



Gambar 2.2. Hubungan Tegangan Menengah ke Tegangan Rendah dan Konsumen

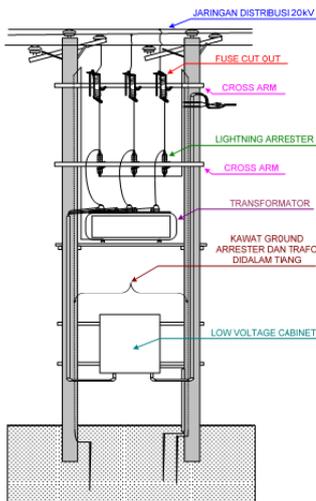
### 2.2. Gardu Distribusi

Gardu trafo distribusi berlokasi dekat dengan konsumen. Transformator dipasang pada tiang listrik dan menyatu dengan jaringan listrik. Untuk mengamankan transformator dan sistemnya, gardu dilengkapi dengan unit-unit pengaman. Karena tegangan yang masih tinggi belum dapat digunakan untuk mencatu beban secara langsung, kecuali pada beban yang didisain khusus, maka digunakan transformator penurun tegangan (*step down*) yang berfungsi untuk menurunkan tegangan menengah 20kV ke tegangan rendah 400/230Volt. Gardu trafo distribusi ini terdiri dari dua sisi, yaitu : sisi primer dan sisi sekunder.

Sisi primer merupakan saluran yang akan mensuplay ke bagian sisi sekunder. Unit peralatan yang termasuk sisi primer adalah :

- a. Saluran sambungan dari SUTM ke unit transformator (primer trafo).
- b. Fuse cut out.
- c. Ligthning arrester.

Gardu trafo distribusi ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 2.3. Gardu Trafo Distribusi

### 2.3. Transformator Distribusi

Transformator distribusi merupakan alat yang memegang peran penting dalam sistem distribusi. Transformator distribusi mengubah tegangan menengah menjadi tegangan rendah. Transformator distribusi yang umum digunakan adalah transformator *step-down* 20KV/400V. Tegangan fasa ke fasa sistem jaringan tegangan rendah adalah 380V. Karena terjadi drop tegangan, maka pada rak tegangan rendah dibuat di atas 380V agar tegangan pada ujung penerima tidak lebih kecil dari 380V.

Daya transformator bila ditinjau dari sisi tegangan tinggi (primer) dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \quad (1)$$

dimana:

- S = daya transformator (kVA)
- V = tegangan sisi primer transformator (kV)
- I = arus jala-jala (A)

Sehingga untuk menghitung arus beban penuh (full load) dapat menggunakan rumus :

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (2)$$

dimana:

- $I_{FL}$  = arus beban penuh (A)
- S = daya transformator (kVA)
- V = tegangan sisi sekunder transformator L-L (kV)

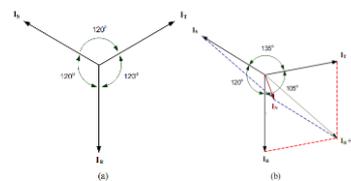
### 2.4. Ketidakseimbangan Beban

Yang dimaksud dengan keadaan seimbang adalah suatu keadaan di mana :

- Ketiga vektor arus / tegangan sama besar.
- Ketiga vektor saling membentuk sudut  $120^\circ$  satu sama lain.

Sedangkan yang dimaksud dengan keadaan tidak seimbang adalah keadaan di mana salah satu atau kedua syarat keadaan seimbang tidak terpenuhi. Kemungkinan keadaan tidak seimbang ada 3 yaitu:

- Ketiga vektor sama besar tetapi tidak membentuk sudut  $120^\circ$  satu sama lain.
- Ketiga vektor tidak sama besar tetapi membentuk sudut  $120^\circ$  satu sama lain.
- Ketiga vektor tidak sama besar dan tidak membentuk sudut  $120^\circ$  satu sama lain.



Gambar 2.4. Vektor Diagram Arus

Gambar 2.4.(a) menunjukkan vektor diagram arus dalam keadaan seimbang. Di sini terlihat bahwa penjumlahan ketiga vektor arusnya ( $I_R, I_S, I_T$ ) adalah sama dengan nol sehingga tidak muncul arus netral ( $I_N$ ).

