

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI**

#### **2.1 Tinjauan Pustaka.**

Tugas akhir ini mengambil beberapa referensi tinjauan pustaka dari tugas akhir sebelumnya, yaitu sebagai berikut ini :

Hasil penelitian tugas akhir oleh Abidin (2015) yang berjudul Evluasi Nilai THD Pada Transformator yang bertempat di GI Gejayan, tugas akhir ini menganalisis total THDv dan THDi pada transformator distribusi dengan menggunakan program ETAP 7.5 dengan tujuan untuk mengurangi harmonisa paralel yang terjadi pada jalur transformator.

Raden Saiful Ghazi (2013) menganalisis pada transformator distribusi di Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta menghasilkan analisis bahwa THD yang timbul rata-rata 5% masih dalam standart IEEE 519.1992 dengan nilai sebesar THDv 4,97 sedangkan untuk THDi yang timbul cukup besar melampaui batasan IEEE 519.1992 dengan nilai 70,96% pada pukul 10.00 bertepatan tanggal 29 Desember 2011, disamping itu adanya loses yang terjadi pada transformator Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

Penelitian Perancangan Filter Pasif Tuned Untuk Mereduksi Harmonisa Pada Beban Non-Linier dilakukan oleh Heri Sungkowo (2013) dengan hasil penelitian THDi 17,8% menurun setelah pemasangan Filter Pasif Single Tuned dengan penurunan nilai sebesar 10,2% sedangkan untuk THDv nilai sebelum pemasangan filter sebesar 3,8% menjadi 2,5% dengan memakai acuan standart yang berlaku IEEE 519.1992.

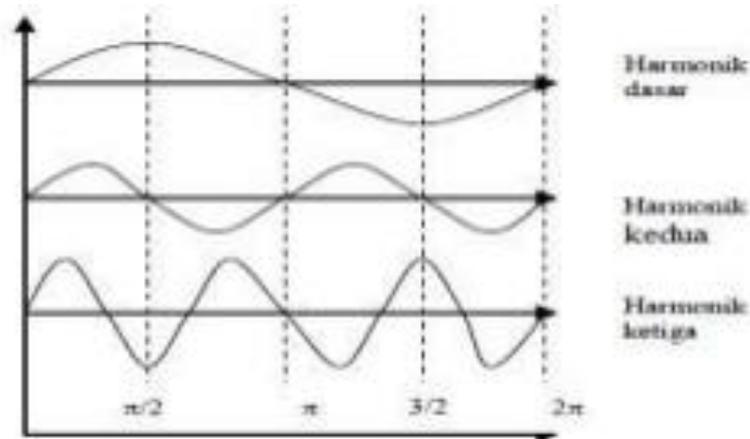
Hagi Sugiarto melakukan penelitian di Gedung Adiministrasi Politeknik Negeri Pontianak dengan pengukuran besaran – besaran listrik seperti THDi, THDv, arus, tegangan, daya aktif, reaktif, semu dan faktor daya yang mengacu pada standart IEEE 519.1992 yang berlaku.

Hasil penelitian yang dilakukan oleh Selamat Meliala dengan acuan standart IEEE 519.2014 dengan batasan THDi pada PCC sebesar 20% dan THDv 5% hasil revisi dari standart IEEE 519.1992 memperoleh THDi =6,11% dan THDv =9,07% setelah pemasangan busbar filter pasif pada busbar 9 di Distribusi Tegangan Rendah Tiga Phasa PT. PLN LhoksEumawe.

