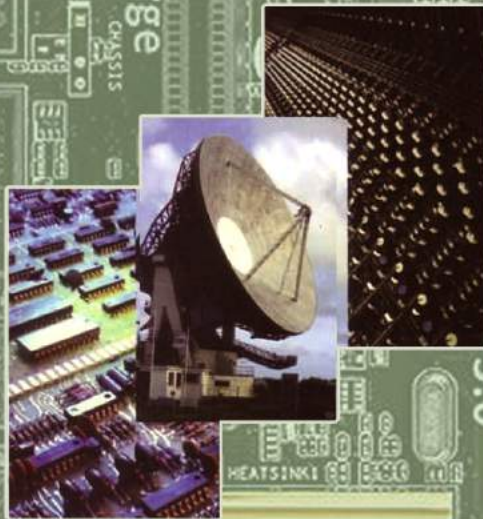




Sinusoida

Jurnal Penelitian Dan Pengkajian Elektro



- *Analisis Pengukuran Transformator 400 kVA Menggunakan On Load Tap Charger*
Nizar Rosyidi AS dan Denni Rotua Silitonga
- *Konfigurasi Busbar Andal Pada Penyaluran Daya Berbasis TROD Dan TROF Di Transmisi Tenaga Listrik*
A.Sofwan, P.Adhyatmaja dan A.Muis
- *Studi Analisa Pengukuran Jarak Kelistrikan Gardu Induk 150 kV*
Sugianto, Ariman dan Veriah Hadi
- *Analisa Pentanahan Netral Pada Transformator 150/20 kV Di Gardu Induk*
Naufal Ariyanto Adli dan Poedji Oetomo
- *Analisis Prediksi Usia Pakai Transformator Dengan Metode Regresi Linear*
Suganda, Fadhila Hayyu Azzahra dan Edy Supriyadi
- *Analisa Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV*
Suganda, Marsa Rizky Agus Prasetyo dan Harlan Effendi



SUSUNAN REDAKSI

Penanggung Jawab	: Dekan FTI-ISTN
Pemimpin Redaksi	: Kepala Program Studi Teknik Elektro
Dewan Redaksi	: Ir. Surya Alimsyah, MT. Ir. Edy Supriyadi, MT. Ir. Moh. Amir, M.Sc. Ir. Djoko Suprijatmono, MT. Ir. Rachman Soleman, MT. Ir. Sugianto, MT. Ir. Irmayani, MT
Mitra Bestari	: Prof. Dr. Masbach Siregar APU Dr. Taswanda Taryo, MSc. Dr. Ir. Agus Priyono Dr. Yusnita Rahayu, M.Eng
Redaksi Pelaksana	: Ir. Fifit Marwita, MT Ir. M. Febriansyah, MT Ir. Poedji Oetomo, MT. M Ikrar Yamin, ST. MTr T.
Penerbit	: Fakultas Teknologi Industri ISTN

PENGANTAR REDAKSI

Puji syukur kita panjatkan kepada Allah SWT Bahwasanya Jurnal Ilmiah Teknik Elektro Sinusoida FTI-ISTN Edisi kali ini yaitu Volume XXIV, No.1, Juli 2022, dapat diterbitkan dengan berisikan 6 tulisan yang dari para dosen Program Studi Teknik Elektro FTI-ISTN. Adapun tulisan yang diterbitkan pada edisi ini adalah: *Analisis Pengukuran Transformator 400 kVA Menggunakan On Load Tap Charger, Konfigurasi Busbar Andal Pada Penyaluran Daya Berbasis TROD Dan TROF Di Transmisi Tenaga Listrik, Studi Analisa Pengukuran Jarak Kelistrikan Gardu Induk 150 kV, Analisa Pentanahan Netral Pada Transformator 150/20 kV Di Gardu Induk, Analisis Prediksi Usia Pakai Transformator Dengan Metode Regresi Linear, Analisa Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV.* Dengan diterbitkannya Jurnal Sinusoida ini, redaksi mengharapkan agar para dosen program studi Teknik Elektro dapat lebih bergairah lagi untuk menulis karyanya demi kemajuan perkembangan teknik elektro dimasa datang.

Akhirnya kepada semua pihak yang telah turut membantu hingga diterbitkannya **Jurnal Sinusoida** edisi ini, kami mengucapkan banyak terima kasih.

Alamat Redaksi

Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri
Institut Sains dan Teknologi Nasional
Jl. M Kahfi II Bhumi Srengseng Indah, Jagakarsa
Jakarta 12640, Telp 021-7270091,
e-mail : sinusoida@istn.ac.id

Redaksi menerima sumbangan makalah berupa artikel, hasil penelitian atau karya ilmiah yang belum pernah dan tidak akan dipublikasikan di media lain. Naskah sudah harus diterima redaksi 4 (empat) minggu sebelum diterbitkan. Terbit dua kali setahun, pada bulan Juli dan Desember



DAFTAR ISI

	Halaman
1. Analisis Pengukuran Transformator 400 kVA Menggunakan On Load Tap Charger Nizar Rosyidi AS dan Denni Rotua Silitonga	1 - 8
2. Konfigurasi Busbar Andal Pada Penyaluran Daya Berbasis TROD Dan TROF Di Transmisi Tenaga Listrik A.Sofwan, P.Adhyatmaja dan A.Muis	9 - 17
3. Studi Analisa Pengukuran Jarak Kelistrikan Gardu Induk 150 kV Sugianto, Ariman dan Veriah Hadi	18 - 27
4. Analisa Pentanahan Netral Pada Transformator 150/20 kV Di Gardu Induk Naufal Ariyanto Adli dan Poedji Octomo	28 - 33
5. Analisis Prediksi Usia Pakai Transformator Dengan Metode Regresi Linear Suganda, Fadhila Hayyu Azzahra dan Edy Supriyadi	34 - 42
6. Analisa Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV Suganda, Marsa Rizky Agus Prasetyo dan Harlan Effendi	43 - 54

ANALISIS PENGUKURAN TRANSFORMATOR 400 KVA MENGUNAKAN ON LOAD TAP CHARGER

Nizar Rosyidi AS¹ dan Denni Rotua Silitonga²

Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Sains dan Teknologi Nasional
Jalan Moh, Kahfi II, Srengseng Sawah, Jagakarsa, Jakarta Selatan 12630 Telp. (021)7270090
nizar@istn.ac.id , rotuasilitonga55@gmail.com

ABSTRAK

Untuk memenuhi kualitas tegangan pelayan sesuai kebutuhan yang di inginkan, tegangan keluaran (sekunder) transformator harus dapat dirubah sesuai kebutuhan. Untuk memenuhi hal tersebut, maka pada salah satu kedua sisi belitan transformator dibuat tap(penyadap) untuk merubah perbandingan belitan (rasio) transformator. Dalam Tulisan ini akan dibahas mengenai ketepatan perbandingan belitan terhadap transformator pada saat tap changer, dan analisa ketepatan perbandingan pada toleransi 1% berdasarkan IEC 60076 dan 0,5% dalam SPLN 50 : 1997.

Kata Kunci : On Load Tap Charger, Pengukuran Rasio Trafo

ABSTRACT

*To meet the quqlity of the service voltage as desired, the **output** voltage secondary of the transformer must be changed as needed. To fulfill this, taps are made on one side the transformer windings to change the transformer turns ratio. In this paper will be discussed about the accuracy of the ratio of windings to the transformer at the time of the tap changer, and the accuracy of the comvarison accuracy at tolerance of 1% based IEC 60076 and 0,5 % in SPLN 50 : 1997.*

Key word : On Load Tap Charger, Pengukuran Rasio Trafo

I. Pendahuluan

Salah satu masalah yang terdapat dalam sistim tenaga listrik adalah perubahan atau penurunan tegangan yang diakibatkan pusat-pusat pembangkit tenaga listrik berada jauh dari pusat beban, hal ini mengakibatkan kerugian yang cukup besar dalam penyaluran daya listrik bagi konsumen maupun dalam bidang industri. Kerugian tersebut disebabkan oleh saluran yang cukup panjang. Sehingga dalam penyaluran daya listrik melalui akan mengalami tegangan jatuh (drop voltage) sepanjang saluran yang dilalui.

Trafo dirancang sedemikian rupa sehingga perubahan tegangan pada sisi masuk/input tidak mengakibatkan perubahan tegangan pada sisi keluar/output, dengan kata lain tegangan di sisi keluar/output-nya tetap. Alat ini disebut sebagai sadapan pengaturan tegangan atau tap charger. Tap charger dibagi menjadi 2 bagian yaitu tap charger

yang bekerja saat berbeban tanpa terjadi pemutusan, biasa disebut On Load Tap Charger (OLTC) dan tap charger tanpa beban biasa disebut Off Load Tap charger.

Pada dasarnya prinsip tap changer ini adalah membuat suatu variasi perbandingan belitan pada transformator. Dengan variasi perbandingan belitan ini maka diharapkan dapat memenuhi keperluan antara lain mendapatkan suatu tegangan sekunder tertentu pada saat tegangan primer berubah, mendapatkan tegangan sekunder yang bervariasi. Penempatan tap changer biasanya ditempatkan di sisi tegangan tinggi transformator dengan pertimbangan variasi tegangan yang lebih luas karena jumlah belitannya yang lebih banyak.

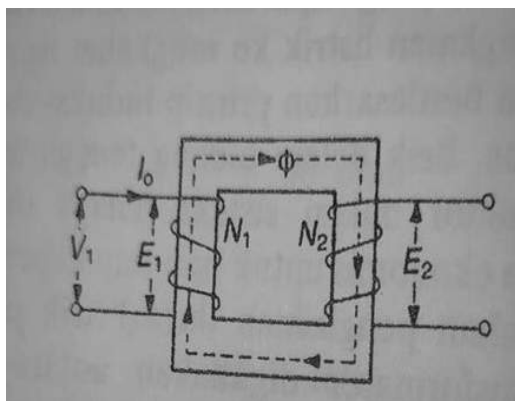
Rumusan masalah dari penulisan ini adalah sebagai berikut :

- a. Bagaimana proses pengukuran yang benar?

- b. Apakah hasil pengukuran TTR (*transformator turn ratio*) dengan hasil perhitungan menggunakan rumus mendapatkan hasil masih dalam batas toleransi ?
- c. Apa pengaruh yang terjadi pada transformator apabila nilai pengukuran melebihi batas toleransi

II. LANDASAN TEORI

Transformator terdiri atas dua buah kumparan (primer dan sekunder) yang bersifat induktif. Kedua kumparan ini terpisah secara elektrik namun berhubungan secara magnetis melalui jalur yang memiliki reluktansi (reluctance) rendah.



Gambar 1. Skema transformator.

Bila kumparan primer transformator dihubungkan dengan sumber tegangan V_1 , maka akan mengalir arus primer I_0 dengan belitan primer N_1 reaktif murni. Arus primer I_0 menimbulkan fluks (ϕ).

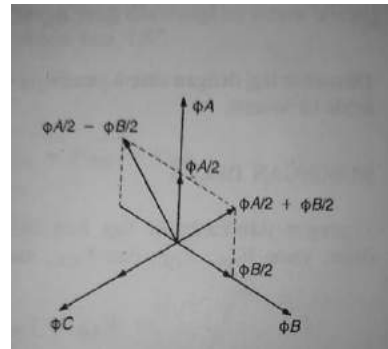
$$\phi = \phi_{maks} \sin \omega t \dots\dots\dots(2.1)$$

Fluks ini akan menghasilkan tegangan induksi (E).

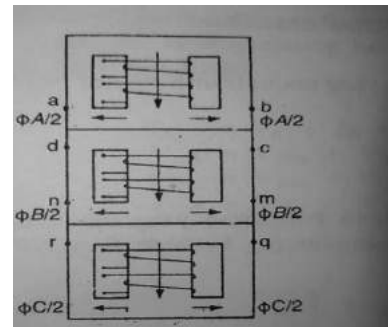
$$E = -N \frac{d\phi}{dt} \dots\dots\dots(2.2)$$

II.1 Transformator Tiga Fasa

Transformator tiga fasa digunakan karena pertimbangan ekonomi. Dari pembahasan berikut ini akan terlihat bahwa pemakaian inti besi pada transformator tiga fasa akan jauh lebih sedikit dibandingkan dengan pemakaian tiga buah transformator fasa tunggal. Gambar 2 menunjukkan tiga buah transformator fasa tunggal yang disusun keatas, sedangkan Gambar 3 menunjukkan hubungan vektornya.



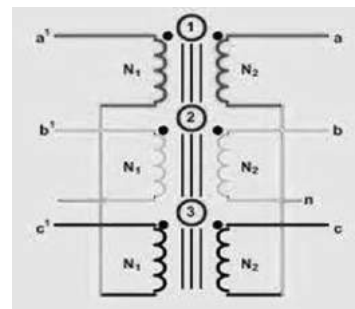
Gambar 2. Transformator 3 fasa



Gambar 3. Hubungan Vektor.

Pada bidang abcd Gambar 2. hanya diperlukan mengalir fluks sebesar : $\frac{1}{2}\phi_A - \frac{1}{2}\phi_B$

Apabila digunakan transformator fasa tunggal, pada bagian tersebut akan mengalir fluks sebesar $\frac{1}{2}\phi_A$ dan $\frac{1}{2}\phi_B$ atau sebesar ϕ_A . Demikian juga halnya untuk bidang (nmqr) akan mengalir fluks sebesar $\frac{1}{2}\phi_B, \frac{1}{2}\phi_C$ atau sebesar ϕ_B .



Gambar 4. Lilitan Transformator 3Fase.

Hubungan antara tegangan primer, jumlah lilitan primer, tegangan sekunder, dan jumlah lilitan sekunder, dapat dinyatakan dalam persamaan :

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana :

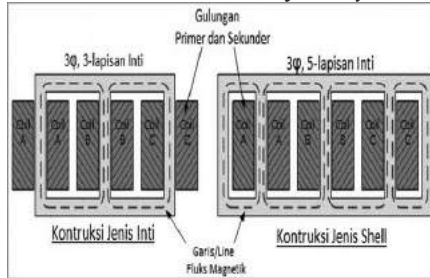
- V_P dan V_S adalah Tegangan Primer dan Skunder
- N_P dan N_S adalah Belitan sisi primer dan skunder.

II.2 Komponen Transformator Tiga Fasa

Komponen transformator terdiri dari dua bagian, yaitu peralatan utama dan peralatan bantu. Peralatan utama transformator terdiri dari:

II.1.1. Inti Besi

Dibuat dari lempengan-lempengan feromagnetik tipis yang berguna untuk mempermudah jalan fluksi yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melalui kumparan. Inti besi ini juga diberi isolasi untuk mengurangi panas (sebagai rugi-rugi besi) yang ditimbulkan oleh arus eddy "Eddy Current".

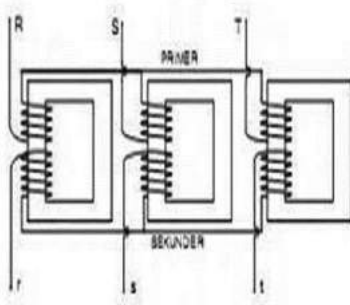


Gambar 5. Inti Besi Trafo.

II.1.2. Kumparan Transformator

Kumparan trafo terdiri dari beberapa lilitan kawat tembaga yang dilapisi dengan bahan isolasi (karton, pertinax, dll) untuk mengisolasi baik terhadap inti besi maupun kumparan lain. Untuk trafo dengan daya besar lilitan dimasukkan dalam minyak trafo sebagai media pendingin.

Banyaknya lilitan akan menentukan besar tegangan dan arus yang ada pada sisi sekunder. kumparan terdiri dari 2 komponen pokok yaitu: kumparan pertama (primer) yang bertindak sebagai input, kumparan kedua (sekunder) yang bertindak sebagai output.



Gambar 6. Kumparan Transformator.

1. Bushing

Sebuah konduktor (porselin) yang menghubungkan kumparan transformator dengan jaringan luar. Bushing diselubungi dengan suatu isolator dan berfungsi sebagai konduktor tersebut dengan tangki transformator. Selain itu juga bushing juga berfungsi sebagai pengaman hubung

singkat antara kawat yang bertegangan dengan tangki trafo.



Gambar 7. Bushing.

II.1.3. Transformator Turn Ratio (TTR)

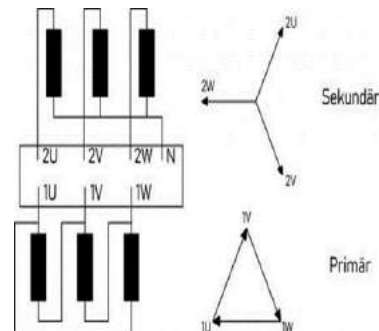
Transformator *Turn Ratio Test* (TTR) adalah metode pengukuran perbandingan belitan primer (V_p) dengan belitan sekunder (V_s) pada transformator. Metode pengukuran ini ialah untuk mengetahui kondisi belitan primer atau sekunder dari ketigaphasanya (R,S,T) apakah masihimbang atau bahkan sudah short, karena hal ini ada kaitannya dengan tegangan keluaran(sekunder) pada transformator.