Sedangkan pada Gambar 2.4. (b) menunjukkan vektor diagram arus yang tidak seimbang. Di sini terlihat bahwa penjumlahan ketiga vektor arusnya ( $I_R, I_S, I_T$ ) tidak sama dengan nol sehingga muncul sebuah besaran yaitu arus netral ( $I_N$ ) yang besarnya bergantung dari seberapa besar faktor ketidakseimbangannya.

### 2.5. Penyaluran dan Susut Daya

Misalnya daya sebesar P disalurkan melalui suatu saluran dengan penghantar netral. Apabila pada penyaluran daya ini arus-arus fasa dalam keadaan seimbang, maka besarnya daya dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P = 3 \cdot [V] \cdot [I] \cdot \cos \varphi \quad (2-1)$$

dengan:

- P = daya pada ujung kirim
- V = tegangan pada ujung kirim
- $\cos \varphi$  = faktor daya

Daya yang sampai ujung terima akan lebih kecil dari P karena terjadi penyusutan dalam saluran.

Jika  $[I]$  adalah besaran arus fasa dalam penyaluran daya sebesar P pada keadaan seimbang, maka pada penyaluran daya yang sama tetapi dengan keadaan tak seimbang besarnya arus-arus fasa dapat dinyatakan dengan koefisien a, b dan c sebagai berikut :

$$\begin{aligned} [I_R] &= a [I] \\ [I_S] &= b [I] \\ [I_T] &= c [I] \end{aligned} \quad (2-2)$$

dengan  $I_R$ ,  $I_S$  dan  $I_T$  berturut-turut adalah arus di fasa R, S dan T.

Bila faktor daya di ketiga fasa dianggap sama walaupun besarnya arus berbeda, besarnya daya yang disalurkan dapat dinyatakan sebagai :

$$P = (a+b+c) \cdot [V] \cdot [I] \cdot \cos \phi \quad (2-3)$$

Apabila persamaan (21) dan persamaan (22) menyatakan daya yang besarnya sama, maka dari kedua persamaan itu dapat diperoleh persyaratan untuk koefisien a, b, dan c yaitu

dimana  $a + b + c = 3$  pada keadaan seimbang, nilai  $a = b = c = 1$

Untuk kondisi beban tidak seimbang dapat dianalisa dengan menggunakan persamaan :

$$\begin{aligned} I_{rata-rata} &= \frac{I_R + I_S + I_T}{3} \\ a &= \frac{I_R}{I_{rata-rata}} \\ b &= \frac{I_S}{I_{rata-rata}} \\ c &= \frac{I_T}{I_{rata-rata}} \\ \text{Rata-rata} &= \frac{(|a - 1| + |b - 1| + |c - 1|)}{3} \\ \text{Ketidakseimbangan} &= \end{aligned}$$

### Losses (rugi-rugi) Akibat Adanya Arus Netral pada Penghantar Netral Transformator

Sebagai akibat dari ketidakseimbangan beban antara tiap-tiap fasa pada sisi sekunder trafo (fasa R, fasa S, fasa T) mengalir arus di netral trafo. Arus yang mengalir pada penghantar netral trafo ini menyebabkan losses (rugi-rugi). Losses pada penghantar netral trafo ini dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$P_N = I_N^2 \cdot R_N \quad (2-4)$$

keterangan:

- $P_N$  = losses pada penghantar netral trafo (watt)
- $I_N$  = arus yang mengalir pada netral trafo (A)
- $R_N$  = tahanan penghantar netral trafo ( $\Omega$ )

Sedangkan losses yang diakibatkan karena arus netral yang mengalir ke tanah (*ground*) dapat dihitung dengan perumusan sebagai berikut:

$$P_G = I_G^2 \cdot R_G \quad (2-5)$$

keterangan:

- $P_G$  = losses akibat arus netral yang mengalir ke tanah (watt)
- $I_G$  = arus netral yang mengalir ke tanah (A)
- $R_G$  = tahanan pembumian netral trafo ( $\Omega$ )

### 2.6. Standart Mutu Tegangan Pelayanan

Standar variasi tegangan pelayanan didapatkan dari SPLN 1 1985 yaitu ditetapkan maksimum +5% minimum -10% terhadap tegangan nominal