## 2.2 Landasan Teori.

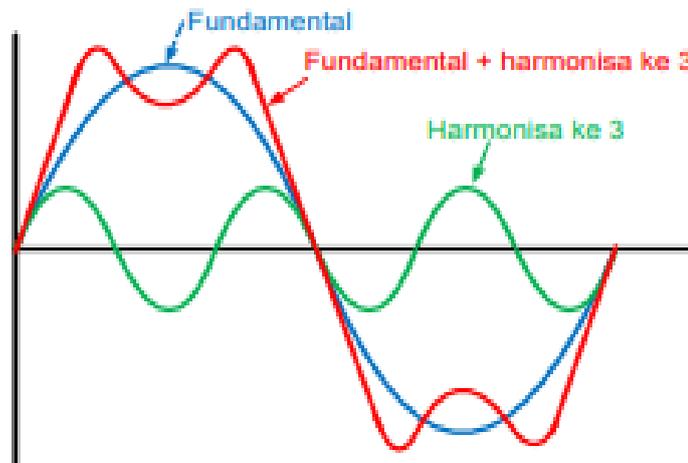
### 2.2.1 Pengertian Harmonisa.

Secara umum harmonisa bisa diartikan suatu gelombang berkala yang berkelipatan dari gelombang frekuensi fundamentalnya contoh suatu gelombang mempunyai frekuensi sebesar 50 Hz dengan Harmonisa Orde ke-1 mempunyai gelombang sebesar 100 Hz, orde ke-2 mempunyai harmonisa 150 Hz dan seterusnya.



Gambar 2.1 Gelombang Harmonisa

Dari gambar 2.1 bahwa harmonisa harmonik orde ke-3 kelipatan dari frekuensi fundamentalnya, dibawah ini pada gambar 2.2 dapat dilihat tercampurnya gelombang frekuensi fundamental dengan harmonisa orde ke-3 akibat adanya beban non-linier dikarenakan arus beban non linier tersebut menarik sumber impedansi dari jaringan listrik dan sangat mempengaruhi gelombang yang terjadi pada nilai tegangan listrik.



Gambar 2.2 Gelombang Campuran yaitu Gelombang Harmonisa, Distorsi dan Gelombang Dasarnya.

Untuk mengetahui besaran total harmonik yang terdistrosi atau dengan sebutan THD mempunyai persamaan matematik THDv dan THDi menurut standart SPLN D5.004-1:2012, sebagai berikut ini :

$$THD_{In} = \frac{\sqrt{\int_{h=2}^{63} V_h^2}}{V_1}, \dots\dots\dots(2.1)$$

$$THD_{Vn} = \frac{\sqrt{\int_{h=2}^{63} V_h^2}}{V_1}, \dots\dots\dots(2.2)$$

Keterangan :

V<sub>h</sub> = Harmonisa Tegangan ke-h

V<sub>1</sub> = Tegangan Fundamental (rms)

I<sub>h</sub> = Harmonisa Arus ke-h

I<sub>1</sub> = Arus Fundamental (rms)

Dengan persamaan Transformer harmonik derating faktor yaitu THDF =  $\frac{1,414}{CF} \times 100\%$  , dengan persamaan Crest Faktornya  $\frac{I \text{ Puncak}}{I_{rms}}$  , adapun batasan

harmonisa menurut standart SPLN D5.004-1:2012 yaitu diterangkan pada Tabel 2.1 untuk Arus dan Tabel 2.2 untuk Tegangan berikut ini :

Tabel 2.1 Tabel Batasan Harmonisa Arus

$I_{sc} < I_L$	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 28$	$28 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
$v \leq 66 \text{ kV}$						
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$66 \text{ kV} < v \leq 150 \text{ Kv}$						
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
500<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$v > 150 \text{ kV}$						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$\geq 50$	3.5	1.75	1.25	0.45	0.22	3.75