Sebelum melakukan pengukuran ini ada berbagai langkah yang musti harus di pahami, antara lain :

1. Vektor Group

Pada name plate transformator, sering kita melihat kombinasi vektor diagram seperti Dyn-5, YNd-5 dan lain sebagainya. dalam pembahasan ini penulis hanya melakukan pengukuran menggunakan vector group Dyn-5. Vektor group ada kaitannya dengan pergeseran fasa antara sisi HV dengan LV.

Gambar berikut adalah contoh dari vektor group Dyn-5.



Gambar 8. Vektor Group

Gambar diatas apabila dijabarkan :

a. Huruf 1U, 1V, 1W atau sering disebut Delta menunjukkan belitan primer dan transformator berkoneksi Delta.

b. Huruf 2U, 2V, 2W atau sering disebut Wye menunjukkan belitan sekunder dan trafo berkoneksi secara bintang, N adalah titik netral yang dikeluarkan atau bisadi sebut dengan 3 fasa 4 kawat.

c. Angka 5 menunjukkan phase pertama atau phase (2U) pada belitan sekunder berada pada arah pukul 5 atau terjadi pergeseran sudut sebesar 150 derajat antara phase pertama belitan primer (1U) dengan phase kedua belitan sekunder (2V). Angka yang terdapat diakhir menandakan jam trafo. Yang berarti, sebuah lingkaran jam memiliki sudut 360° dengan urutan angka dari 1 sampai 12, maka untuk angka 1 besar sudutnya adalah 30°, untuk angka 5 adalah 150° dan seterusnya. Jadi, setiap 1 jam ada sudut 30°. Sehingga bila pada name plate tertera angka tertentu, misalkan angka 6, maka sudut yang dibentuk adalah : $6 \times 30^\circ = 180^\circ$. Untuk memudahkannya, vektor group Dyn-5. Pembacaannya adalah, belitan tiga phasa pada sisi HV dihubungkan secara Delta (D), dan belitan tiga phasa pada sisi LV dihubungkan secara bintang (Y) dengan titik netralnya (n) dibumikan. dengan pergeseran phasa antara HV dan LV sebesar 150° ($5 \times 30^\circ$). Artinya adalah, pada transformator dengan Vektor Group Dyn-5, terjadi pergeseran phasa antara sisi HV dengan LV sebesar 150°. Sehingga phasa 1U dengan 2U, 1V dengan 2V dan 1W dengan 2W memiliki beda phasa 150° (1U untuk phasa R disisi HV, 2U untuk phasa R disisi LV). Karena pada induktor, arus yang melewatinya mengalami penundaan, dan transformator tersendiri adalah induktor, maka terjadi penundaan sebesar sudut dari vektor group transformator tersebut. Pada contoh diatas sisi LV tertunda sebesar 150° terhadap sisi HV atau 150° lagging LV dengan HV. (Huruf besar identik dengan belitan primer, huruf kecil identik dengan belitan sekunder dan angkaterakhir identik dengan penunjukan arah jarum jam).

2. Tap Changer

Tap Changer atau pengubah tapping adalah suatu alat pengubah tegangan dengan mengubah rasio perbandingan belitan transformator untuk mendapatkan tegangan operasi sekunder akibat adanya perubahan tegangan pada sisi primer. Pada umumnya Tap Changer dihubungkan dengan kumparan sisi Primer dengan pertimbangan lebih mudah cara penyambungan karena kumparan Primer terletak pada belitan paling luar dan juga arus di sisi primer lebih kecil dari pada disisi Sekunder, tujuannya untuk memperkecil resiko bila terjadi los kontak dan dengan arus yang lebih kecil dapat dipergunakan ukuran/jenis konduktor yang kecil. Pemilihan tapping transformator berdasarkan pada penyesuaian besar tegangan primer transformator, besar tegangan yang diterima oleh kumparan primer transformator dipengaruhi oleh jatuh tegangan yang terjadi pada saluran.

Berdasarkan SPLN 50: 1997 Ada dua macam penyadapan (tapping) tanpa bebanyaitu:

- Sadapan tanpa beban (STB) tiga langkah: 21, 20, 19 kV;
- Sadapan tanpa beban lima langkah : 22,

21, 20, 19, 18 kV.

Penyadapan ini dilakukan dengan pengubah sadapan (komutator) pada keadaan tanpa beban pada sisi primer.



Gambar 9. Tap Changer.

II.1.4. Prinsip Kerja Tap Changer

Prinsip pengaturan tegangan sekunder berdasarkan jumlah belitan primer atau sekunder. V_p , N_p dan V_s , N_s adalah parameter primer dan sekunder seperti ditunjukkan pada pers 2.3.

Jika belitan primer berkurang tegangan perbelitan akan bertambah, sehingga tegangan sekunder bertambah. Pada kondisi lain, belitan sekunder bertambah sementara belitan primer tetap, tegangan sekunder akan bertambah juga. Pengurangan belitan primer mempunyai pengaruh yang sama dengan penambahan belitan sekunder.

Beberapa faktor akan dijelaskan di bawah ini yang dapat dibuat jadi pertimbangan, saat memutuskan sisi yang mana yang akan di pasang tappingnya :

Jika belitan primer berkurang tegangan perbelitan akan bertambah, sehingga tegangan sekunder bertambah. Pada kondisi lain, belitan sekunder bertambah sementara belitan primer tetap, tegangan sekunder akan bertambah juga. Pengurangan belitan primer mempunyai pengaruh yang sama dengan penambahan belitan sekunder.

Beberapa faktor akan dijelaskan di bawah ini yang dapat dibuat jadi pertimbangan, saat memutuskan sisi yang mana yang akan di pasang tappingnya :

II.1.5. Pengukuran Rasio Tegangan

Tujuan dari pengujian ratio belitan pada dasarnya untuk mendiagnosa adanya masalah dalam antar belitan dan seksi-seksi sistem isolasi pada trafo. pengujian ini akan mendeteksi adanya hubung singkat atau ketidaknormalan pada tap changer. Tingginya nilai resistansi akibat lepasnya koneksi atau konduktor yang terhubung ground dapat dideteksi.

Konsep dasar untuk melakukan pengujian ratio trafo ini secara sederhana kita dapat menggunakan sebuah supply tegangan AC 3 fasa 380 V. Dengan

Mengacu pada Rumus Dasar Ratio Trafo $N_p/N_s=V_p/V_s=I_s/I_p$. Metoda pengujiannya adalah dengan memberikan tegangan variabel pada high voltage dan melihat tegangan yang muncul pada low voltage. Dengan membandingkan tegangan sumber dengan tegangan yang muncul maka dapat diketahui ratio perbandingannya. Pengujian dapat dilakukan dengan menggunakan alat Transformer Turn Ratio Test.

III. TAHAPAN PENGUKURAN

Dalam melakukan pengukuran ini, tahapan-tahapan yang dilakukan secara berturut-turut disusun secara sistematis dengan tujuan mendapatkan keterhubungan antara data dan informasi yang diperoleh dengan hasil yang ingin didapatkan. Penelitian dimulai dengan studi literatur. Tahap persiapan merupakan proses mencari sumber informasi data yang dapat bermanfaat untuk proses penelitian selanjutnya. Setelah itu, Tahapan pengukuran alat TTR yang dilaksanakan di perusahaan CV. OI Mori yang terletak di Malaka Sari, Duren Sawit, Jakarta Timur. Tanggal pelaksanaan yaitu 20 Juli 2021 pada 11.00 – 11.30 WIB. Hal yang pertama kali dilakukan adalah studi lapangan tempat pengujian, kemudian Pengujian alat test TTR (Transformator Turn Ratio) dilakukan untuk proses pengambilan data dari hasil uji. Informasi yang didapat merupakan data hasil pengukuran pada trafo. Data yang diperoleh selanjutnya akan dibandingkan dengan rumus dan diolah dalam bentuk tabel.

III.1 Alat Ukur Pengujian Rasio Transformator

Pengujian tranformator 400 Kva dilakukan dengan menggunakan sebuah alat yang disebut TTR (*Transformator Turn Rasio*) Raytech TR-1P. Melalui alat inilah akan didapatkan besaran / nilai rasio belitan transformator yang diukur. Berikut bagian-bagian TTR Raytech TR-1P



Gambar 10. Alat Uji Rasio Transformator.

Keterangan:

- 1. Emergency stop, 2. Input power, 3. Thermal printer, 4. Terminal primer (HV), 5. Terminal sekunder (LV), 6. Terminal RS-232, 7. Layar LCD, 8. Tombol pengoperasian, 9. Tombol keypad, 10. Terminal tap changer, 11. Terminal

grounding, 12. Tombol power.

III.2. Diagram Koneksi Pengukuran Rasio Transformator.

Pada saat pengujian rasio transformator, terminal pada Raytech TR-1P yang digunakan adalah terminal primer (HV), terminal sekunder (LV), terminal grounding, dan terminal tap changer. Memasang kabel grounding ke peralatan dan pastikan sistem grounding telah benar.

Menyambungkan peralatan dan kabel konektor sesuai dengan fungsi masing-masing. Memeriksa dan memastikan semua kabel telah terpasang dengan baik.



Gambar 11. Gambar skematik transformator dan TTR

Dari terminal primer Raytech TR-1P (garis merah) dihubungkan ke bushing primer transformator (HV) pada transformator. Sisi primer transformator dihubungkan dengan terminal primer H1 (R), H2 (S), H3 (T). Terminal Raytech TR-1P atau disebut terminal LV dihubungkan ke bushing sekunder pada transformator. konektor dari terminal alat TTR ke bushing ada 4 konektor.

Konektor tersebut adalah konektor X1 (r), X2 (s), X3 (t) dan X0 (n).

Nilai rasio jika di ukur menggunakan rasio tegangan, maka hasilnya dapat langsung diketahui dengan formula rasio = HV/LV. Hasil perhitungan ini digunakan untuk membandingkan dengan nilai aktual dari hasil pengujian dan untuk mendapatkan nilai deviasi. Perhitungannya dapat dilihat hubung seperti dibawah ini:

Maka rumus untuk Dyn-5 hubungan belitan adalah:

$$Dyn-5 = \frac{VH\sqrt{3}}{VX} \dots\dots\dots 3$$

Setelah mendapatkan nilai rasio, lalu mencari nilai standar deviasi maksimum ratio untuk dibandingkan dengan standar IEC ± 0,5% yang dapat dilihat pada formula:

$$Max.Dev = \frac{Rasio\ Terukur - Rasio\ Name\ Plate}{Rasio\ Name\ Plate} \times 100\%$$

...4

$$= < \pm 0,5 \%$$

IV. PENGUKURAN RASIO TRAFODAN ANALISA DATA.

- Objek Pengujian pengujian yang digunakan dalam percobaan ini adalah transformator. Transformator yang diuji dalam percobaan dengan spesifikasi :



Gambar 12. Name Plate Transformator.

Dari gambar 12 tersebut tercantum data tegangan primer per tap nya yang dimana SW POS adalah switch posisi tap changer sedangkan HV.TAP.VOLT adalah tegangan primer disetiap tap, berikut ini data tegangan primer setiap tap pada tabel 4.1 :

Tabel 4. 1 Data tegangan primer pertap.

HV.TAP.VOLT	SW POS
21000	1
20500	2
20000	3
19500	4
19000	5

Pengukuran Trafo dan Data Hasil Pengukuran. Sebelum mendapatkan hasil data pengukuran, terlebih dahulu disiapkan alat-alat yang dibutuhkan seperti trafo, alat ukur TTR yaitu Raytech TR-1P memeriksa kembali apakah layak digunakan beserta kabel-kabel dan aksesorisnya, toolbox, roll kabel. Setelah semua alat sudah lengkap maka dapat dilanjutkan ke tahap pengukuran trafo. Adapun tahapan-tahapan pengukuran adalah sebagai berikut :

- Rangkaian dibuat seperti diagram skematik (Seperti Gambar 11)
- Hubungkan kabel H dan X pada alat TTR sesuai dengan polaritasnya ke terminal HV dan LV pada trafo sesuaikan dengan Vector Groupnya.
- Tekan tombol power sehingga TTR menyala yang ditandai dengan layar display menyala seperti gambar 4.2



Gambar 4.2. Layar LCD pada TTR saat menyala.

- Full Set up 1 untuk posisi primer akan muncul menu seperti gambar 4.3



Gambar 4.3 menu pada setup 1.

- Sesuaikan test winding (H-X)
- Isi transformator ID yaitu nama untuk pengujiannya (misalnya 1)
- Setting Transformator tipe (Hubungan Belitan yaitu Dyn-5)
- Parameter (Tegangan pada Tap yang akan di uji, contohnya Tap 3(20.000 volt)).
- Setting berapa Tap yang dilakukan (yaitu 5 Tapping)
- Nominal voltage H tap number (contohnya Tap 1) High voltage H number (Tap 1)
- Different per tap.

- Full setup II untuk sisi sekunder akan muncul menu seperti gambar 4.4.



Gambar 4.4.menu pada setup 2.

- X nameplate Voltage (line to line) yaitu 400 volt.
- Jumlah tap pada sisi sekunder (yaitu 1).
- Nominal voltage X number (yaitu 1)
- Diffren Tap (diabaikan saja)
- Pause beetwen fasa, yang artinya jika diinginkan pengukuran ada jeda maka pilih (YES) namun, jika tidak ada jeda dan lanjut dengan semua fasa maka pilih (No).
- Arahkan ke menu continue dan enter maka akan muncul resume dari data yang di isi.
- Selanjutnya ke menu start, maka alat akan melakukan pengujian setelah itu akan muncul dilayar hasil pengujian rasio pada tiap fasa.

- h. Pada Tap 1 nilai dari tegangan primernya 21.000 maka akan muncul nilai rasio, pada tap 2 yang high voltage 20.500 juga akan muncul nilai rasionya.
- i. Sebagai contoh pada tap 3 high voltage 20.00 muncul nilai rasio pada layar LCD TTR seperti gambar 4.5 maka begitu selanjutnya jadi setiap fhasanya, begitu juga untuk tapping selanjutnya.



Gambar 4.5. Nilai Rasio pada Tap 3 Lcd
Catat hasil data rasio yang muncul di layar display TTR. Setelah selesai maka alat bisa di off kembali. Data hasil pengukuran rasio transformator (TTR) pada tiap tap masing-masing fhasa ditunjukkan pada tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Data hasil pengukuran pada trafo 400 KVA

Fhasa	Ratio Transformator pada tap changer				
	TAP 1	TAP 2	TAP 3	TAP 4	TAP 5
U (R)	90,908	88,802	86,605	84,408	82,302
V (S)	90,909	88,802	86,605	84,560	82,302
W (T)	91,001	88,802	86,606	84,500	82,303
Rata-rata per fasa	90,939	88,802	86,605	84,493	82,302

Dari tabel 4.2 diatas kita dapat melihat nilai rasio dari setiap fhasa pada trafo. Nilai hasil pengukuran tersebut akan kita bandingkan dengan cara perhitungan rumus.
Untuk mendapatkan hasil perhitungan dengan hubungan belitan Dyn5 maka kita menggunakan persamaan (3) yaitu :

$$\text{Rasio (a)} = \frac{VH\sqrt{3}}{VX}$$

Maka untuk posisi tapping 1 pada posisi High voltage 21.000 dapat dihitung.