Tabel I-1 Variasi Tegangan Pelayanan

Tegangan Nominal (V)	Variasi Tegangan Pelayanan
230 / 400	5% - 10%
400 / 690	
1000	

## II. Metode Penelitian

### 1.1 Langkah –langkah pengolahan data

Sistematika pelaksanaan dari tahap persiapan dijelaskan dalam bagan alir yang dapat dijelaskan sebagai berikut :

- 1) Data yang dibutuhkan :  
Data Trafo Gardu Distribusi, Data ukur Beban untuk masing-masing Jurusan (LVMDP), Data JTR, S-R, dan APP, Data Pelanggan (Fasa Pelanggan).
- 2) Analisa Awal  
Analisa Arus per fasa (Ketidakseimbangan) dan Perhitungan Losses
- 3) Mekanisme Penyeimbangan  
a) Verifikasi Fasa Pelanggan.  
b) Penentuan data S-R dan perhitungan Arus Fasa yang akan dipindahkan dan Pelaksanaan Pemerataan beban
- 4) Hasil Penyeimbangan  
a) Pengukuran Beban untuk masing-masing Jurusan (LVMDP)  
b) Perhitungan Ketidakseimbangan dan Losses.  
c) Perbandingan data losses antara sebelum dengan sesudah penyeimbangan.

Diagram Alir :



Gambar 3-1. Diagram Alir Penelitian

## III. Hasil Penelitian dan Pembahasan

### 4.1 Data Inspeksi dan data Pengukuran

Data – data yang diambil berkaitan dengan tahap inspeksi awal adalah :

1. Data Teknik
  - Tiang JTR dan penghantar, Penghantar SR, dan Pembatas dan kWh Meter
  - Pendeteksian phase, alat yang digunakan adalah **detektor fasa / DTF-001**
2. Data Pengukuran
  - Pengukuran data beban harian dengan menggunakan **Power Logger** terpasang pada panel pembanding yang berfungsi sebagai alat perekam data. Pengambilan data dilakukan selama 6 hari dengan record data tegangan dan arus masing fasa/line setiap 15 menit sekali

### 4.2. Kondisi Pembebanan Trafo Distribusi (Pengukuran Awal)

#### 4.2.1. Data Pengukuran

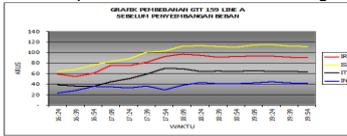
➢ Pengukuran kWh meter tiga fasa sebagai pembanding yang ditempatkan di induk

Data stand meter awal kWh meter (diambil tanggal 24 Januari 2019, jam 14:00 wib):

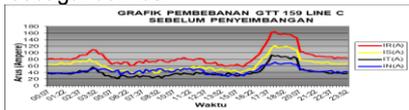
- Stand kWh induk GTT 159 Line A : 00002,1
- Stand kWh induk GTT 159 Line C : 00002,8

Data stand meter akhir kWh meter (diambil tanggal 30 Januari 2019, jam 14:00 wib):

- Stand kWh induk GTT 159 Line A : 00066,5
  - Stand kWh induk GTT 159 Line C : 00106,4
- Pengukuran tegangan dan arus pada sisi GTT  
 Pengukuran tegangan dan arus pada sisi GTT 159 Line A sebagai berikut:



Gambar 4.3. Grafik Pembebanan GTT 159 Line A (Awal) Pengukuran tegangan dan arus pada sisi GTT 159 Line C sebagai berikut:



Gambar 4.4. Grafik Pembebanan GTT 159 Line C (Awal) Grafik pembebanan GTT 159 pada line Utama sebelum penyeimbangan, sebagai berikut :



Gambar 4.5. Grafik Pembebanan GTT 159 Line Utama (Awal)

**4.2.2. Analisa Awal**

**4.2.2.1. Analisa data pembacaan kWh meter**

**a. Analisa data pemakaian kWh meter induk dan pelanggan**

➤ **Analisa pemakaian kWh meter induk**

Dari pembacaan stand kWh meter induk didapatkan data awal pada GTT 159 Line A:

- Stand awal : 00002,1
- Stand akhir : 00066,5
- Ratio CT : 300/5 A

Berdasarkan data diatas maka nilai kWh induk pada GTT :

$$\begin{aligned} \text{kWh line A} &= (\text{stand akhir} - \text{stand awal}) \times \text{ratio CT} \\ &= (66,5 - 2,1) \times \left(\frac{300}{5}\right) \\ &= 3.867 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Dari pembacaan stand kWh meter induk didapatkan data awal pada GTT 159 Line C:

- Stand awal : 00002,8
- Stand akhir : 00106,4
- Ratio CT : 300/5 A

Berdasarkan data diatas maka nilai kWh induk pada GTT 159:

$$\begin{aligned} \text{kWh line C} &= (\text{stand akhir} - \text{stand awal}) \times \text{ratio CT} \\ &= (106,4 - 2,8) \times \left(\frac{300}{5}\right) \\ &= 6.216 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Total kWh yang dikeluarkan oleh GTT 159:

$$\begin{aligned} \text{kWh induk} &= \text{kWh line A} + \text{kWh line C} \\ &= 3.867 + 6.216 \\ &= 10.083 \text{ kWh} \end{aligned}$$

➤ **Analisa pemakaian pelanggan**

Dari hasil pembacaan kWh meter dipelanggan didapatkan jumlah pemakaian pelanggan :

- kWh Langgan 159 Line A = 3.512 kWh
- kWh Langgan 159 Line C = 5.307 kWh
- kWh Langgan 159 = 8.819 kWh

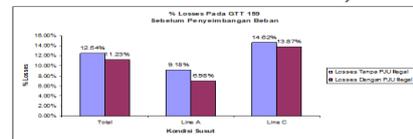
**b. Analisa total losses dengan mempertimbangkan PJU**

Dari hasil perhitungan didapatkan:

Tabel 4.6. Tabel Losses GTT 159 (Awal)

Uraian	Line A	Line C	Total
Losses tanpa PJU	9,18 %	14,62%	12,54%
Losses total dengan PJU	6,98%	13,87%	11,23%

$$\begin{aligned} \text{Losses total GTT} &= \left(\frac{10.083 - (8.819 + 132)}{10.083}\right) \times 100\% \\ &= 11,23 \% \end{aligned}$$



Gambar 4.6. Grafik Losses GTT 159 Sebelum Penyeimbangan Beban

**4.3.**

**Penentuan Target Penyeimbangan Beban**

Untuk upaya perbaikan (penurunan losses) akibat dari ketidakeimbangan beban, langkah yang terpenting untuk dilakukan adalah pendeteksian fasa pelanggan. Pendeteksian fasa pelanggan ini dapat dilakukan dengan alat Phase Detektor. Hasil pendeteksian fasa pelanggan dapat ditunjukkan pada lampiran 5.

Analisa dari data inspeksi dan pendeteksian fasa pelanggan pada lampiran 5, maka didapatkan target operasi (TO) untuk pekerjaan penyeimbangan beban dari GTT tersebut. Adapun beban-beban yang menjadi TO adalah sebagai berikut:

Lokasi : GTT 159  
 Tempat : Ds. Gunung Sari

Jurusan : Line A

Tabel 4.8. Tabel Target Operasi Pemindahan Fasa Line A

No.	No. Tiang Dari Trafo	No. SR	Dari Fasa	Ke Fasa
1	159 A01B04	1, 2	S	T
2	159 A02	2	R	T
3	159 A05	1	S	T
4	159 A07	2, 3, 4	S	T

Lokasi : GTT 159  
 Tempat : Ds. Gunung Sari, Madiun

Jurusan : Line C

Tabel 4.9. Tabel Target Operasi Pemindahan Fasa Line C

No.	No. Tiang Dari Trafo	No. SR	Dari Fasa	Ke Fasa
1	159 C02	2	S	T
2	159 C03	2	R	T
3	159 C04	5	R	T
4	159 C05B01	2	R	T
5	159 C05B03	1, 2	S	T
6	159 C05B07	2	S	R
7	159 C05B10A01	1	S	R
8	159 C05B10A02	2, 3	R	S
9	159 C05B10A06	1	R	T

10	159 C05B10A08B15C04	2, 3	R	T
11	159 C09	1, 2, 4	R	T
12	159 C13	1	S	T
13	159 C13	2, 3	R	S
14	159 C14	1, 3	R	S
15	159 C14B02	1	R	S
16	159 C15	1, 3	S	T

**4.4. Kondisi Pembebanan Trafo Distribusi Setelah Penyeimbangan Beban**

**4.4.1. Data Pengukuran**

Data-data yang diambil berkaitan dengan tahap inspeksi setelah pekerjaan penyeimbangan beban adalah:

- Data Pengukuran kWh tiga phase sebagai pembanding yang ditempatkan di induk.

