

## Studi Analisa Kinerja Transformator Pemakaian Sendiri PT. PLN (Persero) Sektor Bukittinggi PLTA Batang Agam Dengan Menggunakan ESA

Antonov Bachtiar\*, Mirtha Isnay Samindha  
Institut Teknologi Padang, Padang  
E-mail: antonov\_bach@itp.ac.id

### ABSTRACT

*Distribution transformer is an important equipment in Batang Agam Hydropower because it serves to transform electrical energy such as decreases the voltage of 20 kV to 400 V. Based on the results of 6 times measurement made on a transformer with ESA by its power 125 kVA obtained percentage 14,122% of loading, and percentage of unbalance loads reach 40,792%. The loading which is high, impact on the quality and the life time of the transformer. Similarly, the magnitude of the unbalance loads also influence on the magnitude of the currents flowing in the neutral and ground conductor of the transformer. The purpose of this final report is to know the performance of transformer based on load, unbalance load, the neutral current, harmonic distortion, efficiency and life time on five transformers as well as proposed steps to the performance of a transformer repair good.*

*Keywords: Transformer, unbalance loads, harmonic.*

### ABSTRAK

Transformator distribusi pada PLTA Batang Agam merupakan suatu peralatan yang penting dalam operasional pembangkitan karena berfungsi untuk mentransformasikan energi listrik yaitu menurunkan tegangan dari 20 kV ke 400 V. Berdasarkan hasil pengukuran terakhir menggunakan ESA sebanyak 6 kali yang dilakukan pada trafo dengan daya 125 kVA presentase pembebanan tertinggi sebesar 14,122% dan nilai prosentase arus netral tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 40,792%. Pembebanan yang tinggi mempengaruhi pada kualitas dan life time trafo. Begitu pula besarnya ketidakseimbangan beban juga berpengaruh terhadap besarnya arus netral yang mengalir pada penghantar netral dan tanah trafo. Tujuan dari laporan akhir ini adalah untuk mengetahui kinerja trafo berdasarkan pembebanan, ketidakseimbangan beban, arus netral, harmonisa, efisiensi dan *life time* pada serta memberikan usulan langkah perbaikan agar kinerja trafo baik.

**Kata kunci:** Transformator, beban tidak seimbang, harmonik.

## 1. PENDAHULUAN

PLTA Batang Agam dilengkapi dengan Trafo Pemakaian Sendiri untuk mentransformasikan tegangan 20 KV ke 380 Volt dengan kapasitas trafo sebesar 125 kVA yang digunakan sebagai sumber energi pada peralatan listrik di pembangkit seperti lampu penerangan, motor pompa, compressor, komputer, dan lain-lain.

Pembebanan yang tinggi mempengaruhi pada kualitas dan *lifetime* trafo. Begitu pula besarnya ketidakseimbangan beban juga berpengaruh terhadap besarnya arus netral yang mengalir pada penghantar trafo dan tanah. Semakin besar arus netral yang mengalir pada penghantar netral trafo menyebabkan semakin besar losses pada penghantar netral trafo. Demikian pula semakin besar arus netral yang mengalir ke tanah, maka semakin besar losses akibat arus netral yang mengalir ke tanah. Dengan semakin besar arus netral dan losses di trafo maka efisiensi trafo menjadi turun. Kecilnya efisiensi pada trafo berpengaruh terhadap kualitas dan penurunan keandalan sistem penyaluran energi

listrik serta menyebabkan kerusakan dan *lifetime* alat yang bersangkutan.

Dalam tulisan ini akan dilakukan analisa terhadap kinerja trafo pemakaian sendiri oleh PT. PLN (Persero) Sektor Bukittinggi yang salah satunya analisa efisiensi, agar efisiensi meningkat sehingga memperkecil losses pada trafo serta menjaga *lifetime* trafo.

## 2. TRANSFORMATOR

Transformator adalah peralatan pada sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk mentransformasikan energi listrik. Sedangkan prinsip kerjanya melalui kopling magnet atau induksi magnet.

### 2.1.1. Rugi-rugi Trafo [4]

#### 1. Rugi Tembaga (Pcu)

Rugi yang disebabkan arus mengalir pada kawat tembaga.

$$P_{cu} = I^2 \cdot R \dots\dots\dots(1)$$

Karena arus beban berubah-ubah, rugi tembaga juga tidak konstan, tergantung dengan beban.

#### 2. Rugi Besi (Pi)

Rugi besi terdiri atas :

1) Rugi Histerisis

Yaitu rugi yang disebabkan fluks bolak-balik pada inti besi.

$$P_h = K_h f \quad \text{watt} \dots \dots \dots (2)$$

Dimana:

$K_h$  = Konstanta

$B_{max}$  = fluks maksimum

2) Rugi “arus eddy”

Yaitu rugi yang disebabkan arus pusar pada besi inti.

$$P_e = K_e f^2 \quad \text{watt} \dots \dots \dots (3)$$

Dimana:

$K_e$  = Konstanta

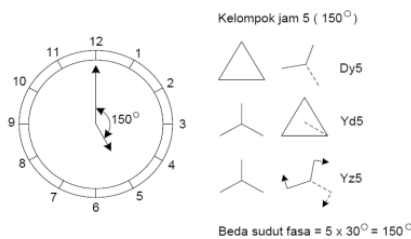
$B_{max}$  = fluks maksimum

Jadi, rugi besi (rugi inti) yaitu:

$$P_i = P_h + P_e$$

**2.1.2. Vektor Grup**

Hubungan trafo dibagi menjadi beberapa jenis, sesuai dengan besarnya pergeseran fasa, yang dikenal sebagai bilangan jam. Adapun pembagian grup/kelompoknya adalah berdasarkan penunjukan jarum jam dari vektornya, contoh pegelompokannya dapat dilihat pada gambar berikut:



Gambar 2.1 Bilangan Jam

**2.1.3. Arus Beban Penuh Trafo [5]**

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

$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I$$

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:

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \dots \dots \dots (4)$$

Dimana:

$I_{FL}$  = Arus Beban Penuh ( $A$ )

$S$  = Daya Transformator ( $kVA$ )

$V$  = Tegangan Sisi Sekunder Transformator ( $kV$ )

**2.1.4. Arus Hubung Singkat**

Untuk menghitung arus hubung singkat pada transformer digunakan rumus:

$$I_{sc} = \frac{S \cdot 100}{\% Z \cdot \sqrt{3} \cdot V} \dots \dots \dots (5)$$

Dimana:

$I_{sc}$  = Arus Hubung Singkat ( $A$ )

$S$  = Daya Transformator ( $kVA$ )

$V$  = Tegangan Sekunder Transformator ( $kV$ )

$\%Z$  = Persen Impedansi Transformator

**2.1.5. Pembebanan Trafo**

Menurut SPLN 17:1979 tentang Pedoman Pembebanan Transformator Terendam Minyak yang berbunyi “Berdasarkan Publikasi IEC 76 (Bagian 1: Umum, ayat 2.1), transformator dirancang dengan syarat pelayanan antara lain bahwa untuk transformator pendinginan-udara maka suhu udara tidak boleh melampaui:

- 30°C (Rata-rata harian)
- 20°C (Rata-rata tahunan)

Menurut IEC 60354 yang berjudul “*Loading guide for oil-immersed power transformers*”, terdapat tabel pembebanan trafo yang berhubungan dengan suhu lingkungan trafo.

Tabel 2.1 Pembebanan Trafo Menurut IEC 60354 (Sumber: IEC 60354)

Ambient temperature °C		-25	-20	-10	0	10	20	30	40	
Hot-spot temperature rise K		123	118	108	98	88	78	68	58	
$k_{24}$	Distribution	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1,00	0,91	0,81
	Power transformer	ON	1,33	1,30	1,22	1,15	1,08	1,00	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,14	1,08	1,00	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1,00	0,94	0,87

Sehingga menurut peraturan SPLN 17:1979, sebaiknya trafo tidak dibebani sebesar 100%. Sedangkan menurut IEC 60354, menyesuaikan suhu normal di Indonesia sebesar 30°C maka pembebanan trafo distribusi pendinginan ONAN adalah sebesar 90%. Sehingga diambil batas pembebanan trafo adalah sebesar 90%.

Dengan demikian untuk menghitung persentase pembebanannya adalah sebagai berikut [5]:

$$\%b = \frac{I_{ph}}{I_{FL}} \cdot 100 \dots \dots \dots (6)$$

Dimana:

$\% b$  = Persentase Pembebanan (%)

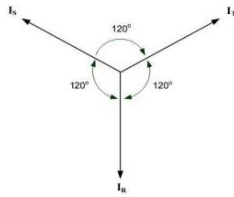
$I_{ph}$  = Arus Fasa ( $A$ )

$I_{FL}$  = Arus Beban Penuh ( $A$ )

**2.1.6. Ketidakseimbangan Beban [5]**

Yang dimaksud dengan keadaan seimbang adalah suatu keadaan dimana:

- Ketiga vektor arus / tegangan adalah sama besar
- Ketiga vektor saling membentuk sudut 120° satu sama lain, seperti yang terlihat pada Gambar 2.2 di bawah ini:

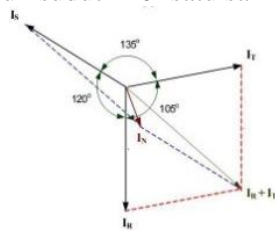


Gambar 2.2 Vektor Diagram Trafo Seimbang

Dari gambar di atas 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.

Sedangkan yang dimaksud dengan keadaan tidak seimbang adalah keadaan dimana salah satu atau kedua syarat keadaan setimbang tidak terpenuhi. Kemungkinan keadaan tidak seimbang ada tiga 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 2.3 Vektor Diagram Arus Keadaan Tidak Seimbang

**2.1.7. Arus Netral**

Arus netral dalam sistem distribusi tenaga listrik dikenal sebagai arus yang mengalir pada kawat netral di sistem distribusi tegangan rendah tiga fasa empat kawat. Arus netral ini muncul jika[5] :

- a. Kondisi beban tidak seimbang
- b. Karena adanya arus harmonisa akibat beban non-linear.

Arus yang mengalir pada kawat netral yang merupakan arus bolak-balik untuk sistem distribusi tiga fasa empat kawat adalah penjumlahan vektor dari ketiga arus fasa dalam komponen simetris.

