

ALTERNATIF PENANGANAN LOSSES AKIBAT KETIDAKSEIMBANGAN BEBAN PADA TRAFU DISTRIBUSI

Anang Dasa Novfowan, Mochammad Mieftah, Wijaya Kusuma

Jurusan Teknik Elektro, Politeknik Negeri Malang

Anangdn2@gmail.com; moch.mieftah@polinema.ac.id; Wijayakusuma.polinema@gmail.com

(Artikel diterima: Oktober 2019, direvisi: September 2019, diterima untuk terbit: Januari 2020)

Abstrak – The unbalanced load on distribution transformers is mostly caused of connecting new customers and changing patterns of electricity usage in the community. The impact of the unbalanced load is the emergence of a current flowing on the transformer neutral conductor that causes energy losses. Load balancing of distribution transformers is commonly done by technicians, but the implementation takes quite a long time and is repeated, sometimes up to 4-5 times to get the appropriate results. This is more due to less valid customer phase data. Customer phase verification is needed to accelerate the load balancing process in an effort to reduce losses in distribution transformers. With valid customer phase data, just one stage of load balancing can reduce losses by 1.06%..

Kata kunci: Neutral Current, Losses, Customer Phase, Load Balancing

I. PENDAHULUAN

Beberapa tahun terakhir ini pertumbuhan jumlah pelanggan listrik PLN meningkat cukup tinggi, berdasarkan Data Statistik PLN 2017 jumlah pelanggan PLN sebanyak 68.068.283 pelanggan, dan dari jumlah tersebut adalah pelanggan Rumah Tangga (R) yaitu sebanyak 62.543.434 pelanggan. Dan sebagian besar pelanggan Rumah Tangga di Indonesia masuk pada golongan pelanggan Rumah Tangga Kecil yang disupply dengan listrik satu fasa. Dengan jumlah sambungan pelanggan yang demikian besar dan karakteristik pembebanan untuk masing-masing pelanggan yang sangat variatif, sehingga banyak menyebabkan ketidakseimbangan beban trafo distribusi yang ditunjukkan dengan mengalirnya arus pada netral Trafo yang mengakibatkan terjadinya losses (rugi-rugi). Dengan naiknya ketidakseimbangan beban yang disebabkan oleh beban yang disupply, mengakibatkan penurunan efisiensi trafo sehingga dapat terjadi penurunan kapasitas transformator atau derating. Dan penurunan kemampuan trafo ini kadang dapat menyebabkan kerusakan pada transformator.

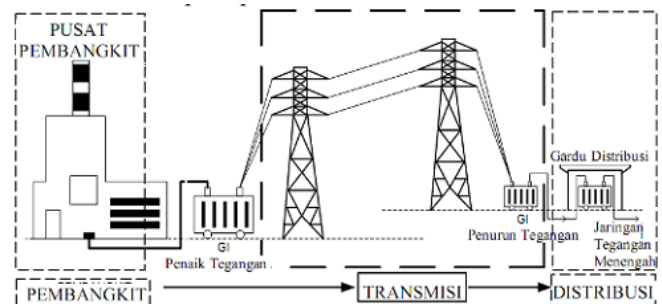
Untuk mengurangi kerugian-kerugian yang ditimbulkan akibat dari ketidakseimbangan beban, sangat perlu dilakukan langkah alternatif penurunan losses dengan penyeimbangan (pemerataan) beban disisi jaringan tegangan rendah. Sehingga diharapkan dengan penyeimbangan beban dapat meningkatkan efisiensi trafo distribusi. Penyeimbangan beban trafo distribusi sudah biasa dilakukan oleh PLN, akan tetapi pelaksanaan penyeimbangan yang dilakukan 4-5 kali untuk satu gardu distribusi karena dilakukan dengan coba-coba sehingga membutuhkan waktu yang cukup lama, hal ini lebih dikarenakan data fasa pelanggan yang kurang valid, bahkan kadang tidak ada data fasa pelanggan.