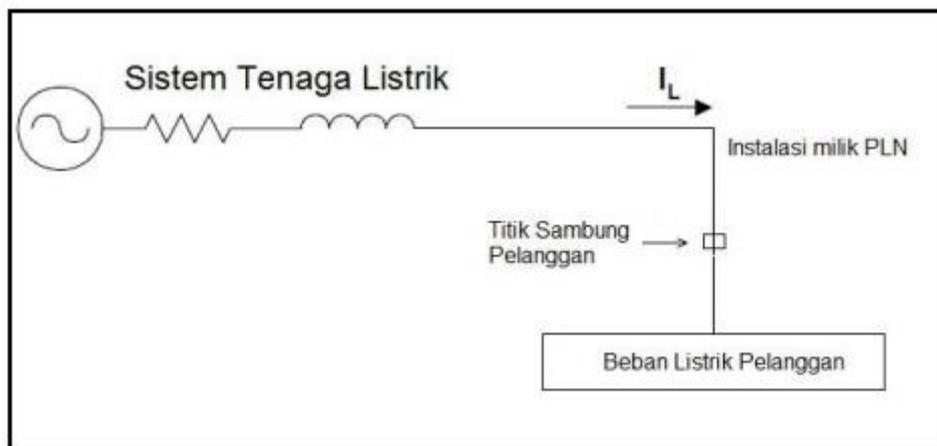
Tabel 2.3 Batasan Harmonisa Tegangan

Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
>69 kV $\leq$ 161 kV	1.5	3.5
>161 kV	1.0	1.5

Dengan persamaan  $I_{sc}$  3 phase 4 wire yaitu :

$$I_{sc} = \frac{Kva_{tf}}{z_{pu} \times \sqrt{3} \times kv_{\ominus-\ominus}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana  $Kva_{tf}$  adalah kVa atau daya reaktif yang terpasang pada trafo sedangkan  $z_{pu}$  impedansi pada daya trafo. Adapun standart titik pengukuran dan penilaian menurut SPLN D5.004-1:2012 yang harus terpasang dengan benar yaitu dijelaskan pada gambar 2.3 sebagai berikut ini :



Gambar 2.3 Titik Pengukuran pada Titik Sambung Konsumen

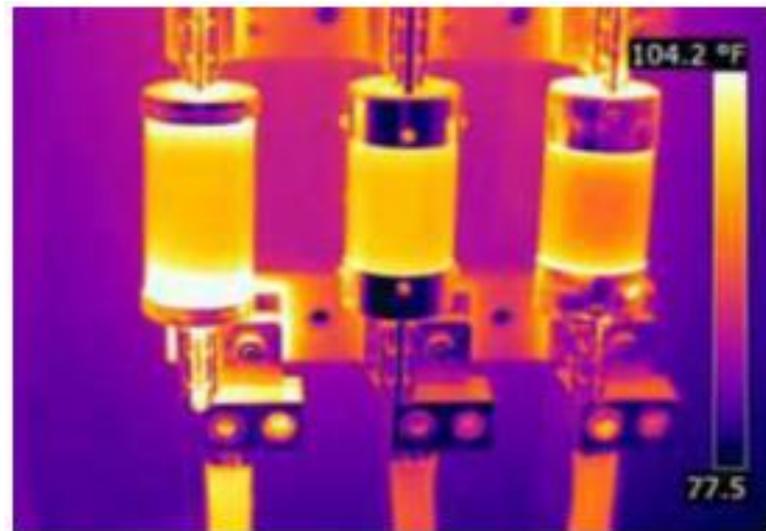
Adapun hal – hal yang perlu untuk melaksanakan pengukuran harmonisa menurut standart pengukuran yang berlaku yaitu IEC 61000-4-7 dengan ketentuan sebagai berikut ini :

1. Trafo tegangan dan arus harus dilakukan dengan range frekuensi 3150 Hz dengan mengacu pada SPLN No.D3.014-2:2012
2. Minimum pengukuran dilaksana 7 hari pada kondisi siklu beban terpasang normal
3. Dari hasil pengukuran harus memenuhi minimal 95% dari batasan yang sudah ditetapkan