Besar arus netral dapat dihitung dengan menggunakan persamaan di bawah.

$$I_{rie1} = I_{fasa} \times \cos \theta \dots\dots\dots(7)$$

$$I_{maj} = I_{fasa} \times \sin \theta \dots\dots\dots(8)$$

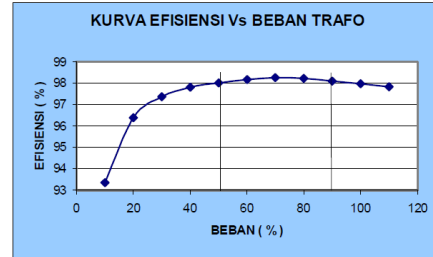
$$I_{netral} = \sqrt{i_{rie1}^2 + i_{maj}^2} \dots\dots\dots(9)$$

**2.1.8. Efisiensi Trafo**

Efisiensi transformator adalah perbandingan antara daya output dengan daya input. Secara matematis ditulis[7]:

$$Efisiensi (\eta) = \frac{P_{out}}{P_{in}} \times 100 \dots\dots\dots(10)$$

Jika trafo kemudian dibebani terus maka *losses* akan mempunyai karakteristik efisiensi penyaluran daya vs pembebanan trafo seperti berikut:



Gambar 2.4 Karakteristik Efisiensi – Pembebanan Trafo

**2.2. Harmonisa**

Harmonik adalah gejala pembentukan gelombang sinusoidal dengan frekuensi yang merupakan perkalian bilangan bulat dengan frekuensi dasarnya. Bila terjadi superposisi antara gelombang frekuensi dasar dengan gelombang frekuensi harmonik maka terbentuklah Hz gelombang yang terdistorsi sehingga bentuk gelombang tidak lagi sinusoidal.

Ada dua kriteria yang digunakan untuk mengevaluasi distorsi harmonik (Standar harmonisa berdasarkan IEEE 519), yaitu batasan untuk harmonisa arus dan batas harmonisa tegangan. Untuk standar harmonisa arus ditentukan oleh rasio  $I_{sc}/I_L$ .  $I_{sc}$  adalah arus hubung singkat yang ada pada PCC, sedangkan  $I_L$  adalah arus beban fundamental. Sedangkan untuk standar harmonisa tegangan ditentukan oleh tegangan sistem yang dipakai.

Tabel 2.2 Standar THD Tegangan  
(Sumber: IEEE Std 519-1992, hal 85)

Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
69.001 kV through 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV and above	1.0	1.5

NOTE: High-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal that will attenuate by the time it is tapped for a user.

Tabel 2.3 Standar THD Arus  
(Sumber: IEEE Std 519-1992, hal 79)

$I_{sc}/I_L$	Maximum Harmonic Current Distortion in Percent of $I_L$				TDD
	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	20.0

Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

Current distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

\*All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual  $I_{sc}/I_L$ .

where

$I_{sc}$  = maximum short-circuit current at PCC.  
 $I_L$  = maximum demand load current (fundamental frequency component) at PCC.

**2.3. Faktor Beban (Load Factor)**

Faktor beban adalah perbandingan antara beban rata-rata terhadap beban puncak yang diukur dalam suatu periode tertentu. Beban rata-rata dan beban puncak dapat dinyatakan dalam kilowatt, kilovolt-ampere, ampere dan sebagainya, tetapi satuan dari keduanya harus sama. Faktor beban dapat dihitung untuk periode tertentu biasanya dipakainya harian, bulanan atau tahunan.

$$Faktor\ Beban\ (fb) = \frac{beban\ rata - rata\ dalam\ periode}{beban\ puncak\ dalam\ periode\ tersebut}$$

**2.4. ESA (Electrical Signature Analyzer)**

ESA (*Electrical Signature Analyzer*) merupakan sebuah sistem untuk menganalisa melalui trending dinamis pada sebuah sistem listrik. Alat ini juga memberlakukan motor listrik sebagai transduser untuk mengevaluasi kondisi dari aspek listrik dan mekanik serta menggunakan analisa grafik FFT (*Fast Fourier Transform*) untuk analisa vibrasi, tegangan/ arus terdemodulasi, dll. Pada pembahasan kali ini, kami menggunakan alat ESA (*Electrical Signature Analyzer*) ALL-TEST PROC OL II ini untuk membantu melakukan analisa kondisi Trafo Pemakaian Sendiri PLTA Batang Agam.