Untuk mendukung peningkatan pelayanan pelanggan, maka dalam penelitian ini ditekankan kembali langkah/ urutan kerja penyeimbangan beban yaitu dengan mem- verifikasi fasa pelanggan, yang diharapkan dapat mempercepat proses penyeimbangan beban trafo distribusi.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Sistem Penyaluran Tenaga Listrik

Ada tiga bagian penting dalam proses penyaluran tenaga listrik, yaitu: Pembangkitan, Penyaluran (transmisi) dan distribusi seperti pada Gambar 1.



Gambar 2.1. Komponen Utama pada Penyaluran Tenaga Listrik

Tegangan sistem distribusi dapat dikelompokkan menjadi 2 bagian besar, yaitu distribusi primer (20KV) dan distribusi sekunder (380/220V). Jaringan distribusi 20KV sering disebut Sistem Distribusi Tegangan Menengah dan jaringan distribusi 380/220V sering disebut jaringan distribusi sekunder atau disebut Jaringan Tegangan Rendah 380/220V.

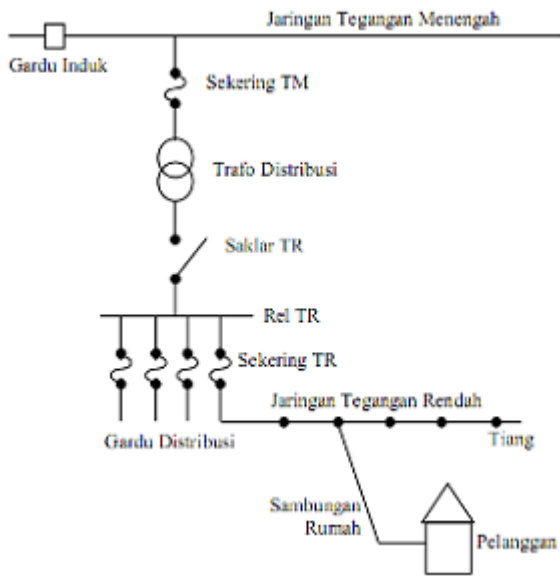
B. Jaringan Pada Sistem Distribusi Primer

Jaringan Pada Sistem Distribusi tegangan menengah (Primer, 20KV) dapat dikelompokkan menjadi lima model, yaitu Jaringan Radial, Jaringan hantaran penghubung (Tie Line), Jaringan Lingkaran (Loop), Jaringan Spindel dan Sistem Gugus atau Kluster.

C. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah 380/220V)

Sistem distribusi sekunder seperti pada Gambar 2. merupakan salah satu bagian dalam sistem distribusi, yaitu mulai dari gardu trafo sampai pada pemakai akhir atau konsumen. Melihat letaknya, sistem distribusi ini merupakan bagian yang langsung berhubungan dengan

konsumen, jadi sistem ini selain berfungsi menerima daya listrik dari sumber daya (trafo distribusi), juga akan mengirimkan serta mendistribusikan daya tersebut ke konsumen.



Gambar 2.2. Hubungan Tegangan Menengah ke Tegangan Rendah dan Konsumen

D. 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 mensupply ke bagian sisi sekunder. Unit peralatan yang termasuk sisi primer adalah :

- Saluran sambungan dari SUTM ke unit transformator (primer trafo).
- Fuse cut out.
- Lightning arrester.

Gardu trafo distribusi ditunjukkan pada Gambar 3.

E. 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.

Pada kumparan primer akan mengalir arus jika kumparan primer dihubungkan ke sumber tegangan bolak-balik, sehingga pada inti transformator yang terbuat dari bahan ferromagnet akan terbentuk sejumlah garis-garis gaya magnet (fluks = Φ). Karena arus yang mengalir merupakan arus bolak-balik, maka fluks yang terbentuk pada inti

akan mempunyai arah dan jumlah yang berubah-ubah. Jika arus yang mengalir berbentuk sinusoidal, maka fluks yang terjadi akan berbentuk sinusoidal pula. Karena fluks tersebut mengalir melalui inti yang mana pada inti tersebut terdapat belitan primer dan sekunder, maka pada belitan primer dan sekunder tersebut akan timbul ggl (gaya gerak listrik) induksi, tetapi arah ggl induksi primer berlawanan dengan arah ggl induksi sekunder. Sedangkan frekuensi masing-masing tegangan sama dengan frekuensi sumbernya.