Maka untuk posisi tapping 1 pada posisi High voltage 21.000 dapat dihitung :

$$\text{Rasio (a)} = \frac{21.000 \sqrt{3}}{400} = 90,932$$

Untuk menghitung nilai toleransi maksimum dan minimumnya adalah sebagai berikut contohnya pada tap 1 yang nilainya 90,932 :

$$\begin{aligned} \text{Maksimum} &= a + (a \times 1\%) \\ &= 90,932 + (90,932 \times 1\%) = 91,841 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Minimum} &= a - (a \times 1\%) \\ &= 90,932 - (90,932 \times 1\%) \\ &= 90,022 \end{aligned}$$

Maka untuk posisi tap berikutnya disederhanakan dalam bentuk tabel, dapat dilihat dari tabel 4.3

Tabel 4. 3 Data perhitungan rasio trafo menggunakan rumus toleransi (± 1%)

SW POS	VH (V)	VX (V)	Ratio Transformator		
			VH/√3 VX	Toleransi Minimu m(±1%)	Toleransi Maximum (±1%)
1	21.000	400	90,932	90,023	91,841
2	20500	400	88,767	87,879	89,654
3	20000	400	86,602	85,736	87,468
4	19500	400	84,437	83,593	85,281
5	19000	400	82,272	81,449	83,094

Pengukuran alat dengan penghitungan rumus didapatkan hasil yang berbeda. Akan tetapi hasil tersebut masih dalam jumlah angka toleransi sebesar ± 1%. Dari tabel 4.2 hasil pengukuran rasio dan tabel 4.3 hasil perhitungan rasio maka kita dapat menghitung rasio error (deviation), standart yang digunakan pada pengujian ini adalah standart IEC yang menyatakan bahwa kriteria lulus uji atau rasio error (deviation) maksimum adalah ± 0,5 %. Untuk mendapatkan deviation kita menggunakan persamaan (4) yaitu :

$$\text{Rasio error (deviation)} = \frac{\text{Rasio pengukuran} - \text{rasio perhitungan}}{\text{Rasio pengukuran}} \times 100\%$$

Maka untuk tap 1 pada posisi High voltage 21.000 adalah sebagai berikut :

$$\text{Rasio error (Deviation)} = \frac{90,939 - 90,932}{90,939} \times 100\% = 0,007\%$$

Tap 2.

$$\text{Deviation} = \frac{88,802 - 88,767}{88,802} \times 100\% = 0,04\%$$

Tap 3.

$$\text{Deviation} = \frac{86,605 - 86,602}{86,605} \times 100\% = 0,003\%$$

Tap 4.

$$\text{Deviation} = \frac{84,493 - 84,437}{84,493} \times 100\% = 0,062\%$$

Tap 5.

$$\text{Deviation} = \frac{82,302 - 82,272}{82,302} \times 100\% = 0,04\%$$

Dari tap 1 sampai tap 5 deviation setiap tap masih dalam batas toleransi ± 0,5%. Disisi lain penulis juga akan menghitung menggunakan SPLN yang dimana batas toleransi maksimum dan minimum adalah ± 0,5% dan untuk deviation adalah ± 0,5% maka perhitungan juga menggunakan persamaan (4), pada tap 1 posisi high voltage 21.000 maka :

$$\text{Rasio (a)} = \frac{VH\sqrt{3}}{VX} = \frac{21.000\sqrt{3}}{400} = 90,932$$

Begitu juga untuk tap 2,3,4,5 dengan cara yang sama nilai high voltage yang tertera.

Untuk menghitung nilai toleransi maksimum dan minimumnya adalah sebagai berikut dengan toleransi ± 0,5% tap 1 yang nilainya 90,932 :

$$\begin{aligned} \text{Maksimum} &= a + (a \times 0,5\%) \\ &= 90,932 + (90,932 \times 0,5\%) \\ &= 91,387 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Minimum} &= a - (a \times 0,5\%) \\ &= 90,932 - (90,932 \times 0,5\%) \\ &= 90,478 \end{aligned}$$

Maka untuk posisi tap berikutnya disederhanakan dalam bentuk tabel berdasarkan standart PLN dengan batas toleransi ± 0,5% dapat dilihat dari tabel 4.4

S W P O S	V H (V)	V X (V)	Ratio Transformator		
			$\frac{VH\sqrt{3}}{VX}$	Toleransi Mini mum(± 0,5%)	Toleransi Maxi mum(± 0,5%)
1	21.000	400	90,932	90,478	91,387
2	20500	400	88,767	88,324	89,210

3	20000	400	86,602	86,169	87,035
4	19500	400	84,437	84,015	84,859
5	19000	400	82,272	81,861	82,683

Dengan hal ini ternyata pengukuran alat yaitu tabel 14.2 dengan penghitungan rumus yaitu tabel 4.4 didapatkan hasil yang berbeda. Akan tetapi hasil tersebut masih dalam jumlah angka toleransi sebesar ± 0,5%.

5.1 SIMPULAN

Berdasarkan hasil pengujian rasio belitan dari sebuah trafo dengan spesifikasi : Trafo 3 fasa, kapasitas 400 Kva, Rated tegangan 20.000 volt/400 volt, frekuensi 50 Hz, hubungan Dyn-5.

Dengan menggunakan alat Test Turn Ratio yaitu Raytech TR-1P maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Ketepatan keluaran tegangan pada transformator adalah cukup baik dengan indikator rasio besar tegangan masih dalam batas toleransi yang di izinkan yaitu sekitar ± 1%
2. berdasarkan IEC dan masih dalam batas toleransi ± 0,5% dalam SPLN .2. Hasil pengujian rasio tegangan, didapatkan nilai toleransi % deviasi rata- rata ≤ 0.5% pada semua pengujian, dengan hasil ini diketahui bahwa rasio tegangan disemua tap masih dalam batas toleransi sehingga transformator layak digunakan.

DAFTAR PUSTAKA

1. Zuhail, "Dasar Tenaga Listrik dan Elektronika Daya", Jakarta : Gramedia, 1988
2. Chapman Stephen J, "Elect ric Machinery Fundamentals", Second Edit ion Mc
3. Wijaya, Mochtar, "Dasar-Dasar Mesin Listrik", Edisi Pertama, Jakarta : Djambatan, 2001.
4. Siskind C.S, "Electrical Machines" Edisi Kedua, Hamburg : Mc Graw-Hill Inc, 1986.
5. Kadir, A., TRANSFORMATOR, Jakarta : UI-Press, 2010.

KONFIGURASI BUSBAR ANDAL PADA PENYALURAN DAYA BERBASIS TROD DAN TROF DI TRANSMISI TENAGA LISTRIK

A.Sofwan¹⁾, P.Adhyatmaja²⁾ dan A.Muis¹⁾

1) Prodi Teknik Elektro FTI ISTN Jl.M.Kahfi II Jakarta, asofwan@istn.ac.id dan
irabdulmuismt@gmail.com

2) PT. PLN P3B Jawa-Bali, Email: adhyatmaja11@gmail.com

Abstract

Busbar Configuration is the meeting point or a point of connection between SUTT / SKTT / SUTET, power transformer, IBT, capacitors and other electrical equipment needed in the completeness of a substation or to receive and distribute electric power. By comparing several busbar configurations, 1 1/2 breaker busbar configuration have the highest reliability and efficiency in electric power systems, both in normal conditions, the transfer system and disorders. Therefore, 1 1/2 breaker busbar configuration is widely used in the generation substation and Extra High Voltage substation. Busbar configuration also has a level of reliability in distributing electric power to consumers, because it has value TROD (Transformer Outage Duration) = 0 hours/units and value TROF (Transformer Outage Rate) = 0 time/units, so that power is distributed by busbar configuration in 2011 was 100%. This busbar configuration has a value TLOD (Transmission Lines Outage Duration) = 2,93 hours/100 KMCC, and value of TLOF (Transmission Lines Outage Frequency) = 0.84 time/100 KMCC, and still meet the standards of the PLN reliability.

Key Words: Busbar, Configuration, Circuit Breaker, TROD, TROF

Abstrak

Sustu Konfigurasi Busbar merupakan titik pertemuan atau titik penghubung antara SUTT/ SKTT/ SUTET, transformator daya, IBT, kapasitor dan peralatan listrik lainnya yang diperlukan dalam kelengkapan suatu gardu induk atau untuk menerima dan menyalurkan tenaga listrik. Dengan membandingkan beberapa konfigurasi busbar, konfigurasi busbar breaker 1 1/2 memiliki keandalan dan efisiensi tertinggi dalam sistem tenaga listrik, baik dalam kondisi normal, sistem transfer maupun gangguan. Oleh karena itu, konfigurasi busbar breaker 1 1/2 banyak digunakan pada gardu induk pembangkit dan gardu induk Tegangan Ekstra Tinggi. Konfigurasi busbar juga memiliki tingkat kehandalan dalam menyalurkan tenaga listrik ke konsumen, karena memiliki nilai TROD (Transformer Outage Duration) = 0 jam/unit dan nilai TROF (Transformer Outage Rate) = 0 kali/unit, sehingga daya yang disalurkan oleh konfigurasi busbar pada tahun 2011 adalah 100%. Konfigurasi busbar ini memiliki nilai TLOD (Durasi Pemadaman Saluran Transmisi) = 2,93 jam/100 KMCC, dan nilai TLOF (Frekuensi Pemadaman Saluran Transmisi) = 0,84 kali/100 KMCC, dan masih memenuhi standar keandalan PLN.

Kata Kunci: Busbar, Konfigurasi, Pemutus, TROD, TROF

I. PENDAHULUAN

Kondisi kelistrikan wilayah Jawa-Bali merupakan daerah berbeban tertinggi di Indonesia, sehingga membutuhkan perhatian ekstra karena banyak dari kegiatan dan usaha dalam skala besar yang terjadi. Oleh karena itu, semua unit PLN di wilayah ini, baik dari pembangkitan, penyaluran, maupun distribusi dituntut untuk bekerja ekstra untuk mengurangi waktu padam, baik karena gangguan maupun pemeliharaan. Untuk itu, sangat diperlukan peralatan tenaga listrik dengan kemampuan menyalurkan daya yang besar namun tetap berdasarkan kaidah keamanan dan keselamatan.

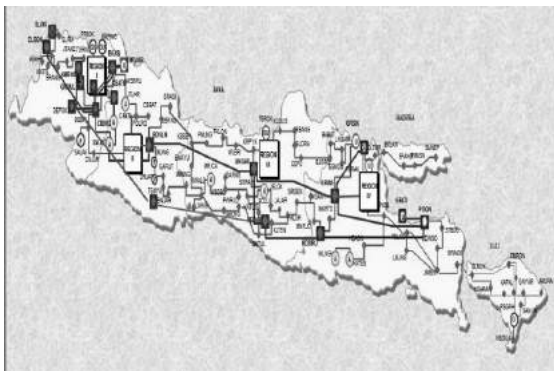
Oleh karena itu banyak peralatan tua yang diganti dengan peralatan baru dengan rating atau nominal yang lebih besar dari sebelumnya. Seiring dengan bertambahnya konsumen listrik, harus diiringi pula

dengan perkembangan peralatan listrik. Tak terkecuali dengan busbar atau rel TT/TET. Karena busbar adalah titik pertemuan atau titik penghubung antara SUTT/ SKTT /SUTET, trafo tenaga, IBT, kapasitor, dan peralatan listrik lain yang dibutuhkan dalam kelengkapan sebuah Gardu Induk. Berdasarkan permasalahan tersebut, maka dipikirkan konfigurasi busbar yang paling sesuai dengan kondisi penyaluran energi listrik saat ini. Tentu dengan pertimbangan yang matang berdasarkan prinsip ekonomi teknik. Namun di makalah ini akan dibahas adalah mengenai busbar dengan konfigurasi 11/2 breaker atau 1½ PMT. Yang dianggap paling andal dalam penyaluran daya listrik daripada konfigurasi busbar lainnya.

II. Sistem Tenaga Listrik

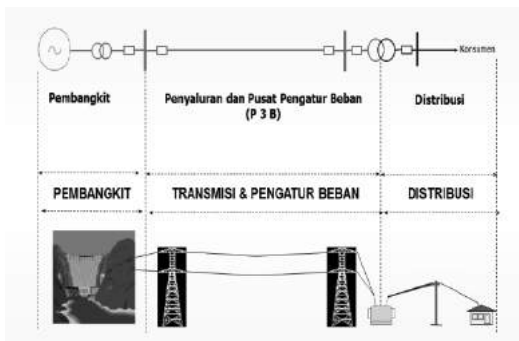
Tenaga listrik merupakan kebutuhan yang sangat vital dan dalam kehidupan manusia sehari-hari baik untuk kepentingan pribadi maupun dalam kehidupan sosial bermasyarakat. Selain itu tenaga listrik juga sangat dibutuhkan untuk Industri-industri besar maupun industri kecil, perkantoran, pertokoan, peternakan dan usaha lain. Untuk itu tanpa adanya dukungan tenaga listrik yang handal, maka manusia akan lebih sulit untuk melakukan aktifitas tersebut.

Dengan bertambahnya pemakaian beban tenaga listrik, maka memerlukan pengembangan sistem tenaga listrik, baik di sisi pembangkit, penyaluran dan distribusi. Untuk memenuhi keandalan sistem dan mutu yang baik sangat dibutuhkan suatu sistem tenaga listrik yang terintegrasi.



Gambar 2.1 Topologi Jaringan 150kV Interkoneksi Jawa-Bali^[9]

Dapat dilihat dari Gambar 2.1 diatas bahwa betapa beban listrik di Jawa-Bali sudah sangat besar dan kompleks. Dijelaskan pula dalam Gambar 2.2 dibawah ini mengenai proses penyaluran energi listrik mulai dari pembangkitan sampai dengan konsumen distribusi.^[9]



Gambar 2.2 Topologi Penyaluran Energi Listrik^[7]

Gambar 2.2 diatas menjelaskan tentang proses daya listrik dihasilkan mulai dari hulu, yaitu pembangkitan lalu disalurkan melalui transmisi, lalu akhirnya sampai ke konsumen listrik adalah melalui proses yang cukup panjang demi menerangi wilayah pembebanannya.^[9]

2.1 Gardu Induk

Gardu Induk adalah suatu instalasi yang terdiri dari peralatan listrik tegangan tinggi yang berfungsi untuk mentransfer tenaga listrik dari tegangan yang berbeda, pengukuran, pengawasan, pengamanan sistem tenaga listrik serta pengaturan daya. Tegangan listrik yang dibangkitkan oleh suatu pusat listrik setelah dinaikkan tegangannya kemudian disalurkan melalui jaringan transmisi, dan disampaikan ke konsumen melalui Gardu Induk. Gardu Induk adalah merupakan suatu pusat beban pada suatu daerah tertentu, karena dari Gardu Induk inilah disambungkannya suatu beban konsumen melalui jaringan Distribusi, dan besarnya beban ini akan berubah-ubah sepanjang waktu, sehingga perubahan ini harus diimbangi dengan kapasitas tenaga listrik yang dibangkitkan oleh pusat listrik yang tersambung pada sistem jaringan tegangan tinggi.

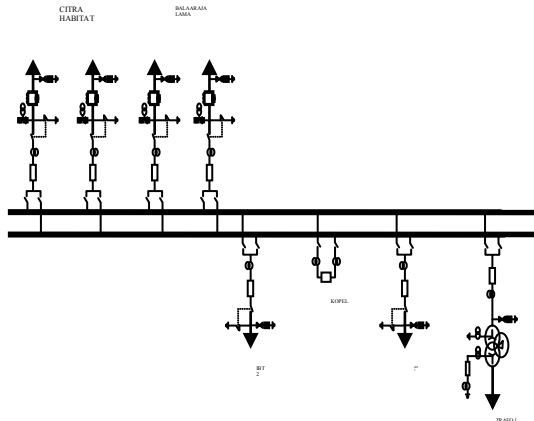
2.2 Konfigurasi Busbar Rel Tunggal

Konfigurasi busbar mutlak harus ditentukan saat perencanaan pembangunan sebuah Gardu Induk (GI) baru. Karena konfigurasi busbar bisa berpengaruh pada operasi sistem tenaga listrik. Manuver perpindahan sistem ataupun manuver pemindahan beban dalam rangka keandalan listrik di Indonesia umumnya dan di Jawa-Bali khususnya. Hal ini bisa dibayangkan apabila pemasangan konfigurasi busbar yang tidak tepat pada GI-GI yang baru, maka tujuan dari interkoneksi tidak akan pernah tercapai. Maksud dari interkoneksi sendiri adalah menggabungkan beberapa pusat listrik menjadi saling berhubungan dan saling memikul beban satu sama lain. Sehingga kekuatan sistem tenaga listrik di Jawa-Bali semakin tangguh. Oleh karena itu, betapa pentingnya penempatan busbar yang tepat pada sebuah Gardu Induk.

Sistem single busbar atau busbar tunggal adalah konfigurasi busbar yang paling sederhana. Karena hanya membutuhkan satu baris busbar atau rel yang terdiri dari 3 fasa. Busbar tunggal ini biasanya hanya menerima daya dari Gardu Induk pengirim, namun tidak menyalurkan daya ke Gardu Induk lainnya atau sebagai Gardu Induk ujung. Yang hanya menyalurkan daya ke konsumen Tegangan Menengah (TM) saja, yaitu dari transformator step down 150 kV/20 kV atau 70 kV/20 kV. Busbar jenis ini dipasang pada GI ujung yang mempunyai saluran transmisi yang radial. Biasanya pada daerah-daerah dengan beban listrik yang masih relatif kecil atau pada GI-GI lama yang masih eksisting. Seperti pada Gardu Induk Pelabuhan Ratu yang berada di wilayah kerja PT.PLN (Persero), P3B Jawa-Bali, Region Jakarta dan Banten, UPT Bogor.