Efek yang dialami jika harmonisa kurang baik menurut standart yang sudah ditetapkan seperti standart IEEE 519.1992, IEEE 519.2014 ataupun standart SPLN D5.004-1:2012 dengan tujuan untuk pengamanan kelistrikan pada

konsumen ataupun pada peralatan-peralatan listrik PLN maupun Pengguna, adapun efek-efek negative tersebut sebagai berikut ini :

1. Rusaknya trafo yang terjadi dikarenakan adanya panas yang merusak lapisan isolasi pada kumparan trafo
2. Panas yang berlebihan pada kawat netral sebab adanya rugi-rugi daya yang hilang sehingga isolasi kawat tersebut bisa terkelupas, pada kejadian ini bisa membangkitkan harmonisa triple-n yaitu terjadinya beban berlebihan pada kawat 3 fasa 4 kawat.
3. Beban non linier yang menyebabkan rusaknya fasilitas perangkat elektronik rumah tangga yang sudah terkontaminasi oleh harmonisa
4. Menyebabkan alat proteksi tidak merespon adanya arus yang berlebihan yang disebabkan gelombang arus fundamental tidak dikenal oleh Current Over Relay pada MCB.



Gambar 2.4 Overheating Fuse pada Panel 3 Phase 4 Kawat

Cara untuk menimalisri pengaruh harmonisa pada suatu sistem ketenagaan listrik yaitu sebagai berikut ini :

1. Memisahkan peralatan yang sudah terkontaminasi oleh harmonisa
2. Pemasangan filter pasif dengan cara seri ataupun secara paralel
3. Pemasang filter aktif untuk menimalisir harmonisa pada level tertentu

4. Belitan zig zag pada hubungan belitan trafo yang mengurangi distorsi harmonisa arus dalam beberapa orde tertentu
5. Kapasitor bank yang kurang tepat pemasangannya akan menyebabkan resonansi menjadikan level harmonisa naik.

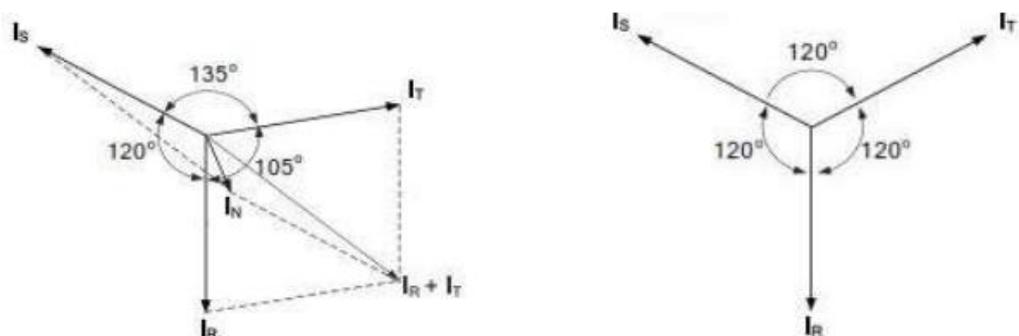
### 2.2.2 Ketidakseimbangan Beban.

Ketidakseimbangan beban secara umum yaitu adanya perbedaan beban antara satu fasa dengan yang lainnya ataupun semua fasa mengalami terjadinya perbedaan beban. Adapun tiap – tiap vektor antar fasa dikatakan seimbang jika memenuhi syarat sebagai berikut ini :

1. Ketiga fasa mempunyai nilai besaran yang sama dan sama dengan 0
2. Mempunyai sudut masing-masing antar fasa yaitu  $120^0$

Adapun sistim kelistrikan dikatakan tidak seimbang dikarenakan hal – hal sebagai berikut ini :

1. Ketiga fasa sistem kelistrikan mempunyai nilai vektor arus besaran yang sama tetapi dengan sudut yang tidak membentuk  $120^0$
2. Ketiga fasa sistem kelistrikan mempunyai sudut yang membentuk  $120^0$  tetapi pada besaran vektor arus memiliki nilai besaran yang berbeda
3. Antara sudut  $120^0$  dan besaran vektor arus tidak ada yang sama antar ketiga fasa.