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

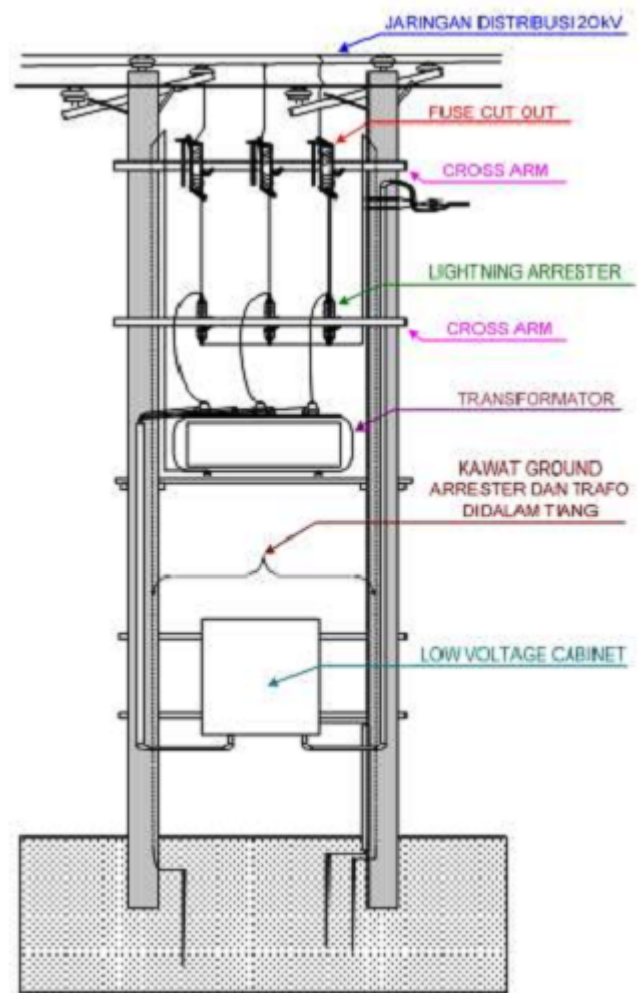
$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \quad (1)$$

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 :



Gambar 2.3. Gardu Trafo Distribusi

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V}$$

dimana:

I_{FL} = arus beban penuh (A)

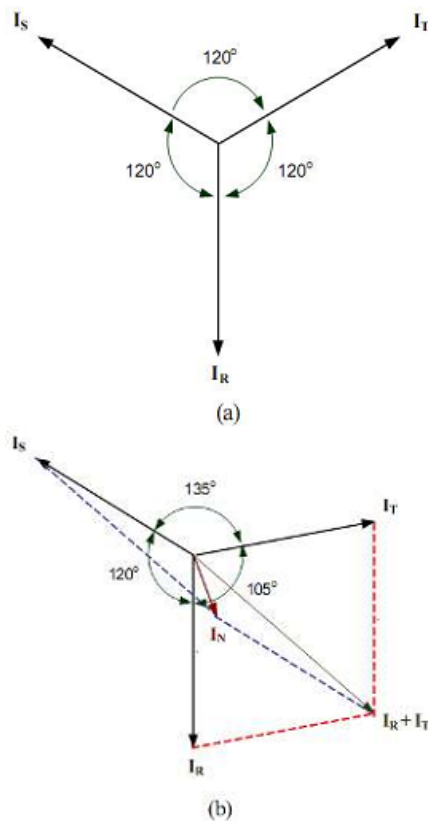
S = daya transformator (kVA)

V = tegangan sisi sekunder transformator L-L (kV)

F. Ketidakseimbangan Beban

Yang dimaksud dengan keadaan seimbang adalah suatu keadaan di mana Ketiga vektor arus / tegangan sama besar. Ketiga vektor saling membentuk sudut 120° 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° satu sama lain.
- Ketiga vektor tidak sama besar tetapi membentuk sudut 120° satu sama lain.
- Ketiga vektor tidak sama besar dan tidak membentuk sudut 120° 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 (IR, IS, IT) adalah sama dengan nol sehingga tidak muncul arus netral (IN).

