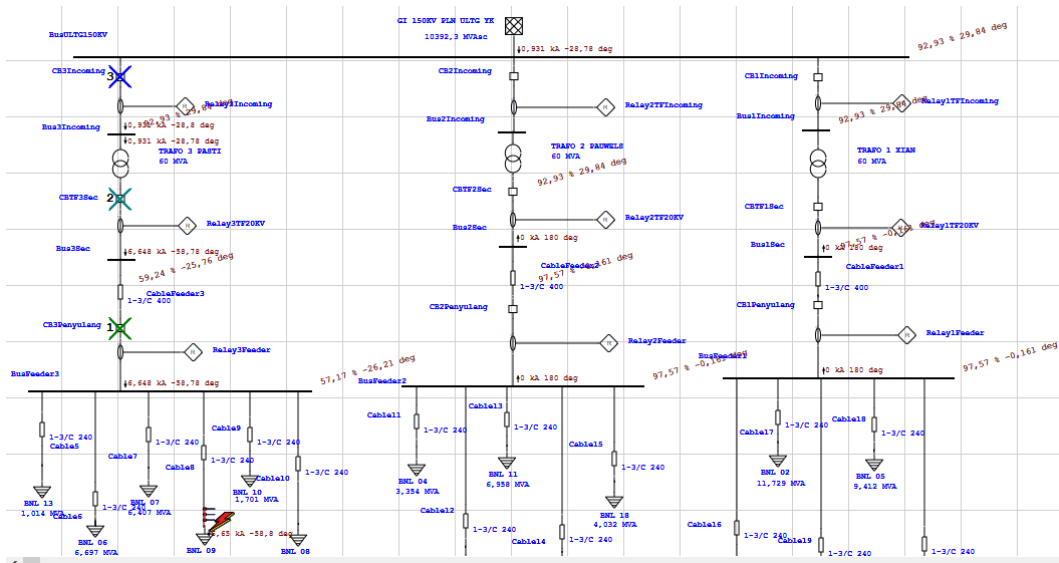
Pada gambar tersebut dapat diketahui bahwa kerja rele pada saat terjadi gangguan di BNL 07 adalah kerja normal. Diketahui pada saat melakukan “*fault-insertion*” di BNL 07 maka yang paling pertama bekerja adalah rele pada penyulang 20 KV, disusul dengan rele *incoming* 20 KV dan terakhir rele *incoming* 150 KV. Kondisi ini rele bekerja sesuai dengan standar karena diusahakan pada sisi *incoming* 150 KV untuk tidak trip pada pertama kali guna mengamankan interkoneksi yang berlangsung. Kerja PMT penyulang sebesar 1,04 s, kerja PMT *incoming* 20 KV sebesar 1,04 s dan PMT *incoming* 150 KV sebesar 1,065.



Gambar 4. 28 Gangguan BLN O7 ARC flash analisis OCR high set 1

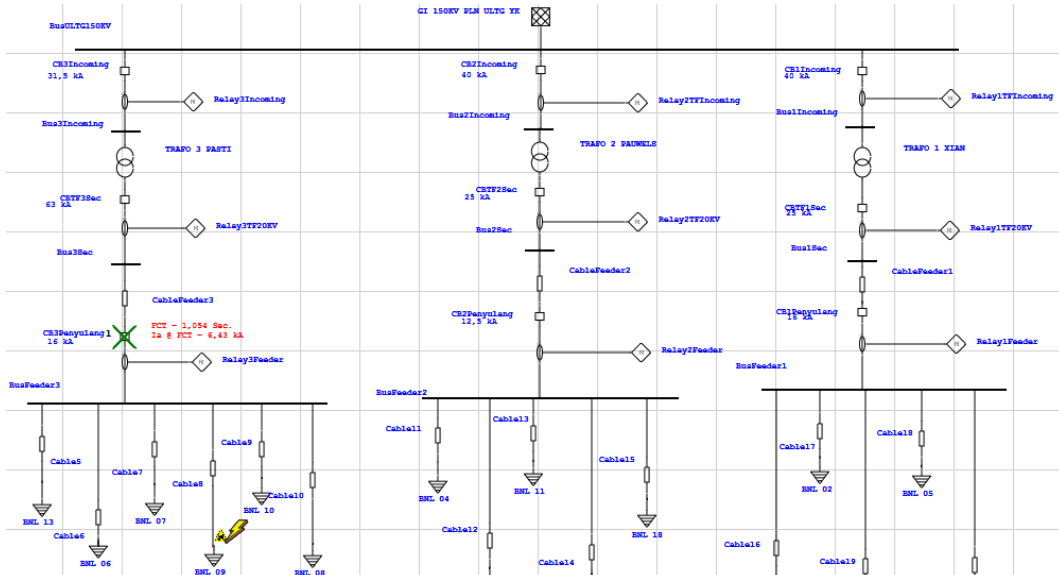
Pada uji simulasi ETAP 16.0.0 dengan menggunakan ARC flash analisis rele yang bekerja hanya pada penyulang 20 KV dengan PMT trip pada waktu 1,054 s. Sehingga dapat diketahui pada data gangguan memang benar adanya busur api sehingga menyebabkan hubung singkat, busur api juga bisa disebabkan karena gangguan petir. Dalam uji ARC flash lebih tepat dari pada *star-protection* karena pada *star-protection* akan menganalisis rele dan PMT secara keseluruhan dengan kondisi gangguan yang sangat besar sehingga rele dan PMT bekerja secara keseluruhan.