Gambar 2.5 Vektor Ketidakseimbangan Beban Dan Vektor Beban Yang Seimbang

Dari gambar 2.5 di atas bahwa gambar pada sisi kanan adalah gambar beban yang seimbang dimana tidak adanya arus yang melewati kabel netral sedangkan gambar yang sebelah kiri adalah beban yang tidak seimbang dimana terdapat perbedaan besaran nilai daya aktif, reaktif dan semua pada masing - masing fasa dan sudutnya tidak membentuk  $120^0$ , adanya ketidakseimbangan beban menyebabkan terjadinya arus netral yang kecil dan rugi –rugi daya yang hilang (Dey and A.K, 2013).

Ketidakseimbangan tegangan beban menyebabkan adanya tegangan negatif dan tegangan positif, batasan ketidakseimbangan beban tegangan adalah 2% maksimum dari 95% pengukuran paling sedikit 7 hari dengan rentang 10 menit durasi interval pengukuran, sedangkan untuk batasan ketidakseimbangan beban arus adalah 20% perbedaan arus antara 3 (ketiga) fasa tersebut persamaan matematik ketidakseimbangan beban tegangan ataupun arus yaitu :

$$KT = \frac{V^-}{V^+} \times 100 \% \dots\dots\dots(2.4)$$

$$KI = \frac{I^-}{I^+} \times 100 \% \dots\dots\dots(2.5)$$

Keterangan :

KT = Ketidakseimbangan Tegangan (%)

KI = Ketidakseimbangan Arus (%)

$V^-$  = Tegangan Urutan Negatif (V)

$V^+$  = Tegangan Urutan Positif (V)

$I^-$  = Arus Urutan Positif (A)

$I^+$  = Arus Urutan Positif (A)

Untuk mencegah adanya ketidakseimbangan beban pada sistem kelistrikan yaitu diambil tahap – tahap sebagai berikut ini :

1. Mengganti sambungan pelanggan dengan level hubung singkat lebih tinggi (Isc)

2. Memasang Voltage compensator
3. Menyeimbangkan beban pada peralatan listrik konsumen di panel – panel atau MCB

Dari pengertian pencegahan diatas memperoleh persamaan impedansi untuk memperoleh level hubung singkat yang lebih tinggi yaitu dijelaskan pada Tabel 2.4 dan Tabel 2.5 sebagai berikut ini :

Tabel 2.4 Persamaan Matematis Hubung singkat (Isc)

Data elemen rangkaian	Formula untuk per Unit Sistem
Kapasitas Hubung Singkat Busbar GI	$Z_{pu} = \frac{pu \text{ MVA Base}}{MVA \text{ hubung singkat Busbar GI}}$
Trafo	$Z_{pu} = \frac{\% \text{ Impedansi Trafo}(Z)}{100} \times \frac{pu \text{ MVA Base}}{MVA \text{ Trafo}}$
Penghantar	$Z_{pu} = Z_{ohms} \times \frac{MVA \text{ Base}}{(kV_{base})^2}$

Tabel 2.5 Contoh Komponen Hubung singkat

Komponen	Perhitungan
Sumber: 648,83 MVA hubung singkat	$Z_{pu} = \frac{per - unit \text{ MVA Base}}{MVA \text{ hubung singkat Busbar Gardu Induk}}$
Trafo 50 MVA, Z = 7%	$Z_{pu} = \frac{\% \text{ Impedansi Trafo}(Z)}{100} \times \frac{pu \text{ MVA Base}}{MVA \text{ Trafo}}$
Penghantar	$Z_{pu} = Z_{ohms} \times \frac{MVA \text{ Base}}{kV_{base}^2}$
Impedansi total	$Z = Z \text{ sumber} + Z_{trafo} + Z \text{ penghantar}$
MVA <sub>sc</sub> pada titik sambung pelayanan [3]	$MVA_{sc} = \frac{per - unit \text{ MVA Base}}{Z}$
Arus Hubung Singkat pada titik sambung pelayanan	$I_{sc} = \frac{MVA_{sc}}{kV\sqrt{3}}$