Data stand meter awal kWh meter GTT 159 (diambil tanggal 14 Maret 2019, jam 14:00 wib):

- Stand kWh meter induk line A: 00285,1
- Stand kWh meter induk line C: 00459,2

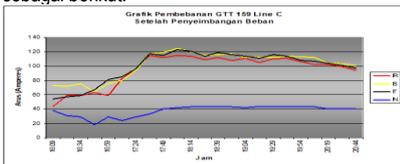
Data stand meter akhir kWh meter (diambil tanggal 18 Maret 2019, jam 14:00 wib):

- Stand kWh meter induk line A: 00325,1
- Stand kWh meter induk line C: 00521,8

- Data pengukuran tegangan dan arus pada sisi GTT .



Gambar 4.7. Grafik Pemb bebanan Line A Setelah Penyeimbangan Pengukuran tegangan dan arus pada GTT 159 line C didapatkan data sebagai berikut:



Gambar 4.8. Grafik Pemb bebanan Line C Setelah Penyeimbangan Grafik Pemb bebanan GTT 159 pada Line Utama Setelah Penyeimbangan



Gambar 4.9. Grafik Pemb bebanan Line Utama Setelah Penyeimbangan

**4.4.2. Analisa Setelah Pekerjaan Penyeimbangan Beban**

Pada tahap ini dilakukan analisa setelah pekerjaan penyeimbangan beban GTT terhadap beberapa parameter.

**4.4.2.1. Analisa data pembacaan kWh meter**

**a. Analisa data pemakaian kWh meter induk dan pelanggan**

- **Analisa pemakaian kWh meter induk**

Dari pembacaan stand kWh meter induk didapatkan data awal pada GTT 159 Line A:

- Stand awal : 00285,1
- Stand akhir : 00325,1

- Ratio CT : 300/5 A

Berdasarkan data diatas maka nilai kWh induk pada GTT 159:

$$\text{kWh line A} = (\text{stand akhir} - \text{stand awal}) \times \text{ratio CT}$$

$$= (325,1 - 285,1) \times \left(\frac{300}{5}\right)$$

$$= 2.400 \text{ kWh}$$

Dari pembacaan stand kWh meter induk didapatkan data awal pada GTT 159 Line C:

- Stand awal : 00459,2
- Stand akhir : 00521,8

- Ratio CT : 300/5 A

Berdasarkan data diatas maka nilai kWh induk pada GTT 159:

$$\text{kWh line C} = (\text{stand akhir} - \text{stand awal}) \times \text{ratio CT}$$

$$= (521,8 - 459,2) \times \left(\frac{300}{5}\right)$$

$$= 3.756 \text{ kWh}$$

Total kWh yang dikeluarkan oleh GTT 159:

$$\text{kWh induk} = \text{kWh line A} + \text{kWh line C}$$

$$= 2.400 + 3.756$$

$$= 6.156 \text{ kWh}$$

- **Analisa pemakaian pelanggan**

Dari hasil pembacaan kWh meter dipelanggan didapatkan jumlah pemakaian pelanggan 159:

- kWh Langgan Line A = 2.196 kWh
- kWh Langgan Line C = 3.246 kWh
- kWh Langgan 159 = 5.442 kWh

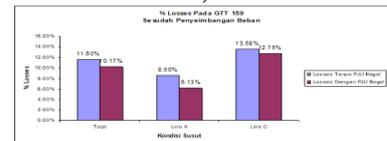
**4.4.2.2. Analisa total losses dengan mempertimbangkan PJU**