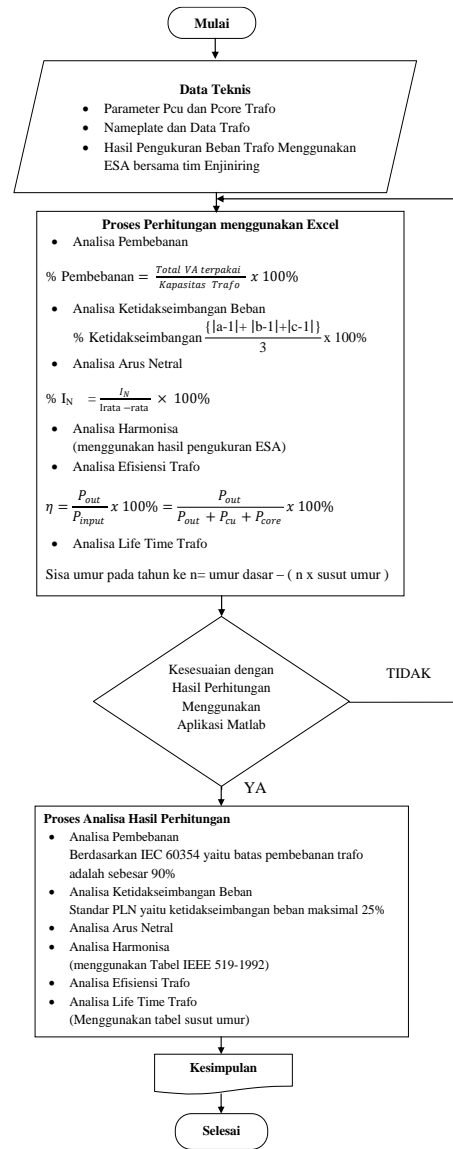


Gambar 2.5 ESA (*Electrical Signature Analyzer*) ALL-TEST PROC OL II

**3. METODOLOGI**

**3.1. Diagram Alir Pengerjaan Laporan Akhir**

Penulis melakukan analisa kinerja trafo pemakaian sendiri pada PLTA Batang Agam dengan menggunakan hasil pengukuran alat ESA (*Electrical Signature Analyzer*) bersama tim PdM dari bagian Enjiniring di Kantor Sektor Bukittinggi yang merupakan *technology owner* dari alat tersebut. Data pengukuran yang telah dilakukan saat ini sebanyak 6 kali pengukuran. Kemudian hasil pengukuran tersebut dimasukkan ke dalam rumus yang telah penulis cantumkan pada bab sebelumnya. Setelah didapat nilai hasil perhitungan dengan menggunakan excel, penulis membandingkan hasil perhitungan dengan aplikasi Matlab menggunakan *list program*. Selanjutnya penulis melakukan analisa dengan membandingkan hasil perhitungan dengan standar yang berlaku. Dari hasil analisa tersebut akan dapat diketahui kondisi trafo pemakaian sendiri PLTA Batang Agam saat ini.



Gambar 3.1 Diagram Alir Umum Pengerjaan Laporan Akhir

**4. PEMBAHASAN**

**4.1. Analisa Pembebanan**

Berikut ini adalah perhitungan persentase pembebanan trafo.

→ Pengukuran ke-1

Tabel 4.1 Data Pengukuran ESA ke- 1 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,180	378,000	2222,000	0,977
S	16,350	379,100	3571,000	0,891
T	11,720	378,370	2562,000	0,993

Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{Total\ VA\ terpakai}{Kapasitas\ Trafo} \times 100\% = \frac{8355\ VA}{125\ kVA} \times 100\% = 6,684\ %$$

→ Pengukuran ke- 2

Tabel 4.2 Data Pengukuran ESA ke- 2 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	9,470	379,800	2076,000	0,981
S	16,280	380,500	3570,000	0,900
T	12,320	379,200	2702,000	0,994

Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{\text{Total VA terpakai}}{\text{Kapasitas Trafo}} \times 100\%$$

$$= \frac{8348 \text{ VA}}{125 \text{ kVA}} \times 100\% = 6,678 \%$$

Tabel 4.3 Data Pengukuran ESA ke- 3 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,060	379,700	2205,000	0,975
S	13,710	380,900	3009,000	0,938
T	12,270	379,300	2692,000	0,994

Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{\text{Total VA terpakai}}{\text{Kapasitas Trafo}} \times 100\%$$

$$= \frac{7907 \text{ VA}}{125 \text{ kVA}} \times 100\% = 6,326 \%$$

→ Pengukuran ke- 4

Tabel 4.4 Data Pengukuran ESA ke- 4 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,500	6036,000	0,727
S	23,000	381,200	5044,000	0,619
T	29,800	379,800	6550,000	0,786

Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{\text{Total VA terpakai}}{\text{Kapasitas Trafo}} \times 100\%$$

$$= \frac{17630 \text{ VA}}{125 \text{ kVA}} \times 100\% = 14,104 \%$$

→ Pengukuran ke- 5

Tabel 4.5 Data Pengukuran ESA ke- 5 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,600	6033,000	0,724
S	22,900	381,200	5022,000	0,619
T	29,700	379,200	5100,000	0,781

Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{\text{Total VA terpakai}}{\text{Kapasitas Trafo}} \times 100\%$$

$$= \frac{16155 \text{ VA}}{125 \text{ kVA}} \times 100\% = 12,924 \%$$

→ Pengukuran ke- 6

Tabel 4.6 Data Pengukuran ESA ke- 6 untuk Analisa Pembebanan

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,700	378,000	6058,000	0,730
S	23,000	381,300	5044,000	0,615
T	29,800	379,900	6550,000	0,786

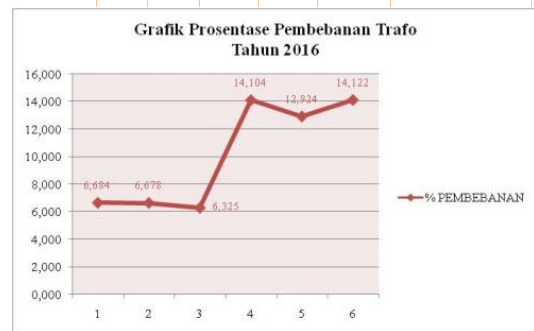
Sehingga persentase pembebanannya adalah:

$$= \frac{\text{Total VA terpakai}}{\text{Kapasitas Trafo}} \times 100\%$$

$$= \frac{17652 \text{ VA}}{125 \text{ kVA}} \times 100\% = 14,122 \%$$

Tabel 4.7 Tabel Presentase Pembebanan Trafo

Pengukuran ke	I rms (R)	I rms (S)	I rms (T)	V	S (VA)	% PEMBEBANAN
1	10,180	16,350	11,720	378,490	8355,000	6,684
2	9,470	16,280	12,320	379,833	8348,000	6,678
3	10,060	13,710	12,270	379,967	7906,000	6,325
4	27,600	23,000	29,800	379,833	17630,000	14,104
5	27,600	22,900	29,700	379,667	16155,000	12,924
6	27,700	23,000	29,800	379,733	17652,000	14,122



Gambar 4.7 Grafik Pembebanan Trafo

Dari grafik di atas terlihat bahwa persentase pembebanan trafo belum melebihi standar pembebanan trafo berdasarkan SPLN 17:1979 dan IEC 60354 sebesar 90%.