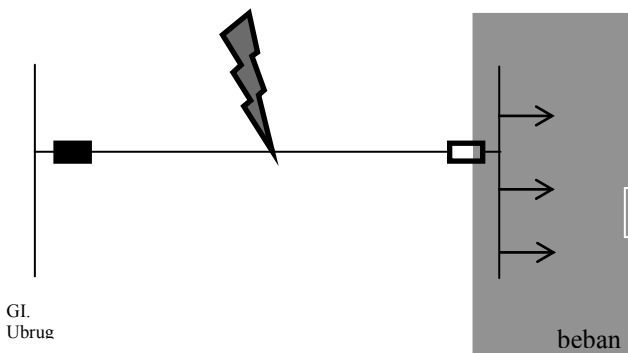
Dapat dilihat dari single line diagram GI. Pelabuhan Ratu seperti Gambar 2.4 dibawah, bahwa GI. Pelabuhan Ratu ini memiliki busbar tunggal dengan 1 bay penghantar, 2 bay transformator dan 1 bay

kapasitor. Dengan bay penghantar Ubrug sebagai sumber tegangan dan bay kapasitor serta trafo sebagai beban. GI ini tidak mengirim tegangan ke GI lainnya, inilah mengapa disebut Gardu Induk ujung dari sebuah saluran transmisi radial. Sedangkan Gambar 2.3 dibawah merupakan busbar 70 kV yang menggunakan konfigurasi single busbar yang ada di GI. Pelabuhan Ratu.



Gambar 2.3 Single Line Diagram GI. Pelabuhan Ratu.

Konfigurasi single busbar ini hanya mempunyai satu buah busbar/rel. Sehingga saat ada jadwal pemeliharaan busbar, maka busbar harus padam dan itu berarti otomatis pembebanan Trafo 1 dan 2 pun berhenti, sehingga listrik tidak bisa dinikmati pelanggan saat itu. Tidak beda halnya saat bay Ubrug sebagai Gardu Induk penyuplai itu sedang dipelihara ataupun dalam kondisi gangguan yang mengakibatkan PMT 70 kV trip, maka di GI. Pelabuhan Ratu ini akan terjadi blackout (hilang tegangan) sehingga tidak bisa menyalurkan daya ke bay Trafo 1 dan Trafo 2, seperti pada Gambar 2.4 dibawah.



Gambar 2.4 Skema Gangguan Penghantar Ubrug pada GI. Pelabuhan Ratu

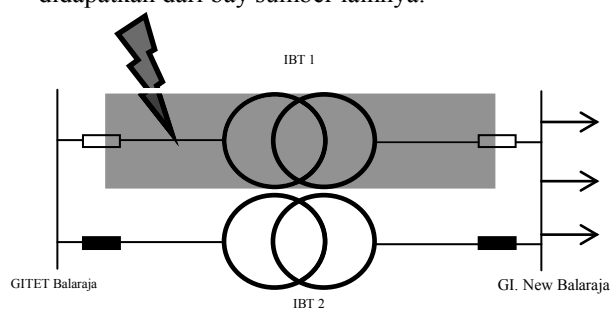
Keterangan :- = PMT close
 - = PMT open
 - = area yang padam

Maksudnya adalah apabila di PHT Ubrug sedang terjadi gangguan, maka rele proteksi akan bekerja dan mengetrikan PMT di GI. Pelabuhan Ratu. Sehingga tidak ada daya yang mengalir di busbar GI. Pelabuhan Ratu dan semua konsumen Trafo 1 dan Trafo 2 tidak dapat menikmati energi listrik.

2.3 Konfigurasi Busbar Rel Ganda

Sistem busbar ganda adalah busbar yang menggunakan dua baris busbar/rel dan masing-masing rel terdiri dari 3 fasa. Fungsi busbar jenis ini bisa lebih fleksibel daripada konfigurasi single busbar, karena tidak hanya berfungsi untuk menyuplai transformator step down 150 kV / 20 kV atau 70 kV / 20 kV saja, namun bisa untuk menerima dan mengirim daya ke Gardu Induk (GI) lainnya. Dengan konfigurasi double busbar pengaturan sistem tenaga listrik bisa menjadi lebih mudah dilakukan. Hal itu dikarenakan dalam konfigurasi double busbar ini memiliki sebuah *Couple Breaker* atau PMT Kopel. Tentu saja, ini akan memudahkan pengaturan sistem tenaga listrik karena dalam proses kirim-terima daya. Hal ini proses bisa melalui busbar A ataupun busbar B atau bisa disebut rel 1 dan rel 2, yang tentu saja dihubungkan oleh PMT kopel tadi. Konfigurasi jenis busbar ganda ini paling banyak dipakai dalam sistem tenaga listrik karena fleksibilitas perannya dalam pengaturan sistem tenaga listrik. Seperti yang pada Gardu Induk New Balaraja .P3B Jawa-Bali, Region Jakarta dan Banten, UPT Tangerang.

Konfigurasi busbar ganda ini lebih andal daripada konfigurasi single busbar. Karena apabila terjadi gangguan di salah satu bay sumber, maka konsumen listrik masih bisa menikmati energi listrik yang tetap mengalir di busbar 1 ataupun busbar 2 yang didapatkan dari bay sumber lainnya.



Gambar 2.5 Skema Gangguan bay IBT 1 pada GI. New Balaraja

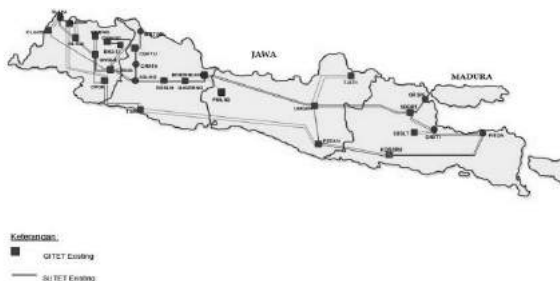
Gambar 2.5 menjelaskan kemungkinan terjadinya gangguan pada salah satu bay sumber, yaitu bay IBT 1 yang terjadi gangguan. Tapi busbar masih mendapat supply daya dari bay IBT 2, sehingga daya masih dapat tersalurkan.

2.4 Konfigurasi Busbar 1 ½ Breaker

Sistem konfigurasi 1 1/2 breaker merupakan konfigurasi busbar yang paling kompleks namun

sekaligus paling fleksibel diantara konfigurasi busbar jenis lainnya. Konfigurasi 1 1/2 breaker ini juga memiliki dua busbar, sama dengan konfigurasi double busbar, yaitu busbar A dan busbar B. Yang membedakan adalah penempatan 3 buah Circuit Breaker/PMT diantara busbar tadi, diantara PMT juga dipasang PMS pengapit. Didalam konfigurasi 1 1/2 breaker juga ada istilah diameter. Diameter sendiri adalah bagian yang menghubungkan antara busbar A dan busbar B, dan dalam diameter itulah ditempatkan PMT dan PMS pengapit.

Faktor utama kelistrikan di Jawa-Bali ditopang oleh sistem 500 kV. Mulai dari pembangkit Suralaya di ujung barat pulau Jawa hingga pembangkit Paiton di ujung timur pulau Jawa sudah saling berhubungan dan saling memikul beban satu sama lain, atau interkoneksi sistem tenaga listrik. Tegangan sistem yang dipakai untuk interkoneksi Jawa-Bali ini adalah tegangan 500 kV, karena untuk meminimalisir losses yang terjadi karena jarak transmisi yang jauh, sehingga tidak terlalu mempengaruhi tegangan yang sampai pada GI yang berada di ujung. Apabila yang digunakan pada interkoneksi jarak jauh ini adalah tegangan 150 kV atau bahkan tegangan 70 kV maka berdampak terhadap konsumen. Terutama pada konsumen distribusi yang lokasi tinggalnya jauh dari GI, tidak akan mendapatkan kualitas listrik yang diinginkan. Dengan semakin jauh saluran transmisi, maka semakin besar pula rugi-rugi tegangan yang terjadi. Dari Gambar 2.6 dapat dilihat kondisi interkoneksi 500 kV yang terbentang mulai ujung barat sampai ujung timur pulau Jawa. Memang kalau dibandingkan dengan Gambar 2.1 adalah sistem interkoneksi 150 kV, sistem 500 kV ini lebih sederhana dikarenakan jumlah GITET di Jawa-Bali masih sangat terbatas. Sehingga seakan-akan terlihat lebih mudah dalam pengoperasian, tidak serumit pengoperasian sistem interkoneksi 150 kV. Namun pada kenyataannya di sistem kelistrikan sendiri, yang memiliki peran terpenting dalam kelistrikan di Jawa-Bali adalah sistem interkoneksi 500 kV.

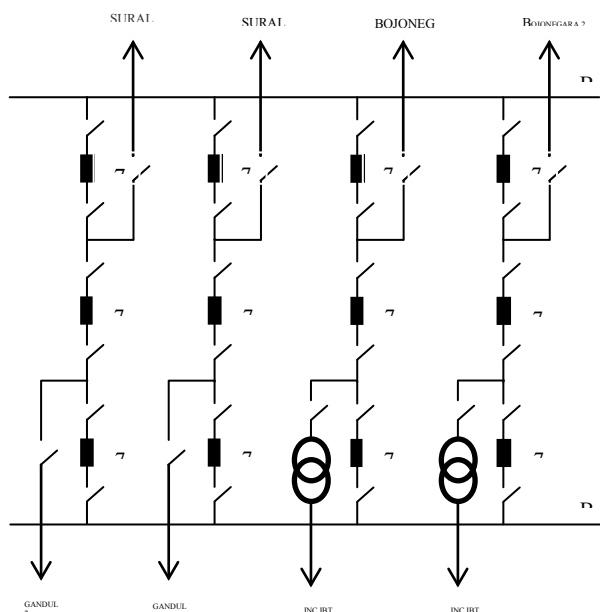


Gambar 2.6 Topologi sistem interkoneksi 500 kV di pulau Jawa^[7]

Dengan konfigurasi busbar 1 1/2 breaker ini memungkinkan untuk proses kirim dan terima daya,

sama seperti konfigurasi double busbar. Kalau dalam konfigurasi double busbar mengenal istilah PMT kopel yang berfungsi untuk memisahkan antara busbar A dan busbar B, dalam konfigurasi 1 1/2 breaker juga mengenal istilah PMT 7A, 7AB, dan 7B yang fungsinya sama persis dengan PMT kopel. Namun untuk memisahkan antara busbar A dan busbar B harus mengeluarkan 2 PMT antara 7A, 7AB, atau 7B sebanyak diameter yang ada dalam konfigurasi 1 1/2 breaker ini. Memang terlihat lebih kompleks dari dua konfigurasi sebelumnya, namun didalam konfigurasi 1 1/2 breaker ini aliran daya menjadi semakin lancar mengalir dalam setiap busbar dan diameter, beda halnya dengan double busbar yang aliran dayanya akan berhenti di salah satu busbar saja apabila PMT kopel tadi trip/keluar, sehingga pasokan daya ke konsumen akan terganggu pula. Inilah mengapa konfigurasi busbar 1 1/2 breaker lebih banyak dipakai di Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) dan Gardu Induk Pembangkitan.

Seperti dapat dilihat pada Gambar 2.7. GITET Balaraja memiliki 2 busbar, yaitu busbar A dan busbar B, memiliki 8 bay dan 4 diameter. Pada masing-masing diameter terpasang 3 buah PMT, dan diantara PMT terpasang PMS pengapit. Itulah yang menjadi acuan dinamakan konfigurasi busbar 1 1/2 PMT.



Gambar 2.7 Single Line diagram GITET Balaraja

Pembuatan skor kinerja tentang keandalan transmisi dan transformator di semua unit di P3B Jawa-Bali dimaksudkan untuk mengetahui tingkat keandalan masing-masing unit. Untuk perhitungan keandalan saluran transmisi atau TL bay tentang lama padam dapat dihitung berdasarkan persamaan 3.1.^[5]

$$TLOD = \frac{\sum_{j=1}^n (CCOD)_j}{KMCC} \times 100 \quad (3.1)$$

Dengan :

TLOD=lama padam saluran transmisi (jam/100 KMCC).

$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j$ = jumlah lama padam di saluran transmisi karena gangguan (jam).

KMCC =jumlah panjang seluruh saluran Transmission Line yang beroperasi (KMCC).

Dimana TLOD (*Transmission Lines Outage Duration*) adalah indikator kinerja untuk mengukur lamanya gangguan yang terjadi pada saluran transmisi setiap 100 KMCC, dan lama gangguan per sirkit adalah dihitung sejak gangguan terjadi sampai dengan sirkit siap dibebani (*energize*).

Untuk mengetahui intensitas padam saluran transmisi atau TL bay dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 3.2 dibawah.^[5]

$$TLOF = \frac{n}{KMCC} \times 100 \quad (3.2)$$

TLOF=intensitas gangguan saluran transmisi (kali/100 KMCC).

n = jumlah gangguan dalam 1periode pelaporan (kali).

TLOF (*Transmission Lines Outage Frequency*) adalah indikator kinerja untuk mengukur intensitas gangguan yang terjadi pada saluran transmisi tiap 100 KMCC. Jumlah seringnya gangguan dihitung pada setiap akhir tahun. Sedangkan untuk menghitung kinerja keandalan dari transformator berdasarkan lama padam karena gangguan dapat menggunakan persamaan 3.3 dibawah di bawah ini.^[5]

$$TROD = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i}{R} \quad (3.3)$$

Dengan :

TROD=lama trafo padam karena gangguan (jam/unit).

$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i$ = jumlah lama trafo padam karena gangguan (jam).

R = jumlah trafo yang beroperasi (unit)

Dimana TROD (*Transformer Outage Duration*) adalah indikator kinerja untuk mengukur lamanya gangguan yang terjadi pada unit transformator, dan lama gangguan per unit adalah dihitung sejak gangguan terjadi sampai dengan unit transformator siap dibebani (*energize*).

Untuk menghitung kinerja keandalan berdasarkan intensitas gangguan pada transformator sendiri bisa dengan menggunakan persamaan 3.4 dibawah.^[5] yaitu dengan persamaan TROF (*Transformer Outage Frequency*).

$$TROF = \frac{n}{R} \quad (3.4)$$

TROF= intensitas trafo padam karena gangguan (kali/unit).

n = jumlah gangguan trafo dlm 1 periode pelaporan (kali).

R = jumlah seluruh trafo yang beroperasi (unit).

2.5 Keandalan Sistem

Keandalan Sistem Tenaga Listrik (STL) adalah hal yang wajib dipenuhi agar pelayanan daya listrik ke konsumen semakin maksimal. Sebuah sistem tenaga listrik dikatakan andal apabila memenuhi kriteria sebagai berikut :

1. Keandalan (*Reliability*), Ukuran kemampuan STL untuk mengirim energi listrik ke pusat-pusat beban sesuai dengan besaran yang diinginkan dan standar yang berlaku.
2. Kecukupan (*Adequacy*), Ukuran kemampuan STL memasok kebutuhan tenaga listrik dengan memperhitungkan keluarnya instalasi yang terjadwal maupun tidak terjadwal dan kendala operasi.
3. Keamanan (*Security*), Ukuran kemampuan STL untuk tetap bertahan terhadap gangguan seperti hubung singkat atau keluarnya instalasi tenaga listrik yang tidak diantisipasi sebelumnya.
4. Integritas (*Integrity*), Kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan operasi yang terinterkoneksi.
5. *Restorability*. Ukuran kemampuan sistem tenaga listrik untuk segera pulih dari keadaan *blackout* atau *shutdown*.

Tingkat keandalan sistem tenaga listrik akan semakin tinggi apabila tingkat jaminan ketersediaan (*availability*) dayanya mencukupi dan tidak ada konsumen yang mengalami pemadaman akibat gangguan.

III. ANALISA HASIL PERHITUNGAN KONFIGURASI BUSBAR

3.1 Data Gangguan dan Teknis Konfigurasi Busbar

Busbar adalah suatu titik pertemuan antara TL bay atau bay transmisi, TR bay atau bay trafo, dan bay lain seperti bay kopel ataupun bay kapasitor. Oleh karena itu, untuk menentukan keandalan sebuah busbar dapat dihitung dengan cara menghitung lama padam dan intensitas padam per bay pada masing-masing konfigurasi busbar atau masing-masing Gardu Induk. Dapat dilihat di tabel 4.1 tentang rekapitulasi data gangguan pada masing-masing konfigurasi busbar / Gardu Induk.