Tabel 4.16. Tabel Losses GTT 159 Setelah Penyeimbangan

Uraian	Line A	Line C	Total
Losses tanpa PJU	8,50%	13,58%	11,60%
Losses total dengan PJU	6,14%	12,74%	10,17%

$$\text{Losses total} = \left( \frac{6.156 - (5.442 + 88)}{6.156} \right) \times 100\%$$

$$= 10,17 \%$$



Gambar 4.10. Grafik Losses GTT 159 Setelah Penyeimbangan

**4.5. Perbandingan Kondisi Pembebanan Trafo Sebelum dan Setelah Penyeimbangan.**

Dari hasil analisa dan perhitungan yang telah dilakukan diatas, maka dapat dibandingkan kondisi % ketidakeimbangan beban dan Losses pada gardu distribusi GTT 159 antara sebelum dengan setelah pekerjaan penyeimbangan.

**4.5.1. Kondisi Ketidakeimbangan Beban dan Losses di GTT 159.**

Dari data inspeksi, pengukuran, dan analisa kondisi pembebanan trafo distribusi GTT 159 saat sebelum perbaikan (penyeimbangan beban) dapat ditunjukkan sebagai berikut :

Keseimbangan beban saat beban puncak kondisi awal (Sebelum Penyeimbangan) dapat ditunjukkan pada table dibawah ini.

Line	Jam	I <sub>R</sub> (A)	I <sub>S</sub> (A)	I <sub>T</sub> (A)	I <sub>N</sub> (A)	% Ketidakeimbangan
Line A	19.24	94	115	64	45	20
Line C	18.07	164	122	90	71	21
Line Utama	18.09	261	234	159	109	18

Losses pada GTT 159 sebelum dilakukan penyeimbangan

Uraian	Line A	Line C	Total
Losses tanpa PJU	9,18 %	14,62%	12,54%
Losses total dengan PJU	6,98%	13,87%	11,23%

Dari kedua table diatas menunjukkan bahwa pada Line Utama terjadi ketidakseimbangan yang cukup besar yaitu sebesar 18%, hal ini semakin memperburuk losses hingga losses total mencapai 11.23%.

Untuk upaya perbaikan (penurunan losses) akibat dari ketidakseimbangan beban, langkah yang terpenting untuk dilakukan adalah pendeteksian fasa pelanggan, yang akan dipakai sebagai dasar penentuan target operasi (TO) pemindahan fasa pelanggan dari fase satu ke fasa lainnya, agar lebih cepat mendapatkan hasil yang optimal.

Setelah dilakukan pemindahan fasa pelanggan sesuai dengan target operasinya, maka kemudian bias dilakukan pengukuran agar dapat memastikan bahwa pekerjaan penyeimbangan beban berhasil baik.

Kondisi saat beban puncak kondisi setelah penyeimbangan.

Line	Jam	I <sub>R</sub> (A)	I <sub>S</sub> (A)	I <sub>T</sub> (A)	I <sub>N</sub> (A)	% Ketidakseimbangan
Line A	18.02	87.42	96	92.46	24.7	3
Line C	18.02	125	115	123	42	3
Line Utama	18.02	212.42	211	215.46	66.72	0.78

Kondisi Losses setelah dilakukan pekerjaan Penyeimbangan Beban.

Uraian	Line A	Line C	Total
Losses tanpa PJU	8,50%	13,58%	11,60%
Losses total dengan PJU	6,14%	12,74%	10,17%

#### 4.5.2. Perbedaan Losses sebelum dan sesudah Penyeimbangan

Tabel Perbandingan keadaan pembebanan dan losses sebelum dan setelah penyeimbangan

Tabel 4.17. Perbandingan Keseimbangan Beban dan Losses sebelum dan sesudah penyeimbangan

	% Ketidakseimbangan	% Losses
Sebelum Penyeimbangan	18%	11.23 %
Setelah Penyeimbangan	0.78%	10.17 %

Dari table diatas sangatlah jelas bahwa pekerjaan penyeimbangan beban dapat menurunkan losses. Dengan memperbaiki ketidakseimbangan beban dari 18% menjadi 0.78% dapat menurunkan Losses dari 11.23% menjadi 10.17% , dengan demikian dapat memperbaiki Losses sebesar 1.06%.