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

G. 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:

$$P = 3 \cdot [V] \cdot [I] \cdot \cos \phi$$

dengan:

- P = daya pada ujung kirim
- V = tegangan pada ujung kirim
- cos phi = faktor daya

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

H. Losses (rugi-rugi)

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:

$$P_N = I_N^2 \cdot R_N \tag{2-4}$$

keterangan:

P_N = losses pada penghantar netral trafo (watt)

I_N = arus yang mengalir pada netral trafo (A)

R_N = tahanan penghantar netral trafo (Ω)

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

$$P_G = I_G^2 \cdot R_G \tag{2-5}$$

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 (Ω)

I. Standart Mutu Tegangan Pelayanan

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

Tabel 1 Variasi Tegangan Pelayanan

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

(Anonim 3, 1985 : 5)

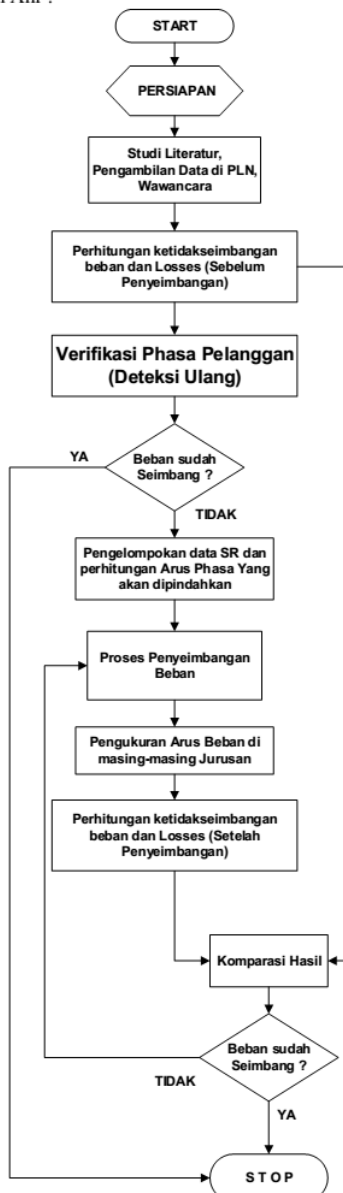
III. METODE PENELITIAN

Pelaksanaan penelitian ini dilakukan di jaringan distribusi milik PLN dan Laboratorium listrik Dasar Program Studi Teknik Listrik, Jurusan Teknik Elektro Politeknik Negeri Malang, kampus II, Jl. Sukarno Hatta No. 9 Malang dan dilaksanakan mulai 20 Januari 2019 sampai 31 Maret 2019. Dari data – data yang telah didapatkan, maka kita bisa mulai melakukan pengolahan data.

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

- 1) Data yang dibutuhkan :
 - a) Data Trafo Gardu Distribusi
 - b) Data ukur Beban untuk masing-masing Jurusan (LVMDP)
 - c) Data JTR, S-R, dan APP
 - d) Data Pelanggan (Phasa Pelanggan)
- 2) Analisa Awal
 - a) Analisa Arus per fasa (Ketidakseimbangan)
 - b) Perhitungan Losses
- 3) Mekanisme Penyeimbangan
 - a) Verifikasi Phasa Pelanggan.
 - b) Penentuan data S-R dan perhitungan Arus Phasa yang akan dipindahkan.
 - c) 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

IV. HASIL 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
 - 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 meter induk GTT 159 Line A : 00002,1

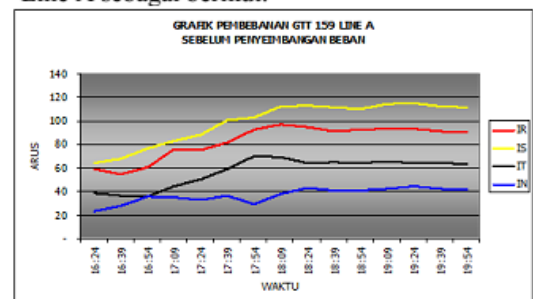
- Stand kWh meter induk GTT 159 Line C : 00002,8

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

Stand kWh meter induk GTT 159 Line A : 00066,5

Stand kWh meter 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:



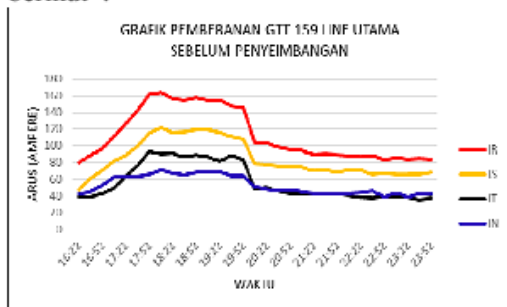
Gambar 4.3. Grafik Pembebanan GTT 159 Line A (Awal)

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)

4.2.2.1. Analisa data pembacaan kWh meter

a. Analisa data pemakaian kWh induk dan pelanggan

- **Analisa pemakaian kWh meter induk**
Dari pembacaan stand kWh meter induk didapatkan data awal pada GTT Line A:

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

Berdasarkan data diatas maka nilai induk pada GTT :

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

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

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

Berdasarkan data diatas maka nilai 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 pelanggan 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

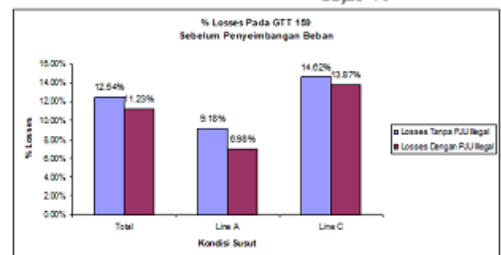
b. Analisa total losses dengan mempertimbangkan PJU

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

3. Penentuan Target Penyeimbangan Beban

Untuk upaya perbaikan (penurunan losses) akibat dari ketidakseimbangan 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 Fase Line A

No.	No. Tiang Dari Trafo	No. SR	Dari Fase	Ke Fase
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 Fase Line C

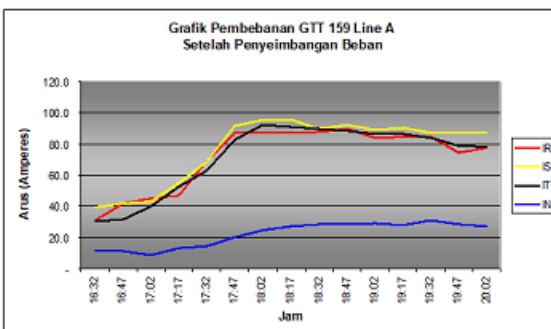
No.	No. Tiang Dari Trafo	No. SR	Dari Fase	Ke Fase
1	159 C02	2	S	T
2	159 C03	2	R	T
3	159 C04	5	R	T
4	159 C05B01	2	R	T
5	159 C05B03	1, 2	S	T
6	159 C05B07	2	S	R
7	159 C05B10A01	1	S	R
8	159 C05B10A02	2, 3	R	S
9	159 C05B10A06	1	R	T
10	159 C05B10A08B15C04	2, 3	R	T
11	159 C09	1, 2, 4	R	T
12	159 C13	1	S	T
13	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

Kondisi Pembebanan Trafo Distribusi Setelah imbangan Beban

Data Pengukuran

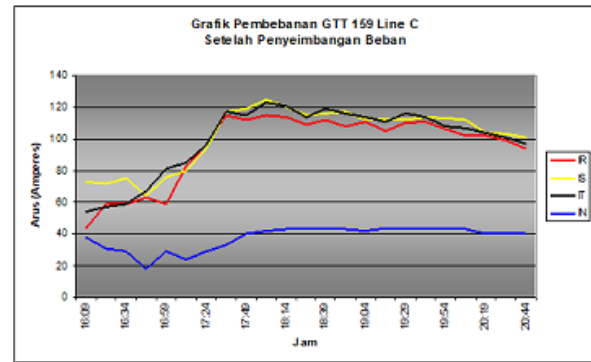
Data-data yang diambil berkaitan dengan tahap inspeksi setelah pekerjaan penyeimbangan beban adalah:

- Data Pengukuran kWh tiga phase sebagai pembandingan 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 .