Tabel 4.1 Rekapitulasi Data Gangguan Berdasarkan Data Tahun 2011

No.	Nama Gardu Induk	Jumlah Gangguan (kali)		Lama Gangguan (jam)	
		TL Bay	TR Bay	TL Bay $\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j$	TR Bay $\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i$
1.	GITET Balaraja	2	0	6,95	0
2.	GI. New Balaraja	0	1	0	2,4
3	GI Pel. Ratu	2	1	6,32	1

Dari Tabel 4.1 adalah berdasarkan data kondisi nyata di masing-masing konfigurasi busbar di GITET Balaraja, GI.New Balaraja dan GI.Pelabuhan Ratu sepanjang tahun 2011. Sedangkan untuk mengetahui data bay dan panjang saluran transmisi pada tiap konfigurasi busbar / GI, terdapat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Data Bay dan Panjang Saluran Transmisi

No.	Gardu Induk	Jml TR Bay (bay)	Jml TL Bay (bay)	Pnjang Sirkuit Total (KMCC)
1.	GITET Balaraja	2	4	237,3
2.	GI. New Balaraja	1	4	62,4
3.	GI. Pelabuhan Ratu	2	1	25,421

Data dari Tabel 4.2 diatas adalah berdasarkan data peralatan terakhir yang didapat dari GITET Balaraja,

GI.New Balaraja dan GI. Pelabuhan Ratu. Untuk penjang sirkuit pada masing-masing Gardu Induk dapat dilihat pada setting di relay distance.

3.2 Perhitungan Keandalan Konfigurasi Single Busbar

Berdasarkan data pada Tabel 4.1 dapat dihitung keandalan pada konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu dengan cara menentukan nilai TLOD, TLOF, TROD, TROF, *Availability* dan *Unavailability*-nya.

Diketahui :

$$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 7,95 \text{ jam}$$

$$KMCC = 25,421 \text{ KMCC}$$

$$n \text{ untuk } \sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 5 \text{ kali}$$

$$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 6,32 \text{ jam}$$

$$n \text{ untuk } \sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 2 \text{ kali}$$

$$R = 2 \text{ unit}$$

Dengan

$$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = (CC_{OD})_1 + (CC_{OD})_2 + (CC_{OD})_3 + (CC_{OD})_4 + (CC_{OD})_5$$

$$= 1,8 + 1,383 + 2,166 + 1,416 + 1,813$$

$$= 7,95 \text{ jam}$$

Dan

$$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = (TR_{OD})_1 + (TR_{OD})_2$$

$$= 3,066 \text{ jam} + 3,25 \text{ jam}$$

$$= 6,32 \text{ jam}$$

Berdasarkan persamaan 3.1, maka dapat dihitung nilai TLOD (*Transmission Lines Outage Duration*) konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu adalah :

$$TLOD = \frac{\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j}{KMCC} \times 100$$

$$TLOD = \frac{7,95}{25,421} \times 100$$

$$TLOD = 31,273 \text{ jam}/100 \text{ KMCC}$$

Sehingga didapatkan lama padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu sepanjang tahun 2011 adalah 31,273 jam/100 KMCC.

Untuk menghitung TLOF (*Transmission Lines Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.2, konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu adalah:

$$TLOF = \frac{n}{KMCC} \times 100$$

$$TLOF = \frac{5}{25,421} \times 100$$

$$TLOF = 19,7 \text{ kali/100 KMCC}$$

Sehingga didapatkan intensitas padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu sepanjang tahun 2011 adalah 19,7 kali/100 KMCC.

Untuk menghitung TROD (*Transformer Outage Duration*) berdasarkan persamaan 3.3, konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu adalah :

$$TROD = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i}{R}$$

$$TROD = \frac{6,32}{2} = 2,16 \text{ Jam/Unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu sepanjang tahun 2011 adalah 3,16 jam/unit. Untuk menghitung TROF (*Transformer Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.4, konfigurasi single busbar di GI. PR adalah:

$$TROF = \frac{n}{R}$$

$$TROF = \frac{2}{2} = 1 \text{ kali/unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu sepanjang tahun 2011 adalah 1 kali/unit.

3.3 Perhitungan Keandalan Konfigurasi Double Busbar

Berdasarkan data pada Tabel 4.1 dapat dihitung keandalan pada konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja dengan cara menentukan nilai TLOD, TLOF, TROD, TROF, *Availability* dan *Unavailability*nya.

Diketahui :

$$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 0 \text{ jam}$$

$$\text{KMCC} = 62,4 \text{ KMCC}$$

$$n \text{ untuk } \sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 0 \text{ kali}$$

$$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 2,4 \text{ jam}$$

$$n \text{ untuk } \sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 1 \text{ kali}$$

$$R = 1 \text{ unit}$$

Dengan $\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 0$ (karena tidak pernah terjadi gangguan TL bay sepanjang tahun 2011).

$$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = (TR_{OD})_i = 2,4 \text{ jam}$$

Berdasarkan persamaan 3.1, maka dapat dihitung nilai TLOD (*Transmission Lines Outage Duration*) konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja adalah :

$$TLOD = \frac{\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j}{\text{KMCC}} \times 100$$

$$TLOD = \frac{0}{62,4} \times 100$$

$$TLOD = 0 \text{ jam/100 KMCC}$$

Sehingga didapatkan lama padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 0 jam/100 KMCC.

Untuk menghitung TLOF (*Transmission Lines Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.2, konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja adalah :

$$TLOF = \frac{n}{\text{KMCC}} \times 100$$

$$TLOF = \frac{0}{62,4} \times 100$$

$$TLOF = 0 \text{ kali/100 KMCC}$$

Sehingga didapatkan intensitas padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 0 kali/100 KMCC.

Untuk menghitung TROD (*Transformer Outage Duration*) berdasarkan persamaan 3.3, konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja adalah :

$$TROD = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i}{R}$$

$$TROD = \frac{2,4}{1}$$

$$TROD = 2,4 \text{ jam/unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 2,4 jam/unit.

Untuk menghitung TROF (*Transformer Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.4, konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja adalah :

$$TROF = \frac{n}{R}$$

$$TROF = \frac{1}{1}$$

$$TROF = 1 \text{ kali/unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi double busbar di GI. New Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 1 kali/unit.

3.4 Perhitungan Keandalan Konfigurasi 1 ½ Breaker

Berdasarkan data pada Tabel 4.1 dapat dihitung keandalan pada konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja dengan cara menentukan nilai TLOD,

TLOF, TROD, TROF, *Availability* dan *Unavailability*nya.

Diketahui :

$$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = 6,95 \text{ jam}$$

$$KMCC = 237,3 \text{ KMCC}$$

$$n \sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j \text{ untuk } = 2 \text{ kali}$$

$$\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 0 \text{ jam}$$

$$n \text{ untuk } \sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 0 \text{ kali}$$

$$R = 2 \text{ unit}$$

Dengan

$$\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j = (CC_{OD})_1 + (CC_{OD})_2$$

$$= 5,733 + 1,2166 = 6,95 \text{ jam}$$

Dan $\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i = 0$ (karena tidak pernah terjadi gangguan transformator sepanjang tahun 2011). Berdasarkan persamaan 3.1, maka dapat dihitung nilai TLOD (*Transmission Lines Outage Duration*) konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja adalah :

$$TLOD = \frac{\sum_{j=1}^n (CC_{OD})_j}{KMCC} \times 100$$

$$TLOD = \frac{6,95}{237,3} \times 100$$

$$TLOD = 2,93 \text{ jam/100 KMCC}$$

Sehingga didapatkan lama padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 2,93 jam/100 KMCC.

Untuk menghitung TLOF (*Transmission Lines Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.2, konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja adalah :

$$TLOF = \frac{n}{KMCC} \times 100$$

$$TLOF = \frac{2}{237,3} \times 100$$

$$TLOF = 0,84 \text{ kali/100 KMCC}$$

Sehingga didapatkan intensitas padam TL bay karena gangguan pada konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 0,84 kali/100 KMCC.

Untuk menghitung TROD (*Transformer Outage Duration*) berdasarkan persamaan 3.3, konfigurasi single busbar di GI. Pelabuhan Ratu adalah :

$$TROD = \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{OD})_i}{R}$$

$$TROD = \frac{0}{1}$$

$$TROD = 0 \text{ jam/unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 0 jam/unit.

Untuk menghitung TROF (*Transformer Outage Frequency*) berdasarkan persamaan 3.6, konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja adalah :

$$TROF = \frac{n}{R}$$

$$TROF = \frac{0}{2}$$

$$TROF = 0 \text{ kali/unit}$$

Sehingga didapatkan lama padam TR bay karena gangguan pada konfigurasi 1 1/2 breaker di GITET Balaraja sepanjang tahun 2011 adalah 0 kali/unit.

3.5 Perbandingan Konfigurasi Busbar

Berdasarkan perhitungan nilai keandalan dari masing-masing konfigurasi busbar. Didapatkan perbandingan antara single busbar, double busbar dan 1 1/2 breaker dalam sebuah Tabel 4.3 dibawah :

Tabel 4.3 Perbandingan parameter keandalan masing-masing konfigurasi busbar

Parameter Keandalan	Single Busbar	Double Busbar	1 1/2 Breaker
TLOD (jam/100 KMCC)	31,273	0	2,93
TLOF (kali/100 KMCC)	19,7	0	0,84
TROD (jam/unit)	3,16	2,4	0
TROF (kali/unit)	1	1	0

Pada Tabel 4.3 diatas, dapat diketahui bahwa konfigurasi busbar 1 1/2 breaker adalah konfigurasi busbar dengan tingkat keandalan paling tinggi dengan nilai TROD dan TROF = 0. Meskipun nilai TLOD dan TLOF nya lebih besar daripada konfigurasi double busbar, namun nilai tersebut masih dibawah standar keandalan dari PT. PLN (Persero).

Berdasarkan Surat Keputusan Direksi PT. PLN (persero) Nomor : 059.K/DIR/2009 yang berisi tentang sistem penilaian kinerja dan keandalan sistem tenaga listrik [4], terdapat beberapa standar untuk mengukur nilai keandalan suatu Gardu Induk. Standar-standar tersebut adalah :

1. Nilai maksimum dari TLOD (*Transmission Lines Outage Duration*) adalah tak lebih dari 7,5 jam/100 KMCC.
2. Nilai maksimum dari TLOF (*Transmission Lines Outage Frequency*) adalah tak lebih dari 5 kali/100 KMCC.

3. Nilai maksimum dari TROD (Transformer Outage Duration) adalah tak lebih dari 7,5 jam/unit.
4. Nilai maksimum dari TROF (Transformer Outage Frequency) adalah tak lebih dari 1 kali/unit.

IV. Kesimpulan

Berdasarkan perhitungan dan analisa keandalan berbagai konfigurasi busbar yang dilakukan di 3 tempat yang berbeda pula, yaitu di GITET Balaraja, GI.New Balaraja dan GI. Pelabuhan Ratu, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Konfigurasi busbar 1 1/2 breaker merupakan konfigurasi busbar yang paling andal dalam menyalurkan daya listrik ke konsumen, karena mempunyai nilai TROD (Transformer Outage Duration) = 0 jam/unit dan nilai TROF (Transformer Outage Frequency) = 0 kali/unit, sehingga daya yang disalurkan oleh konfigurasi busbar ini pada tahun 2011 adalah 100 %, karena tidak pernah ada gangguan yang menyebabkan daya di busbar tidak tersalurkan.
2. Konfigurasi busbar 1 1/2 breaker mempunyai nilai TLOD (Transmission Lines Outage Duration) = 2,93 jam/100 KMCC dan nilai TLOF (Transmission Lines Outage Frequency) = 0,84 kali/100 KMCC, dan proses terima/kirim daya ke GI lain masih memenuhi standar keandalan dari PT. PLN (persero), yaitutak lebih dari 7,5 jam/100 KMCC untuk TLOD, dan tak lebih dari 5 kali/100 KMCC untuk TLOF.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Basri, Hasan. “*Sistem Distribusi Daya Listrik*”. ISTN. Jakarta. 1997.
- [2] Ridwan. “*Analisis Keandalan Sistem 150 Kv di Wilayah Jawa Timur*”. Institut Teknologi 10 November. 2010. <http://digilib.its.ac.id/public/ITS-Undergraduate-12661-Paper.pdf>. Tanggal 7 Juli 2012.
- [3] A. Sofwan, Y. Kurniawati, R. Amoriza. “Analisis Penyebab Out Of Scanning pada SCADA Akibat Gangguan Pada RTU”. <http://journal.uui.ac.id/index.php/Snati/article/view/1333>. Tanggal 8 Juli 2012
- [4] Keputusan Direksi PT. PLN (persero). Nomor : 059.K/DIR/2009. Tentang *Sistem Penilaian Tingkat Kinerja PT. PLN (persero) Pembangkitan, Wilayah, Distribusi, Penyaluran Dan Pusat Pengatur Beban, dan Jasa Penunjang*. Jakarta. 2009.
- [5] Marsudi, Djiteng Ir. “*Operasi Sistem Tenaga Listrik*”. ISTN. Jakarta. 1990.
- [6] <http://www.scribd.com/doc/46016264/HT-Substation-150-500-kV>. Tanggal 7 Juli 2012.
- [7] <http://bops.pln-jawa-bali.co.id/>. Tanggal 7 Juli 2012.
- [8] Michael, J Bio. “*Air Insulated Substations Bus/Switching Configuration*”. E.P. Breaux Electrical.Inc.<http://www.crcnetbase.com/doi/abs/10.1201/9780203486498.ch3>. 2 August 2011.
- [9] Nack, Daniel. “*Reliability Of Substation Configurations*”. Iowa State University. 2005. <http://www.freeonlinebook.net/Others/851488/Reliability-of-Substation-Configurations>. Tanggal 26 Agustus 2011.

STUDI ANALISA PENGUKURAN JARAK KELISTRIKAN GARDU INDUK 150 KV

Sugianto⁽¹⁾, Ariman⁽²⁾, Veriah Hadi⁽⁴⁾,
^(1,2,3)Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri
⁽⁴⁾Program Studi Fisika, Fakultas Sains dan Teknologi Informatika,
Institut Sains Dan Teknologi Nasional
Jl. Moh. Kahfi II, Jagakarsa, Jakarta 12640 Indonesia.
sugiantoistn13@gmail.com, ariman@istn.ac.id, verihadi@istn.ac.id

ABSTRAK

Latar belakang pembahasan Gardu Induk (GI) dimana bagian dari system tenaga listrik, tanpa adanya Gardu Induk maka tenaga listrik tidak dapat disalurkan. Sehingga tujuan pembangunan Gardu Induk diperlukan perhitungan yang tepat sesuai dengan kemanafaatannya, selain itu Gardu Induk yang dibuat harus aman dan dapat diandalkan. Adapun untuk metode yang digunakan berupa peralatan-peralatan yang diperlukan untuk menyalurkan tegangan dari 150kV adalah DS (*Disconnecting Switch*), CB (*Circuit Breaker*), CT (*Current Transformer*), VT (*Voltage Transformer*), LA (*Lightning Arrester*) dan Transformator *step down* 20kV. Pada Transformator *step down* itulah tegangan diturunkan dari tegangan 150kV ke 20kV yang selanjutnya akan disalurkan ke *Cubicle* 20kV. Pemilihan komponen-komponen dan pengukuran jarak kelistrikan Gardu Induk 150kV ini telah sesuai dengan perhitungan dan standart-standart yang berlaku. Sehingga dari analisa didapat hasil pengukuran jarak kelistrikan Gardu Induk 150kV di Plumpang ini telah sesuai dengan berdasarkan standart-standart SPLN, IEC dan IEEE.

Kata kunci : Gardu Induk, Tegangan 150 kV, Tenaga Listrik, Standar Teknik Kelistrikan.

ABSTRACT

The background of the discussion of the Substation (GI) which is part of the electric power system, without the existence of a substation, electric power cannot be distributed. So that the purpose of substation construction requires precise calculations according to needs, besides that the designed substation must be safe and reliable. As for the method used in the form of equipment needed to distribute voltage from 150kV, namely DS (*Disconnecting Switch*), CB (*Circuit Breaker*), CT (*Current Transformer*), VT (*Voltage Transformer*), LA (*Lightning Arrester*) and step down transformer. 20kV. In the step down transformer, the voltage is lowered from 150kV to 20kV which will then be channeled to 20kV Cubicle. The selection of components and measurement of the electrical distance of the 150kV Substation is in accordance with the calculations and applicable standards. So from the analysis, the results of measuring the electrical distance of the 150kV Substation in Plumpang are in accordance with the standards based on SPLN, IEC and IEEE.

Keywords : Substation, Voltage 150 kV, Electric Power, Electrical Engineering Standard.

1. Pendahuluan

Energi listrik sangat penting peranannya dalam kehidupan manusia maupun industri-industri besar yang membutuhkannya. Salah satunya industri pangan di Jakarta Utara yakni PT. ISM Divisi Bogasari, Tbk. Yang membutuhkan akan energi listrik sekitar kurang lebih 30MW untuk memenuhi kebutuhan listrik setiap harinya dalam memproduksi bahan makanan pokok yang tiap tahun melonjak. Oleh karena itu PLN sebagai penyedia energi listrik semaksimal mungkin untuk memenuhi kebutuhan tersebut. Salah satu langkah yang dilakukan yaitu dengan penyaluran energi listrik melalui saluran transmisi (SUTT) 150kV yang akan menyalurkan daya sebesar 60MVA.