b. BNL 09



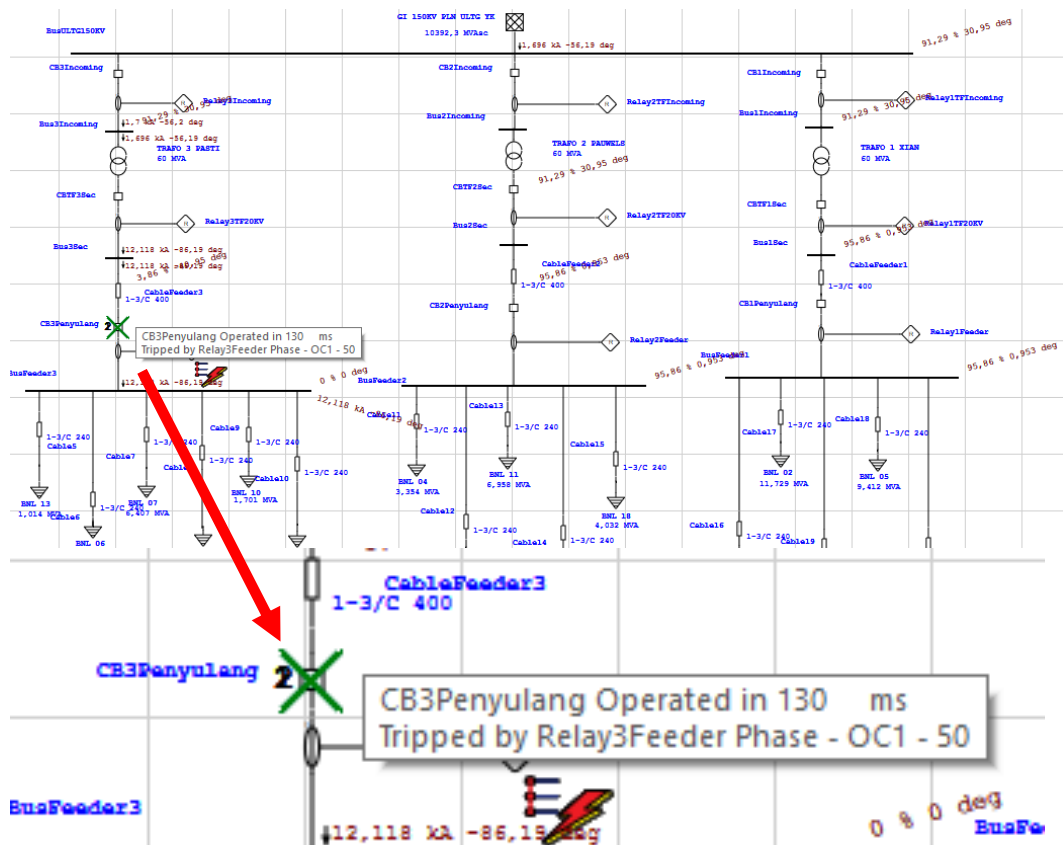
Gambar 4. 29 Gangguan BNL 09 dengan *star-protection* di ETAP 16.0.0

Dalam hal ini ketika diberi gangguan berupa *fault-insertion* pada ETAP 16.0.0 sama dengan BNL 07 yaitu semua rele bekerja, namun kondisi rele pada penyulang tetap pada kondisi *high set 1*, maka akan dicoba dengan *ARC Flash* analisis sebagai berikut:



Gambar 4. 30 Gangguan BNL 09 *ARC flash* analisis

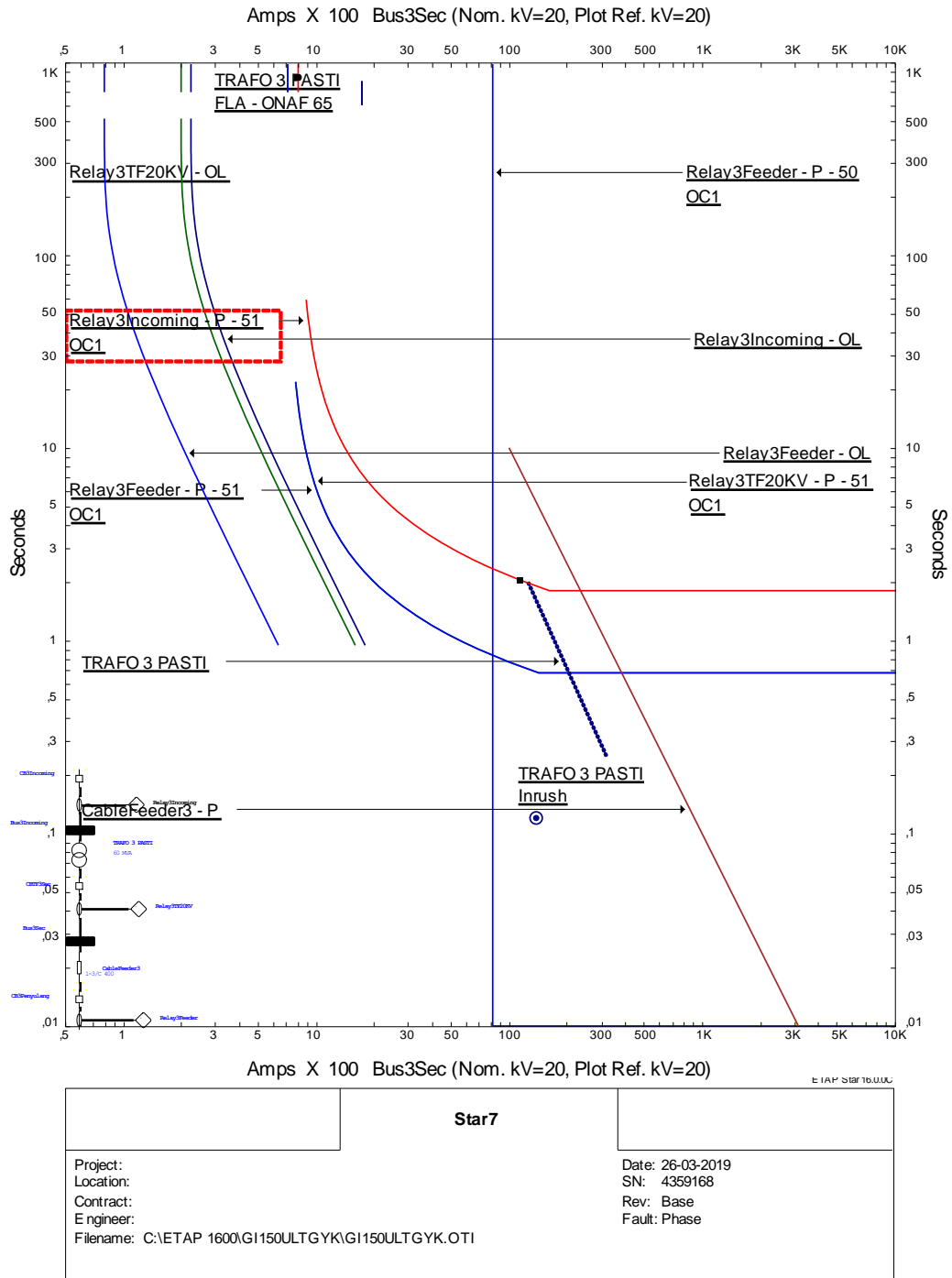
Diketahui dari data adalah pohon bambu, akan tetapi tidak memungkinkan jika untuk rele bekerja pada kondisi high set 2, sehingga penyebab tersebut kemungkinan besar keliru. Namun pada ETAP 16.0.0 rele akan *high set 2* pada saat terjadi gangguan di incoming, dengan gambar Uji Simulasi Sebagai Berikut:



Gambar 4. 31 Gangguan BNL *incoming* (bus penyulang 20 KV)

Pada saat melakukan uji di bus penyulang 20 KV atau di *incoming* 20 KV maka rele bekerja pada *high set 2* dengan PMT trip pada waktu 0,13 s. *High set 2* pada OCR bekerja sangat cepat untuk mengamankan transformator dan peralatan yang ada pada gardu induk PLN ULTG Yogyakarta. Dapat dipastikan gangguan pada BNL 09 terjadi didekat bus 20 KV atau *incoming* 20 KV pada PLN ULTG Yogyakarta. Adapun grafik dari gangguan BNL 07 dan BNL 09 pada rele proteksi area transformator 3 PASTI adalah Sebagai Berikut

2. Grafik Gangguan di ETAP 16.0.0



Gambar 4. 32 Grafik gangguan OCR dan GFR di Transformator 3