#### 4.2. Analisa Ketidakseimbangan Beban

Berikut ini adalah perhitungan ketidakseimbangan pada trafo.

→ Pengukuran ke- 1

Tabel 4.8 Data Pengukuran ESA ke- 1 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,180	378,000	2222,000	0,977
S	16,350	379,100	3571,000	0,891
T	11,720	378,370	2562,000	0,993

$$\text{Irata-rata} = \frac{10,180 + 16,350 + 11,720}{3} = 12,750 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{\text{Rata-rata}}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|0,798-1|+|1,282-1|+|0,919-1|]}{3} \times 100 = 18$$

→ Pengukuran ke- 2

Tabel 4.9 Data Pengukuran ESA ke- 2 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	9,470	379,800	2076,000	0,981
S	16,280	380,500	3570,000	0,900
T	12,320	379,200	2702,000	0,994

$$I_{rata-rata} = \frac{16,280+12,320+9,470}{3} = 12,690 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|1,283-1|+|0,971-1|+|0,746-1|]}{3} = 18,860\%$$

→ Pengukuran ke- 3

Tabel 4.10 Data Pengukuran ESA ke- 3 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,060	379,700	2205,000	0,975
S	13,710	380,900	3009,000	0,938
T	12,270	379,300	2692,000	0,994

$$I_{rata-rata} = \frac{12,270+10,060+13,710}{3} = 12,013 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|1,021-1|+|0,837-1|+|1,141-1|]}{3} \times 100 = 10$$

→ Pengukuran ke- 4

Tabel 4.11 Data Pengukuran ESA ke- 4 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,600	6033,000	0,724
S	22,900	381,200	5022,000	0,619
T	29,700	379,200	5100,000	0,781

$$I_{rata-rata} = \frac{27,600+22,900+29,700}{3} = 26,800 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|1,032-1|+|0,857-1|+|1,111-1|]}{3} \times 100 = 9$$

→ Pengukuran ke- 5

Tabel 4.12 Data Pengukuran ESA ke- 5 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,600	6033,000	0,724
S	22,900	381,200	5022,000	0,619
T	29,700	379,200	5100,000	0,781

$$I_{rata-rata} = \frac{27,600+22,900+29,700}{3} = 26,733 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|1,032-1|+|0,857-1|+|1,111-1|]}{3} \times 100 = !$$

→ Pengukuran ke- 6

Tabel 4.13 Data Pengukuran ESA ke- 6 untuk Analisa Ketidakseimbangan Beban

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,700	378,000	6058,000	0,730
S	23,000	381,300	5044,000	0,615
T	29,800	379,900	6550,000	0,786

$$I_{rata-rata} = \frac{27,700+23,000+29,800}{3} = 26,833 \text{ A}$$

Dengan menggunakan koefisien a,b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$= \frac{[|1,032-1|+|0,857-1|+|1,111-1|]}{3} \times 100 = !$$

Berikut ini adalah tabel dan grafik ketidakseimbangan beban

Pengukuran ke	I rms (R)	I rms (S)	I rms (T)	Prosentase Rata-Rata Ketidakseimbangan Beban
1	10,180	16,350	11,720	18,824
2	9,470	16,280	12,320	18,860
3	10,060	13,710	12,270	10,840
4	27,600	23,000	29,800	9,453
5	27,600	22,900	29,700	9,559
6	27,700	23,000	29,800	9,524



Gambar 4.14 Prosentase Ketidakseimbangan Beban  
4.3. Arus Netral Trafo

Besar arus netral merupakan penjumlahan vektor dari ketiga arus fasa dalam komponen simetris. Pada saat beban seimbang idealnya besar arus netral sama dengan nol, namun pada kenyataannya penggunaan beban non linear dan ketidakseimbangan beban mengakibatkan adanya arus netral. Arus netral yang besar menimbulkan rugi arus yang mengalir pada kawat netral trafo tinggi.

Di bawah ini adalah perhitungan arus netral

→ Pengukuran ke- 1

Tabel 4.15 Data Pengukuran ESA ke- 1 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,180	378,000	2222,000	0,977
S	16,350	379,100	3571,000	0,891
T	11,720	378,370	2562,000	0,993

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 5,201 A, dengan presentase 40,792% terhadap arus rata-rata.

→ Pengukuran Pengukuran ke- 2

Tabel 4.16 Data Pengukuran ESA ke- 2 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,180	378,000	2222,000	0,977
S	16,350	379,100	3571,000	0,891
T	11,720	378,370	2562,000	0,993

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 4,543 A, dengan presentase 35,798% terhadap arus rata-rata.

→ Pengukuran ke- 3

Tabel 4.17 Data Pengukuran ESA ke- 3 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	10,060	379,700	2205,000	0,975
S	13,710	380,900	3009,000	0,938
T	12,270	379,300	2692,000	0,994

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 1,406 A, dengan presentase 11,705% terhadap arus rata-rata.