Type-type saluran transmisi ada 3 type yakni pendek, menengah dan panjang. Untuk pendek saluran transmisi dengan panjang kurang dari 80 km, panjang menengah 80 – 250 km dan

panjang diatas 250 km. Saluran transmisi ini menggunakan type kabel ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*) yaitu : kawat penghantar aluminiumberinti kawat baja.

Gardu Induk (GI) merupakan bagian dari sistem tenaga listrik, tanpa adanya Gardu Induk maka tenaga listrik tidak dapat disalurkan. Sehingga pembangunan Gardu Induk diperlukan perhitungan yang tepat sesuai dengan kebutuhan, selain itu Gardu Induk yang didesain harus aman dan dapat diandalkan. Adapun untuk peralatan-peralatan yang diperlukan untuk menyalurkan tegangan dari 150kV adalah DS (*Disconnecting Switch*), CB (*Circuit Breaker*), CT (*Current Transformer*), VT (*Voltage Transformer*), LA (*Lightning Arrester*) dan Transformator *step down* 20kV. Pada Transformator *step down* itulah tegangan diturunkan dari tegangan 150kV ke 20kV yang selanjutnya akan disalurkan ke *Cubicle* 20kV. Sebagai salah satu konsumen besar yang

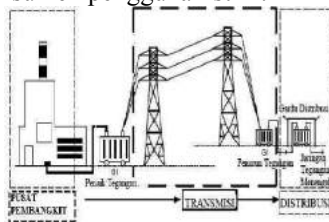
menggunakan energy besar biasanya langsung mengambil sumber listrik dari Gardu Induk terdekat untuk kemudian disalurkan ke Gardu Induk (GI) pemakaian sendiri. Dimana letak komponen-komponen peralatan Gardu Induk tersebut bertempat di Gardu Induk Plumpang, Jakarta Utara.

Berdasarkan uraian diatas dimana tujuan penelitian yakni studi analisa pengukuran jarak kelistrikan Gardu Induk 150kV apa sudah baik dan aman berdasarkan standar-standar SPLN, IEC dan IEEE.

1. Teori

1.1. Proses jarak kelistrikan pada saluran transmisi Pusat Pembangkit Listrik (Power Plant) yaitu tempat energi listrik pertama kali dibangkitkan, dimana terdapat turbin sebagai penggerak mula (Prime Mover) dan generator yang membangkitkan listrik, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.1. Biasanya dipusat pembangkit listrik juga terdapat gardu induk. Peralatan utama pada gardu induk antara lain : transformator step-up, berfungsi untuk menaikkan tegangan generator (11,5kV) menjadi tegangan transmisi/tegangan tinggi (150kV) dan juga peralatan pengaman dan pengatur.

1.2. Jenis pusat pembangkit listrik umumnya antara lain : PLTA (Pembangkit Tenaga Air), PLTU (Pembangkit Tenaga Uap), PLTG (Pembangkit Tenaga Gas), PLTD (Pembangkit Tenaga Diesel), PLTN (Pembangkit Tenaga Nuklir). Proses penyaluran tenaga listrik dari tempat pembangkit tenaga listrik (Power Plant) hingga saluran distribusi listrik (Substation Distribution) sehingga dapat di kirimkan melalui saluran transmisi kabel listrik sampai pada konsumen pengguna listrik.



Gambar 1. Sistem Tenaga Listrik.

1.3. Saluran Transmisi

Saluran transmisi merupakan media yang digunakan untuk mentransmisikan tenaga listrik dari pusat pembangkit tenaga listrik, sistem transmisi hingga pusat beban (konsumen). Tenaga listrik ditransmisikan oleh suatu bahan konduktor yang disebut dengan saluran transmisi listrik. Penyaluran tenaga listrik pada transmisi menggunakan Alternating Current (AC) ataupun

juga dengan Direct Current (DC). Penggunaan arus bolak-balik yaitu dengan sistem 3 fasa. Saluran transmisi dengan menggunakan sistem arus bolak-balik 3 fasa merupakan sistem yang banyak digunakan, mengingat kelebihanannya sebagai berikut :

- a) Mudah dalam pembangkitan.
- b) Mudah dalam mengubah tegangan.
- c) Dapat menghasilkan medan magnet putar.
- d) Dengan sistem 3 fasa, daya yang disalurkan lebih besar dan nilai sesaatnya konstan.

1.4. Kategori Saluran Transmisi

Pada kategori saluran transmisi, dapat di kategorikan seperti berikut ini :

- 1. Saluran Udara
- 2. Saluran Kabel Bawah Tanah

1.5. Klarifikasi Saluran Transmisi Berdasarkan Tegangan

Besaran tegangan saluran transmisi adalah Ultra High Voltage (UHV), Extra High Voltage (EHV), High Voltage (HV), Medium High Voltage (MHV) dan Low Voltage (LV). Standard tegangan tinggi di Indonesia adalah 30 kV, 70 kV dan 150 kV. Ditinjau dari klasifikasi tegangannya, transmisi listrik dibagikan menjadi:

A. Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 275 kV – 500 kV.

Adapun tujuannya agar drop tegangan dari penampang kawat dapat direduksi secara maksimal, sehingga diperoleh operasional yang efektif dan efisien. Akan tetapi terdapat permasalahan mendasar dalam pembangunan SUTET pada konstruksi menara listrik yang besar dan tinggi, memerlukan area luas, memerlukan isolator banyak, sehingga diperlukan biaya besar. Masalah lain yang timbul dalam pembangunan SUTET adalah masalah sosial, yang akhirnya berdampak pada masalah pembiayaan.

B. Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 75 kV – 150 kV

Adapun jarak terjauh yang paling efektif dari saluran transmisi (SUTT) ialah 100 km. Jika lebih dari 100 km maka tegangan jatuh (drop voltage) terlalu besar, sehingga tegangan diujung transmisi menjadi rendah.

1.6. Komponen-Komponen Utama Saluran Transmisi

Dalam suatu sistem tenaga listrik, energi listrik yang dibangkitkan dari pusat pembangkit listrik ditransmisikan ke pusat-pusat pengatur beban melalui suatu saluran transmisi. Saluran transmisi dapat berupa saluran bawah tanah dan saluran udara, pada umumnya berupa saluran udara. Energi listrik yang disalurkan lewat saluran

transmisi udara pada dasarnya menggunakan kawat telanjang dengan mengandalkan udara sebagai media isolasi antara kawat penghantar tersebut dengan benda sekelilingnya dan untuk menyanggah/merentang kawat penghantar dengan ketinggian dan jarak yang aman bagi manusia dan lingkungan sekitarnya, kawat-kawat penghantar tersebut dipasang pada suatu konstruksi bangunan menara yang kokoh. Antara kawat penghantar dengan menara/tower disekat dengan isolator.

Tabel 2.1. Ketentuan Jarak Antar Tiang atau Menara Pada SUTT dan SUTET.

Saluran Udara	Jarak AntarTiang atau Menara (m)
SUTT 66 kV Tiang Baja	160
SUTT 66 kV Tiang Beton	60
SUTT 66 kV Menara	300
SUTT 150 kV Tiang Baja	200
SUTT 150 kV Tiang Beton	80
SUTT 150 kV Menara	350
SUTET 275 kV Sirkit Ganda	400
SUTET 500 kV Sirkit Tunggal	450
SUTET 500 kV Sirkit Ganda	450

Keterangan : Data pada tabel diatas yakni menurut Badan Standardisasi Nasional (BSN) SNI 04-6918-2002

3. METODE

3.1. Metode Penelitian

Dalam metode penelitian ini di mulai dengan pencarian referensi dan kajian-kajian lain yang masih berhubungan dengan materi judul yang dibahas. Referensi diperoleh dari berbagai jurnal penelitian dan buku-buku yang dilakukan sebelumnya oleh pihak lain. Dalam tahap ini sangat penting agar dapat menguatkan penelitian bahwa topik ini memang mempunyai sumber dan di dukung oleh dasar-dasar yang terkait sehingga penting untuk dilakukan. Berikutnya setelah tahap referensi terkumpul, yaitu melakukan pengambilan data yang terdapat di lapangan yaitu di Plumpang untuk keperluan penelitian. Data yang dimaksud yakni data yang akan dianalisa saat penelitian berlangsung. Data tersebut diperoleh dari hasil lapangan yaitu di Gardu Induk Plumpang Sistem 150/20kV yang berkenan memberi izin untuk melakukan kegiatan penelitian terkait dengan topik pembahasan. Terakhir adalah analisis dan

perhitungan data. Data-data yang sudah di dapat dari lapangan akan di kumpulkan untuk dilakukan analisis dan perhitungan. Didalam proses ini, analisis dan perhitungan data merupakan bagian inti dari penelitian ini. Sehingga penelitian ini menjadi relevan untuk dijadikan rujukan atau pedoman bagi yang memerlukan.



Gambar 2. Tahapan Penelitian

3.2. Gardu Induk

Gardu induk merupakan sub sistem dari system penyaluran (transmisi) tenaga listrik, atau merupakan satu kesatuan dari sistem penyaluran (transmisi). Penyaluran (transmisi) merupakan sub-sistem dari system tenaga listrik. Berarti, gardu induk merupakan sub-sub sistem dari sistem tenaga listrik.

Sebagian sub-sistem dari sistem penyaluran (transmisi), gardu induk mempunyai peranan penting, dalam pengoperasian tidak dapat dipisahkan dari sistem penyaluran (transmisi) secara keseluruhan.

Mentransformasikan daya listrik :

- Dari tegangan ekstra tinggi ke tegangan tinggi(500KV/150KV).
- Dari tegangan tinggi ke tegangan lebih rendah(150KV/70KV).
- Dari tegangan tinggi ke tegangan menengah (150KV/20KV, 70KV/20KV)
- Dengan frekuensi tetap (di Indonesia 50 Hertz). Untuk pengukuran, pengawasan operasi serta pengaman dari system tenaga listrik.

Pengaturan pelayanan beban ke gardu induk-garduinduk lain melalui tegangan tinggi dan ke gardu distribusi-gardu distribusi, setelah melalui proses penurunan tegangan melalui penyulang - penyulang(feeder-feeder) tegangan menengah yang ada di gardu induk.

Untuk sarana telekomunikasi (pada umumnya untuk internal PLN), yang di kenal dengan istilah SCADA.

3.3. Jenis Gardu Induk

Jenis Gardu Induk bisa dibedakan yaitu :

- Gardu Induk Konvensional: Sebagian besar peralatan dipasang diluar, dengan isolasi udara bebas, memerlukan area yang cukup luas.
- *Gas Insulated Switchgear* (GIS): Hampir semua peralatan dipasang didalam. Dengan isolasi gas sulfur hexafluoride (SF6), memerlukan area yang relative kecil.

Dari sifat Gardu Induk bisa dibedakan yaitu :

- Gardu Induk Slack : GI yang menyalurkan tenaga listrik dari GI satu ke GI lain.
- Gardu Induk Distribusi: GI yang menyalurkan tenaga listrik dari tegangan sistem ke tegangan distribusi.
- Gardu Induk Industri: GI yang menyalurkan tenaga listrik dari tegangan sistem langsung ke industri yang membutuhkan dan biasanya dibangundekat industri.

Dari uraian jenis dan sifat Gardu Induk diatas secara umum, akan berfokus pada Gardu Induk Konvensional dan Gardu Induk Industri.

3.4. Komponen-komponen Gardu Induk

3.4.1. *Switchyard* (*Switchgear*)

Adalah bagian dari Gardu Induk yang dijadikan sebagai tempat peletakan komponen utama gardu induk. Pemahaman tentang *switchyard*, pada umumnya adalah : Jika komponen utama gardu induk terpasang di area terbuka yang luas, maka disebut dengan *switchyard*. Jadi yang dimaksud *switchyard* adalah nama yang diperuntukkan bagi gardu induk konvensional. Sedangkan *switchgear* adalah nama yang diperuntukkan bagi *Gas Insulated Substation* (GIS).



Gambar 3. Gardu Induk Konvensional & GIS

3.4.2. Transformator 3 fasa

Gardu Induk ini menggunakan Transformer tenaga 150/20 kV – 60 MVA yang berjumlah 1 buah. Untuk penarikan transmisi diambil dari Gardu Induk terdekat, yaitu Gardu Induk Plumpang dengan tegangan 150 kV untuk mensupply transformator dengan daya 1x60 MVA, tegangan 150 kV / 20 kV. Dengan

diketahui daya dalam MVA dapat di lihat rumusnya yaitu :

$$S = \sqrt{3} \times V_{nom} \times I_{nom} \tag{1}$$

Dimana :

I = Arus Nominal ;

V = Tegangan Nominal

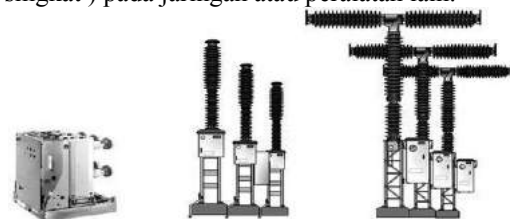
S = Daya Semu

3.4.3. *Circuit Breaker* (CB)

Berdasarkan *IEV* (*International Electrotechnical Vocabulary*) 441-14-20 disebutkan bahwa *Circuit Breaker* (CB) atau Pemutus Tenaga (PMT) merupakan peralatan saklar / switching mekanis, yang mampu menutup, mengalirkan dan memutus arus beban dalam kondisi normal serta mampu menutup, mengalirkan (dalam periode waktu tertentu) dan memutus arus beban dalam spesifik kondisi abnormal / gangguan seperti kondisi short circuit / hubung singkat. Dalam menentukan kapasitas arus pada *circuit breaker* digunakan rumus sebagai berikut :

$$I_{nom} = \frac{Daya}{\sqrt{3} \times V} \tag{2}$$

Fungsi utamanya adalah sebagai alat pembuka atau penutup suatu rangkaian listrik dalam kondisi berbeban, serta mampu membuka atau menutup saat terjadi arus gangguan (hubung singkat) pada jaringan atau peralatan lain.



Gambar 4. Macam – macam PMT

3.4.4. *DISCONNECTING SWITCH* (*DS*) / *PMS*

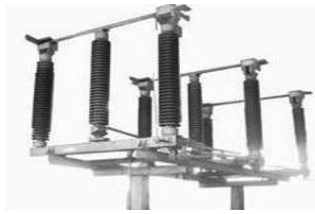
Pemisah adalah suatu alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi. Ada dua macam fungsi PMS, yaitu:

3.4.4.1. Pemisah Peralatan ;

Berfungsi untuk memisahkan peralatan listrik dari peralatan lain atau instalasi lain yang bertegangan. PMS ini boleh dibuka atau ditutup hanya pada rangkaian yang tidak berbeban.

3.4.4.2. Pemisah Tanah (Pisau Pentanahan/Pembumian) ;

Berfungsi untuk mengamankan dari arus tegangan yang timbul sesudah saluran tegangan tinggi diputuskan atau induksi tegangan dari penghantar atau kabel lainnya. Hal ini perlu untuk keamanan bagi orang-orang yang bekerja pada peralatan instalasi.



Gambar 5. Pemisah / DS

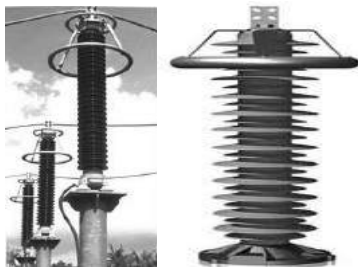
3.4.5. LIGHTNING ARRESTER (LA)

Surge Arrester / LA merupakan peralatan yang didesain untuk melindungi peralatan lain dari tegangan surja (baik surja hubung maupun surja petir) dan pengaruh follow current. Sebuah arrester harus mampu bertindak sebagai insulator, mengalirkan beberapa miliampere arus bocor ke tanah pada tegangan sistm dan berubah menjadi konduktor yang sangat baik, mengalirkan ribuan ampere arus surja ke tanah, memiliki tegangan yang lebih rendah daripada tegangan withstand dari peralatan ketika terjadi tegangan lebih, dan menghilangkan arus susulan mengalir dari sistem melalui arrester (power follow current) setelah surja petir atau surja hubung berhasil didisipasikan. Fungsi utama dari Lightning Arrester adalah melakukan pembatasan nilai tegangan pada peralatan gardu induk yang dilindunginya. Panjang lead yang menghubungkan arrester pun perlu diperhitungkan, karena inductive voltage pada lead ini ketika terjadi surge akan mempengaruhi nilai tegangan total paralel terhadap peralatan yang dilindungi.