## 2.2.3 Tegangan, Arus, dan Daya.

### A. Tegangan.

Yaitu perbedaan potensial listrik antara 2 (dua) titik dari suatu rangkaian listrik atau dengan pengertian lain suatu kerja yang keluar dari energi yang dikeluarkan. Adapun 2 beda potensial tegangan yaitu sebagai berikut ini :

#### 1. Tegangan Drop

Yaitu tegangan dari potensial tinggi ke potensial rendah, biasanya terjadi pada trafo tegangan dari tegangan tinggi ke tegangan rendah untuk menurunkan tegangan dari sistem transmisi ke distribusi ataupun dari sistem distribusi ke beban. Pwersamaan dibawah ini adalah untuk menentukan besaran tegangan drop pada trafo atau sistem jaringan menggunakan 3 phase 4 kawat :

$$\text{Menghitung nilai } \cos \Omega = \frac{\text{Daya Nyata}}{\text{Daya Semu}} = \frac{57,42}{58,09} = 0,988$$

$$\text{Menghitung Drop Tegangan (Vr)} = \frac{\sqrt{3} \cdot P \cdot L \cdot I \cdot \cos \Omega}{\text{Luas Penampang}}$$

Keterangan :

P = Tahanan kabel (Ohm)

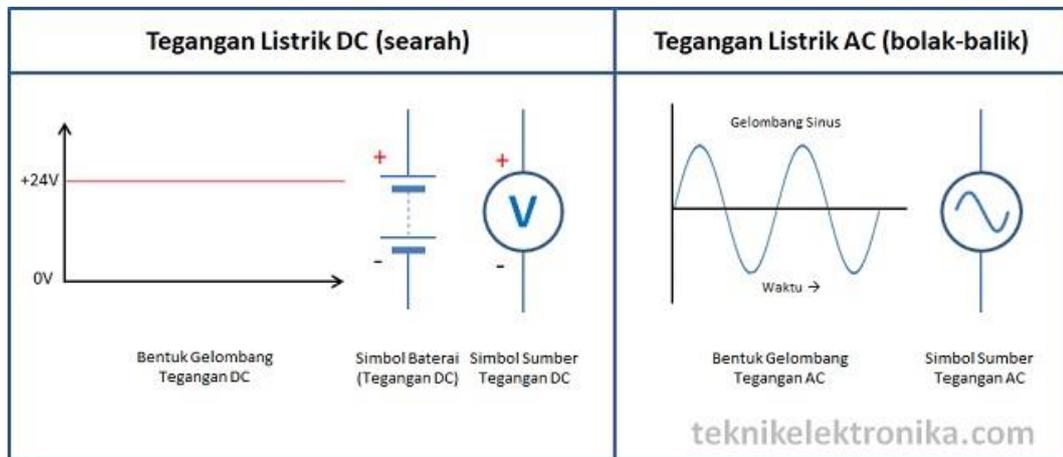
L = Panjang kabel atau penghantar (m<sup>2</sup>)

Dengan batasan Standart SPLN D5.004-1:2012 gangguan tegangan drop tidak boleh melebihi -25 % dari tegangan fundamentalnya

#### 2. Tegangan Raise

Yaitu tegangan dimana dari potensial rendah ke tinggi biasanya terjadi pada generator pembangkit yaitu dari tegangan yang rendah dinaikan ke trafo Up.