→ Pengukuran ke- 4

Tabel 4.18 Data Pengukuran ESA ke- 4 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,500	6036,000	0,727
S	23,000	381,200	5044,000	0,619
T	29,800	379,800	6550,000	0,786

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 8,712 A, dengan presentase 32,507% terhadap arus rata-rata.

→ Pengukuran ke- 5

Tabel 4.19 Data Pengukuran ESA ke- 5 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,600	378,600	6033,000	0,724
S	22,900	381,200	5022,000	0,619
T	29,700	379,200	5100,000	0,781

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 8,622 A, dengan presentase 32,250% terhadap arus rata-rata.

→ Pengukuran ke- 6

Tabel 4.20 Data Pengukuran ESA ke- 6 untuk Analisa Arus Netral Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cos φ
R	27,700	378,000	6058,000	0,730
S	23,000	381,300	5044,000	0,615
T	29,800	379,900	6550,000	0,786

Dari perhitungan di atas di dapat nilai arus netral pada trafo sebesar 8,768 A, dengan presentase 32,674% terhadap arus rata-rata.



Grafik 4.27 Persentase Ketidakseimbangan vs Persentase Arus Netral

#### 4.4. Faktor Beban

Total VA terpakai maksimal pada trafo tahun 2016 adalah 47652 VA. Total daya terpasang 64642 VA.

$$\text{Faktor beban} = \frac{VA \text{ terpakai maks}}{VA \text{ terpasang}} = \frac{47652}{64642} = 0,737$$

**4.5. Analisa Perbaikan Ketidakseimbangan Beban**

Pada perbaikan ketidakseimbangan beban ini metode yang digunakan adalah metode *average* (rata-rata). Dengan menggunakan metode *average* didapat rata-rata beban.

Tabel 4.22 Sebelum Penyeimbangan Beban

Pengukuran ke	SEBELUM PENYEIMBANGAN BEBAN			
	Irms (R)	Irms (S)	Irms (T)	I Rata-Rata Total
1	10,180	16,350	11,720	12,750
2	9,470	16,280	12,320	12,690
3	10,060	13,710	12,270	12,013
4	27,600	23,000	29,800	26,800
5	27,600	22,900	29,700	26,733
6	27,700	23,000	29,800	26,833
RATA-RATA	18,768	19,207	20,935	19,637

Beban rata-rata total =  $\frac{18,768 + 19,207 + 20,935}{3}$  (A)  
 = 19,637 A

Dengan menggunakan koefisien a,b,dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah Sehingga penyeimbangan fasa R, S dan T:

→ Fasa R

$R = (\text{Beban rata-rata total}) - (\text{Beban rata-rata fasa R}) = 19,637 \text{ A} - 18,768 \text{ A} = 0,868 \text{ A}$   
 Penyeimbangan fasa R =  $\frac{I}{FB} \times V$   
 =  $\frac{0,868 \text{ A}}{0,737} \times 220 \text{ V} = 259,145 \text{ VA}$

→ Fasa S

$S = (\text{Beban rata-rata total}) - (\text{Beban rata-rata fasa R}) = 19,637 \text{ A} - 19,207 \text{ A} = 0,430 \text{ A}$   
 Penyeimbangan fasa S =  $\frac{I}{FB} \times V$   
 =  $\frac{0,430 \text{ A}}{0,737} \times 220 \text{ V} = 128,329 \text{ VA}$

→ Fasa T

$T = (\text{Beban rata-rata total}) - (\text{Beban rata-rata fasa R}) = 19,637 \text{ A} - 20,935 \text{ A} = -1,298 \text{ A}$   
 Penyeimbangan fasa T =  $\frac{I}{FB} \times V$   
 =  $\frac{-1,298 \text{ A}}{0,737} \times 220 \text{ V} = -387,474 \text{ VA}$

Dari perhitungan penyeimbangan trafo di atas maka didapat nilai penyeimbangan yaitu fasa R ditambah sebesar 259,145 VA, fasa S ditambah sebesar 128,329 VA dan fasa T dipindah sebesar 387,474 VA.

Sehingga setelah penyeimbangan fasa R, S dan T:

→ Fasa R

Beban penyeimbang =  $\frac{259,145}{220} = 1,178 \text{ A}$   
 $R = (\text{Beban penyeimbang}) + (\text{Beban rata-rata fasa R}) = 1,178 \text{ A} + 18,768 \text{ A} = 19,946 \text{ A}$

→ Fasa S

Beban penyeimbang =  $\frac{128,329}{220} = 0,583 \text{ A}$

$R = (\text{Beban penyeimbang}) + (\text{Beban rata-rata fasa R}) = 0,583 \text{ A} + 19,207 \text{ A} = 19,790 \text{ A}$

→ Fasa T

Beban penyeimbang =  $\frac{-387,474}{220} = -1,761 \text{ A}$

$R = (\text{Beban penyeimbang}) + (\text{Beban rata-rata fasa R}) = -1,761 \text{ A} + 20,935 \text{ A} = 19,174 \text{ A}$

Dengan menggunakan koefisien a,b,dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang sama dengan besarnya arus rata – rata ( $I_{Rata-rata}$ ).

Pada keadaan seimbang besarnya koefisien a,b,dan c adalah 1. Dengan demikian, rata – rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah  
 =  $\frac{(|a-1| + |b-1|)}{3} \times 100 \%$

=  $\frac{(|1,016-1| + |1,008-1| + |0,992-1|)}{3} \times 100 \% = 1,572 \%$

Berikut ini merupakan tabel penurunan nilai ketidakseimbangan beban menggunakan metode *average*.