- Arrester Gardu Induk

Merupakan Arrester kebanyakan yang terpasang di Gardu Induk, menurut material penyusun housing, material Gardu Induk dibedakan menjadi:

- 3.4.5.1. insulator porselen
- 3.4.5.2. insulator polimer



Gambar 6. Lightning Arrester di Gardu Induk (GI)

3.4.6. Current Transformer (CT)

Berfungsi merubah besaran arus dari arus yang besar ke arus yang kecil atau memperkecil besaran arus listrik pada sistem tenaga listrik, menjadi arus untuk sistem pengukuran dan proteksi.

3.4.7. Potential Transformer (PT)

Berfungsi untuk merubah besaran tegangan dari tegangan tinggi ke tegangan rendah atau memperkecil besaran tegangan listrik pada sistem tenaga listrik, menjadi besaran tegangan untuk proteksi dan pengukuran.

3.4.8. Transformer Pemakaian Sendiri (TPS)

Pengoperasian suatu Gardu Induk memerlukan fasilitas pendukung yaitu sumber tegangan rendah AC 380 Volt yang diperlukan untuk sistem Kontrol, Proteksi, maupun untuk sistem mekanik penggerak peralatan di Gardu Induk.



Gambar 7. Tranformator Pemakaian Sendiri (TPS)

3.4.9. Busbar (REL)

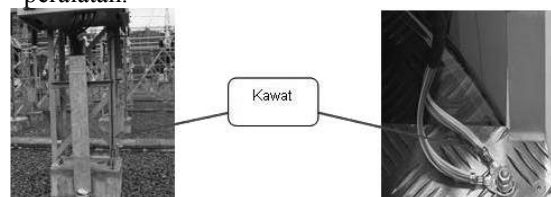
Busbar atau rel adalah titik pertemuan/hubungan trafo-trafo tenaga, SUTT, SKTT dan peralatan listrik lainnya untuk menerima dan menyalurkan tenaga listrik/daya listrik. Berdasarkan busbar gardu induk dibagi menjadi :

- 3.4.9.1. Gardu Induk Dengan Sistem Ring Busbar.
- 3.4.9.2. Gardu Induk Dengan Single Busbar.
- 3.4.9.3. Gardu Induk Dengan Double Busbar

3.4.10. Grounding / Sistem Pertanahan

Sistem pentanahan atau biasa disebut sebagai *grounding* adalah sistem pengamanan terhadap perangkat-perangkat yang mempergunakan listrik sebagai sumber tenaga, dari lonjakan listrik, petir dll.

Fungsi pentanahan peralatan listrik adalah untuk menghindari bahaya tegangan sentuh bila terjadi gangguan atau kegagalan isolasi pada peralatan / instalasi dan pengaman terhadap peralatan.



Gambar 8. Grounding

3.4.11. Gedung Kontrol 20 kV

Berfungsi sebagai pusat aktifitas pengoperasian gardu induk. Pada gedung kontrol inilah operator bekerja mengontrol dan mengoperasikan komponen-komponen yang ada di gardu induk.

4. Hasil dan Pembahasan

4.1. Penentuan Rating Peralatan

Switchyard yaitu bagian dari gardu induk yang menjadi tempat peletakan komponen utama gardu induk. Pemasangan tentang *switchyard*, pada umumnya adalah :

A. Jika suatu komponen-komponen utama gardu induk dipasang di area terbatas dan di dalam gedung, disebut dengan *switchgear*.

B. Jika suatu komponen-komponen utama gardu induk dipasang di area terbuka, maka disebut *switchyard*.

Switchgear yaitu bagian peralatan yang ada di *switchyard*. Sebetulnya yang dimaksud *switchyard* adalah nama yang diperuntukkan bagi gardu induk system *outdoor* atau konvensional. Sedangkan yang dimaksud *switchgear*, adalah nama yang diperuntukkan bagi GIS (*Gas Insulated Substation*). Adapun peralatan-peralatan *switchyard* yang terpasang di lapangan antara lain :

1. *Transformer*
2. *Disconnecting Switch*
3. *Circuit Breaker*
4. *Current Transformer*
5. *Potensial Transformer*
6. *Lightning Arrester*
7. *Grounding*

4.2. Kapasitas Transformer Tenaga

Transformer merupakan komponen utama dalam Gardu Induk yang berfungsi sebagai penurun atau penaik tegangan. Gardu Induk ini menggunakan Transformer tenaga 150/20 kV – 60 MVA yang berjumlah 1 buah. Untuk penarikan transmisi diambil dari Gardu Induk terdekat, yaitu Gardu Induk Plumpang dengan tegangan 150 kV untuk mensupply transformator dengan daya 1x60 MVA, dengan tegangan 150 kV / 20 kV. Dengan diketahui daya dalam MVA dapat dihitung arusnya yaitu :

$$I = \frac{60 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150.000} = 231 \text{ Amper sisi primer}$$

$$I = \frac{60 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 20.000} = 1734 \text{ Amper sisi sekunder}$$

UNINDO TRANSFORMER

THREE PHASE TRANSFORMER N-
YEAR OF MANUFACTURE

P060LEC787
2014

WITH 18 POSITIONS ON LOAD TAP CHANGER
RATED POWER 42 / 60 MVA - FREQUENCY 50 Hz
OUTDOOR TYPE - CONTINUOUS SERVICE
TEMPERATURE RISE : OIL 50 K - WINDINGS 55 K
COOLING ONAN / ONAF

		HIGH VOLTAGE	LOW VOLTAGE	TERTIARY VOLTAGE	
RATED POWER IN MVA	(ONAN/ONAF)	42 / 60	42 / 60	14 / 20	
RATED VOLTAGE IN KV		150	20	30	
RATED CURRENT IN A	(ONAN/ONAF)	161.7 / 230.9	1232.4 / 1732.1	466.7 V3 / 666.7 V3	
CONNECTION		STAR	STAR	DELTA	
LINE IN		1U 1V 1W	2u 2v 2w	3u1 3w2	
NEUTRAL IN		3N		3n	
		RATED LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE 1.2/50 μs (KV)		RATED POWER FREQUENCY WITHSTAND VOLTAGE (KV)	
WINDINGS		LINE SIDE	NEUTRAL SIDE	LINE SIDE	
HIGH VOLTAGE		650	95	275	
LOW VOLTAGE		125	125	50	
TERTIARY VOLTAGE					
POSITION OF OLTC	HIGH VOLTAGE		LOW VOLTAGE		RATED POWER (MVA)
	TAPPING VOLTAGE (KV)	TAPPING CURRENT (A)	RATED VOLTAGE (KV)	RATED CURRENT (A)	
	ONAN	ONAF	ONAN	ONAF	
1	165.750	146.3	209.0		
2	163.500	148.3	211.9		
3	161.250	150.4	214.8		
4	159.000	152.5	217.9		
5	156.750	154.7	221.0		
6	154.500	156.9	224.2		
7	152.250	159.3	227.5		
8	150.000	161.7	230.9		
9	147.750	164.3	234.5		
10	145.500	166.7	238.1		
11	143.250	169.3	241.8		
12	141.000	172.0	245.7		
13	138.750	174.8	249.7		
14	136.500	177.6	253.8		
15	134.250	180.6	258.0		
16	132.000	183.7	262.4		
17	129.750	186.9	267.0		
18	127.500	190.2	271.7		

CURRENT TRANSFORMERS				
DESIGNATION	RATED POWER VA	CLASS	RATIO	PURPOSE
CT01	15	3	2000/5A	MEASUREMENT
CT02	15	3	300/5A	MEASUREMENT

APPROXIMATE WEIGHTS	
- UNTANKING	44000
- CORE AND COILS	38800
- TANK	34700
- OIL	18000
- TOTAL	82000

Gambar 9. Nameplate Transformer Unindo 60 MVA

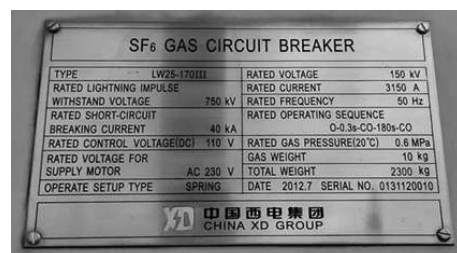
4.3.1. Kapasitas Circuit Breaker

Dalam melakukan pemilihan *circuit breaker* selain kapasitas pemutus arus, penentuan kapasitas pemutus arus hubung singkat sangatlah penting dikarenakan pada system 150 kV arus hubung singkat yang mungkin terjadi bernilai sangat besar. *Circuit Breaker* pada Gardu Induk Plumpang ini menggunakan media SF6.

Dalam menentukan kapasitas arus pada *circuit breaker* digunakan rumus sebagai berikut :

$$I \text{ nominal} = \frac{60 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 150.000} = 231 \text{ Amper}$$

Pada lapangan *circuit breaker* yang digunakan berkapasitas 3150 Ampere. Maka digunakan relay yang berfungsi untuk mendeteksi arus gangguan dan memberikan perintah ke *circuit breaker* untuk pemutus arus tersebut.



Gambar 10. Nameplate Circuit Breaker

4.4.1. Kapasitas Disconnecting Switch

Disconnecting Switch atau pemisah pada dasarnya hampir sama dengan *circuit breaker* namun perbedaannya adalah pemisah tidak dapat memutuskan arus gangguan. Pemisah lebih sering digunakan untuk perawatan gardu induk, untuk memastikan kalau sistem tidak bertegangan. Dalam gardu induk komponen ini terpasang di beberapa komponen yaitu :

- A. TR Bay (Transformator Bay)
- B. TL Bay (Transmission Line Bay)
- C. Busbar
- D. Bus Couple

Karenakan *Disconnecting switch* hanya dapat dioperasikan pada kondisi jaringan tidak berbeban, maka *circuit breaker* harus dioperasikan dahulu. Setelahnya baru *disconnecting switch* bisa dioperasikan. Kapasitas dari *disconnecting switch* menyerupai kapasitas dari *circuit breaker*.

4.5. Kapasitas Arrester

Untuk pengaman terhadap surya hubung, *arrester* sebaiknya dipasang diantara transformator, yang memang menjadi tujuan utama perlindungan ini dan pemutus bebannya. Pertimbangan lain bahwa *arrester* itu akan dapat juga menyerap surja dari pemutus arus pembangkit. Pada lapangan *arrester* terletak antara transformator dan peralatan. Bila jarak *arrester* dan peralatan yang dilindungi terlalu jauh maka tegangan lebih yang sampai pada terminal peralatan akan lebih tinggi dari tegangan pelepasan pada lightning arrester.

4.6. Instrument Transformer

Transformator arus dan transformator tegangan merubah arus atau tegangan ke tingkat yang lebih rendah untuk pengoperasian *relay* atau *metering*.

- A) Trafo Arus: transformator arus digunakan untuk mengukur arus beban suatu rangkaian. Dengan menggunakan transformator arus maka arus beban yang besar dapat diukur dengan menggunakan alat ukur (ampere meter).
- B) Trafo Tegangan: transformator tegangan atau potensial transformer adalah transformator yang berfungsi untuk:
 - Mentransformasikan nilai tegangan yang tinggi pada sisi primer ke nilai tegangan yang rendah di sisi sekunder yang digunakan untuk pengukuran (metering) dan proteksi.
 - Mengisolasi rangkaian sekunder terhadap rangkaian primer, yaitu memisahkan instalasi pengukuran dan proteksi dari tegangan tinggi.

4.7. Grounding

Pada saluran transmisi substation tahanan pertanahan tidak melebihi 5 Ohm. Pada saluran-saluran tegangan tinggi tahanan yang diperbolehkan maksimal 15 Ohm sedangkan pada

saluran tegangan menengah tahanan yang diperbolehkan maksimal 25 Ohm, Sesuai PUIL 2000 : 68. Tahanan tanah berkaitan dengan kandungan air dan suhu maka dapat diasumsikan bahwa tahanan pertanahan suatu system akan berubah sesuai dengan perubahan iklim setiap tahunnya.

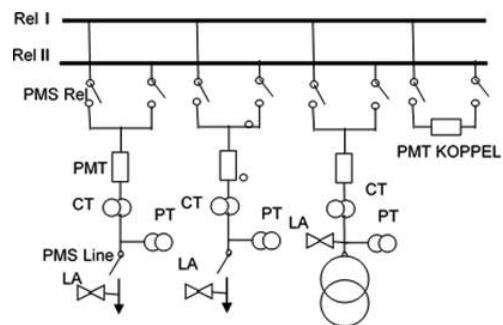
Tabel 4.1. Tahanan rata-rata tanah berdasarkan jenisnya

No.	Uraian Tanah	Tahanan rata-rata (Ω =Ohm)
1	Sawah, rawa (Tanah Liat)	0 – 15
2	Tanah garapan (Tanah Liat)	1 – 20
3	Sawah, Tanah Garapan (Kerikil)	10 – 100
4	Pegunungan (Biasa)	20 – 200
5	Pengunungan (Batu)	200 – 500
6	Pinggir Sungai (Berbatu)	100 - 500

4.8. Kapasitas Busbar

Untuk melayani kebutuhan beban dan kontinuitas penyaluran daya listrik, maka untuk busbar 150kV digunakan sytem double busbar, system ini memiliki keuntungan apabila salah satu busbar mengalami gangguan atau perbaikan maka masih dapat digunakan busbar yang lain untuk menyalurkan daya listrik.

Penggunaan *busbar* didasarkan pada arus nominal *circuit breaker* sehingga *busbar* akan mampu menyalurkan arus ke tiap-tiap komponen dengan baik. Untuk konduktor *Busbar* menggunakan ACSR 2 x 340 mm dengan arus nominal 1480 ampere. Data rating peralatan tersebut sesuai standar PUIL tahun 2000 pasal 2.1.6 ayat 2.2 dan konfigurasi *system* yang ada di PLN P3B Jawa-Bali.



Gambar 11. System Double Busbar di GI Plumpang

4.9. Pengukuran Jarak Aman Penempatan Peralatan

Dalam pengambilan data,yang meliputi jarak antara komponen dengan tanah dan jarak antar komponen di *Bay* Transformerr menggunakan alat ukur yang bernama TETSU *Fiber Glass Tape*.

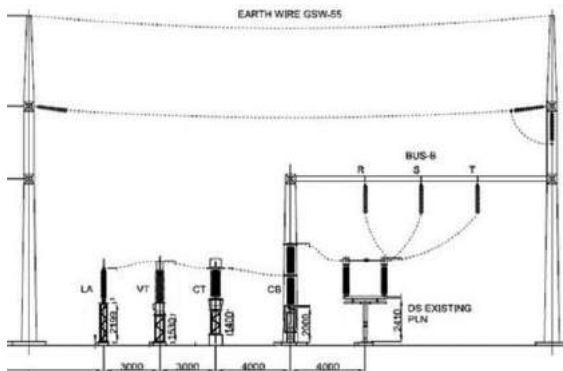
Gambar bentuk alatnya bisa dilihat pada gambar 12.



Gambar 12. Alat ukur TETSU Fiber Glass Tape



Gambar 13. Pengukuran jarak antar komponen di lapangan



Gambar 14. Contoh jarak komponen di switchyard

Pada perencanaan suatu gardu induk system 150 kV ke 20 kV jarak aman antara komponen sangat perlu di perhatikan. Komponen yang terlalu dekat jaraknya akan menimbulkan *short*. Untuk mengatasi hal tersebut komponen harus sesuai dengan standar.

4.10. Hasil pengukuran jarak komponen dengan tanah

Tabel 4.2 , merupakan hasil pengukuran jarak komponen dengan tanah yang dilakukan ternyata berbeda dengan standar yang di ditetapkan oleh IEC (*International Electrotechnical Commission*). Tetapi perbedaan itu sudah melampaui dari standar yang ditetapkan sehingga

sudah memenuhi standar yang berlaku dalam pemasangan komponen tersebut.

Tabel 4.2. Jarak antara komponen dengan tanah di lapangan

Nama komponen	Jarak antara komponen dengan tanah (mm) Di Lapangan	Minimum Arching Distance (Phase to Earth) sesuai IEC 61466-2 (mm)
Lighting Arrester	2100	1300
Voltage Transformer	1700	1300
Current Transformer	1400	1300
Circuit Breaker	2000	1300
Disconnecting Switch	2200	1300

4.11. Hasil pengukuran jarak antar komponen Bay Transformer

Tabel 4.3 merupakan tabel hasil pengukuran jarak antar komponen di bay transformer dengan standar IEC (*International Electrotechnical Commission*). Adanya perbedaan yang sangat jauh dan hasilnya ada range yang paling rendah yaitu 1800 (mm) jarak antar transformer dengan cable power. Dan ada range yang paling tinggi yaitu 11080 (mm) jarak antar Disconnecting switch bus 1

– Disconnecting switch bus 2. Tetapi tetap sudah memenuhi standar IEC (*International Electrotechnical Commission*).