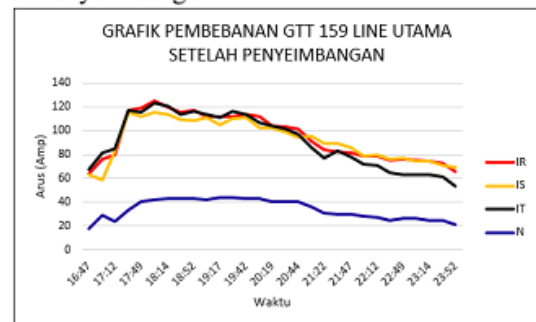
Gambar 4.7. Grafik Pembebanan Line A Setelah Penyeimbangan

Pengukuran tegangan dan arus pada GTT 159 line C didapatkan data sebagai berikut:



Gambar 4.8. Grafik Pembebanan Line C Setelah Penyeimbangan

Grafik Pembebanan GTT 159 pada Line Utama Setelah Penyeimbangan



Gambar 4.9. Grafik Pembebanan 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:

$$\begin{aligned} \text{kWh line C} &= (\text{stand akhir} - \text{stand awal}) \times \text{ratio CT} \\ &= (521,8 - 459,2) \times \left(\frac{300}{5}\right) \\ &= 3.756 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Total kWh yang dikeluarkan oleh GTT 159:

$$\begin{aligned} \text{kWh induk} &= \text{kWh line A} + \text{kWh line C} \\ &= 2.400 + 3.756 \\ &= 6.156 \text{ kWh} \end{aligned}$$

➤ **Analisa pemakaian pelanggan**

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

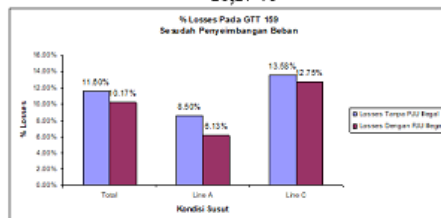
- kWh Langgan Line A = 2.196 kWh
- kWh Langgan Line C = 3.246 kWh
- kWh Langgan 159 = 5.442 kWh

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%

$$\begin{aligned} \text{Losses total} &= \left(\frac{6.156 - (5.442 + 88)}{6.156}\right) \times 100\% \\ &= 10,17\% \end{aligned}$$



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 % ketidakseimbangan beban dan Losses pada gardu distribusi GTT 159 antara sebelum dengan setelah pekerjaan penyeimbangan.

4.5.1. Kondisi Ketidakseimbangan 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 _R (A)	I _S (A)	I _T (A)	I _N (A)	% <u>Ketidakseimbangan</u>
Line A	19.24	94	115	64	45	20
Line C	18.07	164	122	90	71	21
Line <u>Utama</u>	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 phase satu ke phase 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 _R (A)	I _S (A)	I _T (A)	I _N (A)	% <u>Ketidakseimbangan</u>
Line A	18.02	87.42	96	92.46	24.7	3
Line C	18.02	125	115	123	42	3
Line <u>Utama</u>	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

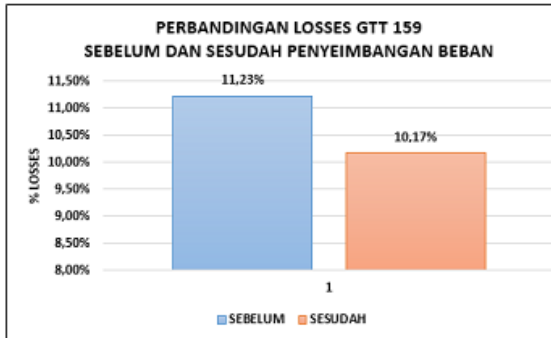
Tabel Perbandingan keadaan pembebanan dan losses sebelum dan setelah penyeimbangan

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

	% <u>Ketidakseimbangan</u>	% Losses
<u>Sebelum Penyeimbangan</u>	18%	11.23 %
<u>Setelah Penyeimbangan</u>	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

V. 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 $I_R = 261$ A, $I_S = 234$ A, $I_T = 159$ A, dan $I_N = 109$ 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 $I_R = 212.42$ A, $I_S = 211$ A, $I_T = 215.46$ A, dan $I_N = 66.72$ 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.