Sedangkan menurut arah arusnya, tegangan listrik dibedakan menjadi 2 (dua) bagian yaitu tegangan AC dan tegangan DC dengan penjelasan gambar sebagai berikut ini:



Gambar 2.6 Tegangan Dc dan Tegangan AC

### B. Arus.

Yaitu banyaknya suatu muatan listrik yang berpindah tempat dari muatan berpotensi tinggi ke potensial rendah dengan satuan waktu second. Adapun persamaan arus listrik yaitu sebagai berikut ini :

$$I = \frac{Q}{t} \dots\dots\dots(2.6)$$

$$I = \frac{V}{R} \dots\dots\dots(2.7)$$

$$I = \sqrt{\frac{P}{R}} \dots\dots\dots(2.8)$$

Keterangan :

Q = Besarnya muatan listrik (Columb)

t = Waktu second (s)

R = Resistan atau hambatan (Ohm)

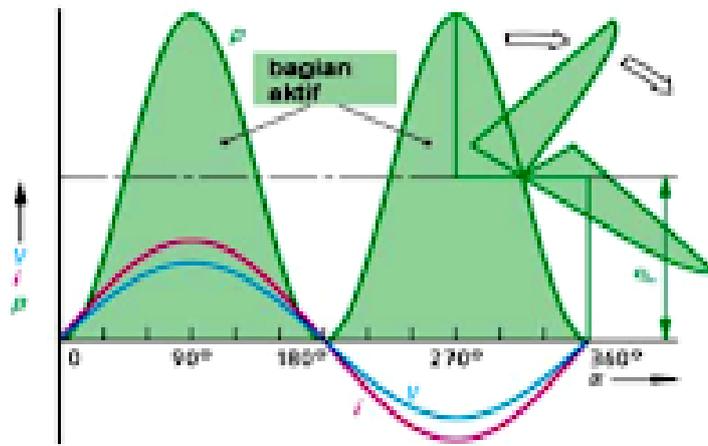
V = Tengan listrik (V)

P = Daya (Watt)

### C. Daya Listrik.

Jika suatu energi potensial tegangan dipertemukan dengan suatu bahan yang dialiri oleh arus kemudian energi yang diberikan pada elektron dengan persatuan waktu didefinisikan sebagai daya listrik. Daya dibedakan menjadi 3 bagian yaitu :

#### 1. Daya Aktif.



Gambar 2.7 Daya Aktif yang Bersifat Resistansi

Yaitu daya yang sebenarnya atau daya yang timbul disebabkan oleh mengalirnya arus listrik pada suatu beban listrik. Daya listrik mempunyai satuan yaitu watt dengan persamaannya :

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \mu \dots\dots\dots (2.9)$$

$$P = \frac{1}{2} P_m = \frac{1}{2} V_m \cdot I_m = \frac{1}{2} \sqrt{2} V \cdot \sqrt{2} I \dots\dots\dots (2.10)$$

$$P = V \cdot I \cos \Omega \text{ (untuk daya yang bersifat Impedansi) } \dots\dots\dots (2.11)$$

Keterangan :

P = Daya aktif ( kilo watt / kW )

- Pm = Daya Maksimum (w)
- Vm = Tegangan Maksimum (V)
- Im = Arus Maksimum (A)
- V = Tegangan ( volt / V )
- I = Arus ( Ampere / A )
- Cos  $\mu$  = Faktor daya

2. Daya Reaktif.

Yaitu daya yang dibutuhkan untuk membangkitkan medan magnet dengan satuan (Var) dengan persamaan sebagai berikut ini :

$$S = V \cdot I \sin \Omega \dots\dots\dots (2.11)$$

Keterangan :

Q = Daya Reaktif (Var)