Tabel 4.23 Penurunan Ketidakseimbangan Beban

PROSENTASE KETIDAKSEIMBANGAN BEBAN (%)	
SEBELUM PENYEIMBANGAN	SESUDAH PENYEIMBANGAN
4,4079	1,572

**4.6. Analisa Harmonisa Trafo**

Rasio harmonisa arus ditentukan oleh rasio  $I_{sc}/I_L$  seperti di bawah ini :

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

$I_{FL} = \frac{5}{\sqrt{3} \times V} = \frac{125000}{\sqrt{3} \times 400} = 180$

$I_{SC} = \frac{kVA \times 100}{\%Z \times \sqrt{3} \times kV} = \frac{125000 \times 100}{8,27 \times \sqrt{3} \times 380} = 2296,467$

Rasio Harmonisa =  $\frac{I_{SC}}{I_{FL}} = \frac{2296,467}{180} = 12,758$

Tabel 4.24 Hasil Pengukuran THD

Pengukuran Ke	Fasa	THD Odd %		THD Even %	
		I	V	I	V
1	R	8,551	2,278	9,213	0,299
	S	10,994	1,941	3,415	0,311
	T	7,728	1,829	3,26	0,457
2	R	11,566	2,65	5,991	0,815
	S	12,714	2,438	2,652	0,095
	T	5,495	2,205	5,119	0,293

Berdasarkan pengukuran THD arus pada trafo diketahui bahwa besarnya THD arus telah melebihi standar yang diijinkan oleh IEEE Std 519-1992 yaitu 5%. Besarnya harmonisa dipengaruhi oleh pemakaian beban non-linier seperti beban elektronika diantaranya motor-motor listrik, komputer (PC), lampu hemat energi (LHE), dll.



Oleh karena itu, harmonisa yang ditimbulkan akibat beban *non linier* perlu direduksi agar efek buruk tidak terjadi, dan tidak mengganggu kinerja peralatan lain yang tersambung pada sumber yang sama. Pencegahan ini dapat dilakukan dengan menggunakan filter harmonisa.

Filter harmonisa selain untuk meredam harmonisa juga untuk memperbaiki faktor daya. Filter harmonisa didesain dengan tujuan untuk mengurangi amplitudo satu atau lebih frekuensi dari sebuah tegangan atau arus. Dengan pemasangan filter harmonisa pada suatu sistem tenaga kelistrikan yang mengandung sumber harmonisa, maka penyebaran arus harmonisa ke seluruh jaringan dapat ditekan sekecil mungkin. Disisi lain filter harmonisa pada frekuensi fundamental dapat mengkompensasi daya reaktif yang digunakan untuk memperbaiki faktor daya sistem.

**4.7. Analisa Efisiensi Trafo**

Didapatkan nilai efisiensi pada trafo pemakaian sendiri PLTA Batang Agam yaitu sebagai berikut :

1. Pengukuran ke- 1

Tabel 4.26 Data Pengukuran ESA ke- 1 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	10,180	378,000	2222,000	0,977	2171,000
S	16,350	379,100	3571,000	0,891	3183,000
T	11,720	378,370	2562,000	0,993	2545,000

P Total : 7899,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{7899}{7899 + 2200 + 750} \times 100\%$$

$$= 72,809\%$$

2. Pengukuran ke- 2

Tabel 4.27 Data Pengukuran ESA ke- 2 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	9,470	379,800	2076,000	0,981	3214,000
S	16,280	380,500	3570,000	0,900	2685,000
T	12,320	379,200	2702,000	0,994	2037,000

P Total : 7936,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{7936}{7936 + 2200 + 750} \times 100\%$$

$$= 72,901\%$$

3. Pengukuran ke- 3

Tabel 4.28 Data Pengukuran ESA ke- 3 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	10,060	379,700	2205,000	0,975	2677,000
S	13,710	380,900	3009,000	0,938	2149,000
T	12,270	379,300	2692,000	0,994	2824,000

P Total : 7650,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{7650}{7650 + 2200 + 750} \times 100\% = 72,170\%$$

4. Pengukuran ke- 4

Tabel 4.29 Data Pengukuran ESA ke- 4 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	27,600	378,500	6036,000	0,727	4390,000
S	23,000	381,200	5044,000	0,619	3120,000
T	29,800	379,800	6550,000	0,786	5150,000

P Total : 12660,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{12660}{12660 + 2200 + 750} \times 100 = 81,102\%$$

5. Pengukuran ke- 5

Tabel 4.30 Data Pengukuran ESA ke- 5 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	27,600	378,600	6033,000	0,724	3110,000
S	22,900	381,200	5022,000	0,619	5100,000
T	29,700	379,200	5100,000	0,781	4370,000

P Total : 12580,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{12580}{12580 + 2200 + 750} \times 100\% = 81,005\%$$

6. Pengukuran ke- 6

Tabel 4.31 Data Pengukuran ESA ke- 6 untuk Analisa Efisiensi Trafo

Fasa	I rms (A)	V rms (Volt)	S (VA)	Cosφ	P (W)
R	27,700	378,000	6058,000	0,730	5150,000
S	23,000	381,300	5044,000	0,615	4420,000
T	29,800	379,900	6550,000	0,786	3100,000