#### GRAFIK PENURUNAN LOSSES SETELAH PENYEIMBANGAN



Gambar 4.11. Grafik Perbandingan Losses sebelum dan sesudah Penyeimbangan Beban

#### IV. Kesimpulan

Dalam penelitian ini dapat ditarik kesimpulan berdasarkan analisis PENANGANAN LOSSES AKIBAT KETIDAKSEIMBANGAN BEBAN PADA TRAFODISTRIBUSI adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan data inspeksi dan pengukuran serta perhitungan kondisi awal pembebanan trafo (sebelum penyeimbangan), saat beban puncak pada line utama I<sub>R</sub> = 261 A, I<sub>S</sub> = 234 A, I<sub>T</sub> = 159 A, dan I<sub>N</sub> = 109 A; terjadi ketidakseimbangan beban (%

ketidakseimbangan) sebesar 18% dan kondisi ini berpengaruh terhadap losses menjadi 11.23%.

2. Dalam upaya penurunan losses akibat ketidakseimbangan beban, langkah terpenting adalah pendeteksian (verifikasi) fasa pelanggan, dilanjutkan dengan analisa ketidakseimbangan beban untuk menentukan target operasi pemindahan fasa pelanggan. Dari hasil pekerjaan pemindahan fasa pelanggan, kemudian dilakukan pengukuran saat beban puncak pada line Utama didapatkan hasil I<sub>R</sub> = 212.42 A, I<sub>S</sub> = 211 A, I<sub>T</sub> = 215.46 A, dan I<sub>N</sub> = 66.72 A; dengan % ketidakseimbangan sebesar 0.78%. Dengan losses sebesar 10.17%.
3. Dengan memperbaiki ketidakseimbangan beban dari 18% menjadi 0.78% dapat menurunkan Losses dari 11.23% menjadi 10.17% , dengan demikian dapat memperbaiki Losses sebesar 1.06%.

#### V. Daftar Pustaka

- [1] Sudaryatno Sudirham, 1991. *Pengaruh Ketidakseimbangan Arus Terhadap Susut Daya pada Saluran*, Bandung: ITB, Tim Pelaksana Kerjasama PLN-ITB.
- [2] Abdul Kadir, 2000, *Distribusi dan Utilisasi Tenaga Listrik*, Jakarta: UI - Press.
- [3] *Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2000 (PUIL 2000)*, 2000, Jakarta: Badan Standarisasi Nasional.
- [4] Sulasno, 1991. *Teknik Tenaga Listrik, Semarang* : Satya Wacana.
- [5] Zuhail, 1991. *Dasar Tenaga Listrik*, Bandung: ITB.
- [6] Sarwo Pranoto, Sofyan, Nadya Natasya Rusli (2020), *Penyeimbangan Beban pada Trafo Distribusi Penyulang Akkarena di Unit Layanan Pelanggan Mattoanging PT PLN (Persero)*, Prosiding Seminar Nasional Teknik Elektro dan Informatika (SNTEI) 2020, Oktober 2020 Makasar.
- [7] Sri Pandu Firdaus, Dini Fauziah (2021), *Penyeimbangan Beban Gardu Distribusi PT. PLN Tarakan (Kalimantan)* , Prosiding Seminar Nasional Energi, Telekomunikasi dan Otomasi SNETO 2021.
- [8] Asep Tri Mulyana Nugraha, Sutisna, Asep Andang, Muhammad Aris Risnandar (2022), *Analisis Penyeimbangan Beban Pada Transformator di Fakultas Pertanian Universitas Siliwangi* , Journal Of Energy and Electrical Engineer (JEEE) Universitas Siliwangi Vol. 3, No. 1, April, 2022.
- [9] Epiwardi, R. Joto, and M. U. B. R. Marzuq, "Analisis Perencanaan Sistem Jaringan Distribusi Listrik dan Perkembangan Beban Pada Perumahan The Grand Kenjeran Surabaya," *Elposys: Jurnal Sistem Kelistrikan*, vol. 9, no. 3, pp. 146–154, 2022,
- [10] W. Kusuma, R. Joto, and M. Mieftah, "Analisis Keandalan Sistem Distribusi 20kV Pada Penyulang Pujon PT. PLN (PERSERO) ULP Batu," *Elposys: Jurnal Sistem Kelistrikan*, vol. 9, no. 3, pp. 188–193, Dec. 2022