Sin  $\Omega$  = Faktor Reaktif

3. Daya Semu.

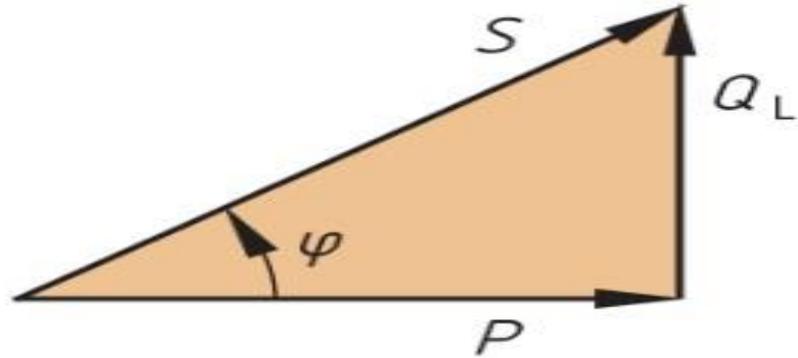
Yaitu daya yang dihasil kan dari perkalian Vrms dan Irms atau tegangan puncak dengan arus puncak dimana, daya nyata ini diberikan langsung oleh PT.PLN (persero) denga satuan daya Va, dengan persamaanya :

$$S = V \cdot I \dots\dots\dots (2.12)$$

Keterangan :

S = Daya Semu (Va)

Adanya hubungan dari ke-3 (tiga) daya tersebut maka dihasilkan segitiga yang saling berhubungan antar titik yang satu sama titik yang lainnya, adapun gambar segitiga daya tersebut dijelaskan pada Gambar 2.8 dibawah ini :



Gambar 2.8 Segitiga Daya.

Daya aktif (P) pada gambar 2.8 digambarkan dengan garis horisontal dimana daya Reaktif berbeda sudut  $90^{\circ}$  dengan daya aktifnya, sedangkan daya semu dihasilkan dari penjumlahan vektor antara daya aktif dengan daya reaktif sehingga membentuk persamaan sistematis seperti dibawah ini :

$$P^2 = S^2 - Q^2 \dots\dots\dots (2.13)$$

Dari segitiga daya tersebut adanya faktor daya  $\cos \mu$  secara umum didefinisikan perbandingan antara daya aktif dan daya semu dengan nilai besaran sebesar 0 – 1. Pihak PT.PLN (persero) sudah menentukan besaran nilai faktor daya dengan standart SPLN D5.004-1:2012 atau IEEE 515.1992, jika pihak konsumen seperti industri ataupun rumah sakit melebihi standart yang berlaku maka akan dikenakan biaya tambahan faktor daya, adapun batasanya faktor daya tersebut seperti pada tabel 2.6 berikut ini :

Tabel 2.6 Batasan Fakor daya SPLN D5.004-1:2012.

Maksimum Faktor Daya	
THDi (%)	Faktor Daya (pf)
20	0.85
50	0.89
100	0.71

Tabel 2.7 Standart SPLN D%.004-1:2012

Parameter	Maksimum / Minimum
Regulasi keadaan	+5%, -10%
Gangguan tegangan drop	-25%
Tegangan sementara	-100% dengan lama 4ms s/d 20ms
Tegangan lebih transien	+150% 0.2ms
Distorsi tegangan harmonik	3-5% (beban linier)
Noise	-
Variasi Gelombang frekuensi	50Hz ± 1Hz
Perubahan Gelombang frekuensi	1Hz
Ketidakseimbangan Arus	20% (pada perbandingan tiap fasa)
Ketidakseimbangan tegangan	2%
Kapasitas beban	95% (beban terpasang)

Adapun persamaan untuk rugi – rugi daya yang terjadi disebabkan oleh ketidakseimbangan beban yaitu :

$$\Delta P_R = \sum_{k=1}^{25} 0.524 \times I k_R^2 \dots\dots\dots (2.16)$$

$$I_{N1} = \sqrt{IR1^2 + IS1^2 + IT1^2 - (IR1 \times IS1) - (IS1 \times IT1) - (IR1 \times IT1)} \dots\dots\dots (2.17)$$

Keterangan :

$\Delta P_R$  = Daya loses pada fasa R