P Total : 12670,000 W

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{input}} \times 100\% = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{cu} + P_{core}} \times 100\%$$

$$= \frac{12670}{12670 + 2200 + 750} \times 100\% = 81,114\%$$

Tabel 4.32 Perbandingan Prosentase Pembebanan dengan Efisiensi Trafo

Pengukuran ke	I rms (R)	I rms (S)	I rms (T)	% Pembebanan	% IN	% Efisiensi
1	10,180	16,350	11,720	6,684	40,792	72,809
2	9,470	16,280	12,320	6,678	35,798	72,901
3	10,060	13,710	12,270	6,325	11,705	72,170
4	27,600	23,000	29,800	14,104	32,507	81,102
5	27,600	22,900	29,700	12,924	32,250	81,005
6	27,700	23,000	29,800	14,122	32,674	81,114



Gambar 4.41 Grafik Perbandingan Prosentase Pembebanan dengan Efisiensi Trafo

Berdasarkan kurva diatas, sesuai dengan SPLN 17:1979 yaitu batas maksimal pembebanan trafo 90%, diketahui bahwa semakin pembebanan mendekati batas optimal pembebanan sebuah trafo, efisiensinya juga semakin besar mendekati 100%.

#### 4.8. Analisa Lifetime Trafo

Jika disesuaikan dengan ambient temperature Indonesia yaitu 30°C, susut umur yang terjadi pada saat pembebanan 100% adalah 317,48, susut umur pada pembebanan 90% adalah 72,51, dan susut umur pada pembebanan 80% adalah 19,05. Susut umur pada pembebanan 90% pada trafo dapat dihiung sebagai berikut :

Sisa umur pada tahun ke  $n = \text{umur dasar} - (n \times \text{susut umur})$

$1 = \text{umur dasar} - (n \times \text{susut umur})$

$1 + (n \times \text{susut umur}) = \text{umur dasar}$

$$n = \frac{\text{umur dasar} - 1}{\text{susut umur}} = \frac{30 - 1}{72,51\%} = 39,999 \text{ tahun}$$

Susut umur pada pembebanan 80% pada trafo dapat dihiung sebagai berikut :

Sisa umur pada tahun ke  $n = \text{umur dasar} - (n \times \text{susut umur})$

$1 = \text{umur dasar} - (n \times \text{susut umur})$

$1 + (n \times \text{susut umur}) = \text{umur dasar}$

$$n = \frac{\text{umur dasar} - 1}{\text{susut umur}} = \frac{30 - 1}{19,05\%} = 152,231 \text{ tahun}$$

Dari perhitungan di atas dapat diketahui bahwa umur trafo saat dibebani 90 % pada ambient temperature 30°C adalah 39,999 tahun sedangkan saat trafo dibebani 80% pada ambient temperature 30°C adalah 152,231 tahun.

#### 5. Kesimpulan

1. Dari hasil perhitungan, didapat nilai prosentase pembebanan tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 14,122% dan masih dalam batas standar SPLN 17:1979 dan IEC 60354.
2. Dari hasil perhitungan, didapat nilai prosentase arus netral tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 40,792%, Tabel dan grafik perhitungan juga menunjukkan bahwa kenaikan ketidakseimbangan beban diikuti oleh kenaikan

arus netral pada trafo sehingga dilakukan perhitungan perbaikan ketidakseimbangan beban.

3. Dengan penyeimbangan beban menggunakan Metode Average yaitu dari perhitungan beban rata-rata, besar ketidakseimbangan menjadi lebih kecil yang kondisi awal adalah 4,4079% menjadi 1,572%.
4. Dari hasil perhitungan, didapat nilai efisiensi trafo tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 81,114% pada prosentase pembebanan tertinggi 14,122%.
5. Dari hasil perhitungan, didapat nilai THD Odd% untuk arus tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 12,714% dan untuk tegangan tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 2,65% . THD Even% untuk arus tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 9,213% dan untuk tegangan tertinggi untuk 6 kali pengukuran yaitu 0,815%.
6. Dari hasil perhitungan, didapat life time trafo untuk pembebanan 90% yaitu 39,999 tahun, dan untuk pembebanan 80% yaitu 152,231 tahun.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ahmad Deni Mulyadi, *MeTriK Polban*, Vol.5, No.1, 24-28, 2011.
- [2] Badaruddin, MT, Ir. 2012. *Pengaruh Ketidakseimbangan Beban Terhadap Arus Netral dan Losses pada Trafo Distribusi Proyek Rusunami Gading Icon*.
- [3] Ermawanto. *Analisa Berlangganan Listrik Antara Tegangan Menengah dengan Teganga Rendah (TR) dan Analisa Efisiensi Trafo Dalam Rangka*.
- [4] Habibah Zahra Faluqi, Heryogka Ahmad Waritza. 2014. *Studi Evaluasi Kinerja Trafo Distribusi 20 KV sebagai Input Database Berbasis Web Local di PT. PLN (Persero) Rayon Blimbing*.
- [5] Hardi, Supri & Yaman. *Peredaman Harmonisa dan Perbaikan Faktor Daya Aplikasi Beban Rumah Tangga*.
- [6] I Wayan Rinas. 2012. *Studi Analisis Losses dan Derating Akibat Pengaruh THD pada Gardu Transformator Daya di Fakultas Teknik Universitas Udayana*.
- [7] Jurnal Sain dan Teknologi, Agustus. 2009. Volume 7, Nomor 2. *Transformator Tiga Fasa Hubungan Open-Delta*.
- [8] Lumbanraja, Hotdes. 2008. *Pengaruh Beban Tidak Seimbang Terhadap Efisiensi*