Tabel 4.3. Jarak antara tanah dengan komponen di lapangan

Nama Komponen	Jarak antar komponen (mm) di lapangan	Minimum arching distance (phase to phase) sesuai IEC 61466-2(mm)
Disconnecting Switch Bus 1 - Disconnecting Switch Bus 2	11080	11080
Disconnecting Switch Bus 2 - Circuit Breaker	8500	8500
Circuit Breaker - Current Transformer	4250	4250

Current Transformer - Lighting Arrester	2550	2550
Lighting Arrester - Transformer	5200	5200
Transformer - Cable Power	1800	1395

5. Simpulan

Sesuai dari hasil penelitian “Studi Analisa Pengukuran Jarak Kelistrikan Gardu Induk 150kV”.

1. Gardu Induk ini menggunakan Transformer tenaga 150/20 kV – 60 MVA. Untuk penarikan transmisi diambil dari Gardu Induk terdekat, yaitu Gardu Induk Plumpang dengan tegangan 150 kV untuk mensupply transformator dengan daya 1x60 MVA, dengan tegangan 150 kV / 20 kV.
2. Hasil pengukuran jarak komponen dengan tanah yang dilakukan ternyata berbeda dengan standar yang di tetapkan oleh IEC (*International Electrotechnical Commission*). Akan tetapi masih memenuhi standar yang berlaku dalam pemasangan komponen tersebut.
3. Hasil pengukuran jarak antar komponen di *bay transformer* dengan standar IEC (*International Electrotechnical Commission*). Adanya perbedaan hasil ada range yang paling rendah yaitu 1800 (mm) jarak antar *transformer* dengan *cable power*. Dan ada range yang paling tinggi yaitu 11080 (mm) jarak antar *Disconnecting switch bus 1 – Disconnecting switch bus 2*, Akan tetapi masih memenuhi standar IEC (*International Electrotechnical Commission*).

Daftar Pustaka

1. Arismunandar, DR.A. Kuwahara, DR. Susumu, Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik Jakarta, PT Praditya Pramita, 2004.
2. Ir. Jarman MSc dkk, Peraturan Umum Instalasi Listrik Indonesia 2011, Jakarta, 2014.
3. IEC (*Internasional Elektrotechnical Commission*)
4. PT. PLN (PESERO), Buku Kriteria Dasar Bagi Perencanaan Salauran Udara Tegangan Tinggi 66 KV dan 150 KV, PLN Jakarta No.055/DIR/79 SPLN 13, 1978.
5. SNI 04-0225-2000, Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2000 (PUIL 2000) , Jakarta : Badan Standarisasi nasional, 2000.

6. SNI 04-6918-2002, Ruang Bebas dan Jarak Bebas Minimum Pada Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) dan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET)”, Penerbit BSN Jakarta, 2002.
7. Aji Danang Suryadipraja, Jurnal : Analisa Rele Jarak Pada Jaringan Transmisi 150kV, Jurnal Muhammadiyah Surakarta, 2018.
8. Adhitya Agung Pratomo, Lily Patras, Hans Tumaliang, Jurnal : Analisa Perancangan Gardu Induk 150 kV di Kabupaten Muna, 2021.
9. Anshory ramadhan, Bektu Yulianti, Jurnal : Power Meter Pada Telemetry SCADA di Gardu Induk 150 KV Untuk Meningkatkan Akurasi Data, 2013.
10. Haleyda Rizki Suhardiman, Jurnal : Analisis Perhitungan Setting Rele Jarak Sebagai Proteksi Pada Saluran Udara Tegangan Tinggi 150KV di Gardu Induk Kedung Badak – Gardu Induk Bogor Baru, Bogor, 2020.
11. Libianko Sianturi, Fiktor Sihombing, Odin S. Sitohang, Jurnal : Studi Pembumian Sistem Grid Aplikasi Gardu Induk 150 KV Kapasitas 60 MVA Tanjung Morawa, Medan, 2020.
12. Mochammad Azizurrohman, Jurnal : Analisis Rugi-Rugi Daya Pada Saluran Transmisi Tegangan Tinggi 150 KV Gardu Induk Batang – Gardu Induk Pekalongan Dengan Jenis Konduktor ACCC Lisbon, Yogyakarta, 2019.
13. Muh Saleh, Jurnal : Survey Topograby Gardu Induk 150 Kv Sorong Papua Barat, 2018.
14. Muh Tasbir, Jurnal : Analisa Peralatan Lightning Arrester Pada Gardu Induk Bolangi 150Kv, Makasar, 2020.
15. Nurcahyo hajar Saputro, Jurnal : Analisa Pentanahan Kaki Menara Transmisi 15Kv Blora - Rembang Bertahanan Tinggi dan Usaha Menurunkannya, Blora Rembang, 2016.
16. Reno Aji Saputra, Karnoto, Harmini, Jurnal : Analisis Titik Panas (Hot Point) Pada Hasil Pengukuran Thermovisi Pada Gardu Induksi 150 KV Mranggen, 2020.
17. Rizki Indra Pangestu, Jurnal : Analisa Kinerja Circuit Breaker Pada Sisi 150 kV Gardu Induk Lamhotma, 2019.
18. Samuel Marco Gunawan, Julius Santosa, Jurnal : Analisa Perancangan Gardu Induk Sistem Outdoor 150 kV di Tallasa, Kabupaten Takalar, Sulawesi Selatan, 2013.
19. Suciani Rahma Pertiwi, Ulinuha Latifa, Rahmat Hidayat, Ibrahim, Jurnal : Analisis Kelayakan CVT (Capacitive

- Voltage Transformer) Phasa S Bay Busbar 2 150 kV di GI PT. XYZ Indonesia, Karawang, 2021.
20. Satrya Bhayangkara Poetra, Teti Zubaidah, Ni Made Seniar, Jurnal : Analisis Intensitas Paparan Medan Listrik dan Medan Magnet Pada Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV Jalur GI Mataram – GI Switching Mataram, Lombok, 2017.
 21. Qoid Zuhdi Mu'tashim, Jurnal : Analisis Penggunaan Rele Jarak Pada Sistem Trasmisi Gardu Induk 150 kV Jajar ke Gardu Induk 150 kV Banyudono, Surakarta, 2017.

ANALISA PENTANAHAN NETRAL PADA TRANSFORMATOR 150/20KV DI GARDU INDUK

Naufal Ariyanto Adli¹⁾, Poedji Oetomo²⁾

S-1 Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Sains dan Teknologi Nasional

Email : ariyantopikok44@gmail.com

Abstract

Substations play a very important role for the distribution of electricity throughout the region, namely as a converter of the transmission voltage from 500kV to 150kV before being distributed again to a voltage of 20kV. To reduce the voltage required a power transformer. With the installation of NGR (Neutral Grounding Resistance) on the transformer will affect the amount of short circuit current to ground. In this paper, as an example of the calculation, the GI Cawang Lama is the Setyaki feeder with a length of 2.85km. Without using NGR, the fault current for 1 phase short circuit to ground is 6060,391A. After using the NGR, the fault current obtained is 914.042A so that the results of the TMS setting on the GFR (Ground Fault Relay) feeder side are 0.103 and the incoming side is 0.26.

Keyword : *Neutral Grounding Resistance, Transformator, Gangguan Hubung Singkat, Ground Fault Relay.*

Abstrak

Gardu induk berperan sangat penting bagi pendistribusian listrik ke seluruh daerah yaitu sebagai pengubah tegangan transmisi dari 500kV menjadi 150kV sebelum didistribusikan lagi ke tegangan 20kV. Untuk menurunkan tegangan tersebut diperlukan transformator daya. Dengan terpasangnya NGR (Neutral Grounding Resistance) pada transformator akan mempengaruhi besar arus hubung singkat ke tanah. Pada penulisan ini sebagai contoh perhitungan yaitu GI Cawang Lama penyulang Setyaki dengan panjang 2,85km. Tanpa menggunakan NGR besar arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah adalah 6060,391A. Setelah memakai NGR didapatkan arus gangguan sebesar 914,042A sehingga didapatkan hasil setting TMS pada GFR (Ground Fault Relay) sisi penyulang sebesar 0,103 dan sisi incoming 0,263.

Kata kunci : *Neutral Grounding Resistance, Gangguan Hubung Singkat, Ground Fault Relay.*

PENDAHULUAN

Listrik merupakan kebutuhan yang sangat penting dalam kehidupan sehari-hari. Listrik dihasilkan dari sebuah sistem pembangkit tenaga listrik yang tersebar diseluruh Indonesia. Pembangkit listrik mendapatkan energi dari berbagai macam sumber, seperti batu bara, air, angin, panas bumi dan lain-lain. Dalam suatu sistem tenaga listrik terdiri dari pembangkit listrik, sistem transmisi daya, dan sistem distribusi daya listrik. Tenaga listrik yang dihasilkan oleh sebuah sistem pembangkit listrik lalu disalurkan melalui sistem distribusi. PT. PLN (Persero) merupakan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang mengelola listrik untuk seluruh Indonesia mulai dari sistem pembangkit, sistem pendistribusian listrik dan penjualan listrik ke seluruh Indonesia.

PT PLN (Persero) memiliki banyak gardu induk sebagai pendukung pendistribusian listrik keseluruhan daerah, salah satunya yaitu Gardu Induk Cawang di daerah Jakarta Timur, DKI Jakarta. Gardu Induk Cawang sangat berperan penting bagi pendistribusian aliran listrik khususnya untuk Jakarta Timur.

Gardu induk berperan sebagai pengubah tegangan distribusi dari 500 kV menjadi 150 kV sebelum didistribusikan lagi ke distribusi 20 kV. Suatu komponen yang berperan untuk mengubah tegangan distribusi dari 500 kV menjadi 150 kV adalah transformator daya. Transformator daya merupakan suatu peralatan yang berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik dari bertegangan tinggi menuju tegangan rendah atau sebaliknya. Pada penyaluran distribusi daya dari pembangkit menuju gardu listrik sering terjadi gangguan hubung singkat,

salah satunya yaitu gangguan hubung singkat fasa ke tanah pada jaringan distribusi. Akibat gangguan satu fasa pada distribusi listrik dapat merusak peralatan yang ada di gardu induk salah satunya yaitu transformator 150/20 kV. Pada netral transformator 150/20 kV terdapat system pentanahan dengan cara pentanahan secara langsung ketanah atau melalui resistor yang penerapannya disesuaikan dengan besar tahanan dan struktur tanah masing-masing. Salah satu contoh pentanahan netral pada transformator daya yaitu daerah Jakarta di GI Cawang Lama memakai pentanahan pada transformatornya dengan *Neutral Grounding Resistor* (NGR) sebesar 12 ohm dan untuk pengamanan sekunder pada trafo memakai rele gangguan tanah atau biasa disebut *Ground Fault Relay* (GFR) dan rele arus lebih atau biasa disebut dengan *Over Current Relay* (OCR). Rele tersebut berfungsi agar meminimalisir gangguan fasa agar tidak melebar dan menyebabkan kerusakan. Sehingga rele harus bekerja selektif dan juga handal sesuai dengan standar yang berlaku di PLN. Sistem pentanahan dengan resistor ini memiliki peran menghambat arus hubung singkat satu fasa ke tanah sehingga nilainya lebih kecil sesuai kebutuhan setelan rele. Rele gangguan tanah bekerja untuk memproteksi trafo dari gangguan hubung singkat satu fasa ketanah baik titik netral yang menggunakan sistem NGR maupun *solid grounding*.

TINJAUAN PUSTAKA

Salah satu faktor utama dalam setiap pengamanan suatu system rangkaian listrik adalah pentanahannya. Dalam standart SPLN 26: 1980 telah ditetapkan besar tahanan pentanahan dan besar arus gangguan yang diperbolehkan untuk setiap macam tahanan pentanahan yaitu sebagai berikut :

- a. Tahanan rendah sebesar 12 ohm dan arus gangguan tanah maksimal berada di arus 1000A dipakai pada jaringan kabel tanah. Tahanan jenis ini digunakan untuk wilayah Jabodetabek.
- b. Tahanan rendah sebesar 40 ohm dan arus gangguan tanah maksimal berada di arus 300A dipakai pada jaringan saluran udara maupun campuran saluran udara dengan kabel tanah. Tahanan jenis ini umumnya digunakan untuk wilayah sekitaran Bali.
- c. Tahanan tinggi sebesar 500 ohm dan arus gangguan tanah maksimal berada di arus 25A dipakai pada saluran udara umumnya digunakan untuk sekitaran wilayah Jawa Timur.

Menurut PT. PLN Persero, umumnya menentukan nilai tahanan NGR adalah sebagai berikut :

- a. Pada tegangan 70 kV hambatan pentanahannya sebesar 40 Ohm

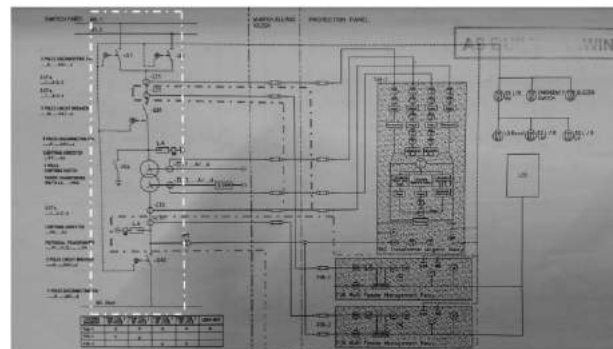
- b. Pada tegangan 20 kV hambatan pentanahannya sebesar 4 Ohm, 12 Ohm, 40 Ohm, 100 Ohm, 200 Ohm sampai dengan 500 Ohm (besaran hambatan yang diperlukan tergantung dari besarnya arus gangguan tanah).



Gambar 1. Sistem Neutral Grounding Resistance (NGR) di Gardu Induk Cawang Lama

METODOLOGI PENELITIAN

Data yang akan diambil akan mengacu pada gambar dibawah ini dengan garis merah merupakan wiring diagram rele GE F-35 pada GI Cawang Lama dan garis kuning merupakan alur distribusi menuju penyulang 20 kV.



Gambar 2. Wiring diagram rele OCR dan GFR di GI Cawang Lama

Setelah mendapatkan data-data yang diperlukan maka dilakukan perhitungan impedansi sumber, impedansi transformator dan menghitung arus gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, dua fasa dan tiga fasa. Dilanjutkan dengan menselaraskan *setting* waktu (TMS) dari rele arus lebih (OCR) berdasarkan pada arus hubung singkat dua fasa dan tiga fasa pada sisi incoming trafo

150/20 kV dan penyulang sisi 20 kV juga menseleraskan *setting* waktu (TMS) dari rele gangguan tanah (GFR) berdasarkan pada data arus hubung singkat satu fasa ke tanah pada sisi incoming trafo 150/20 kV dan penyulang sisi 20 kV. Teknik menganalisisnya sebagai berikut :

1.1 Menghitung Arus Gangguan Hubung Singkat

- a. Pada sisi 150 kV dengan data hubung singkat yang ada, maka dapat diperoleh dengan :

$$MVA_{(hs)} = \sqrt{3} \times V_{primer} \times \text{data hubung singkat}$$

Diketahui bahwa:

$MVA_{(hs)}$ = kapasitas daya hubung singkat

V_{primer} = tegangan primer trafo

- b. Menghitung impedansi sumber sisi 150 kV

$$Z_{s(sisi\ 150kV)} = \frac{kV^2}{MVA_{hs}}$$

$$Z_{s(sisis\ 20kV)} = \frac{kV\ (sekunder)^2}{kV\ (primer)^2} \times Z_{s(sisi\ 150kV)}$$

Diketahui bahwa :

Z_s (sisi 150 kV) = Impedansi sumber pada sisi 150 kV (Ω)

kV = Tegangan sisi primer trafo daya (kV)

MVA_{hs} = Kapasitas daya hubung singkat GI (MVA)

Setelah pada sisi 150 kV didapatkan hasil impedansi sumbernya maka impedansi pada sumber sisi 20 kV dan rekatansi urutan positif dan negatif dapat dihitung menggunakan rumus :

$$Z_{t(20KV)} = \frac{KV_{(sekunder)}^2}{MVA_{trafo}}$$

$$Z_{t(150KV)} = \frac{KV_{(primer)}^2}{MVA_{trafo}}$$

Menghitung reaktansi urutan positif, negative dan nol :

Untuk trafo yang ada di GI Cawang Lama jenis hubungannya yaitu Yyn0+d yang mempunyai belitan delta. Sehingga rumus urutan nolnya menjadi.

$$X_{t1} = \% \text{ impedansi trafo} \times Z_t$$

$$X_{t0} = 3 \times X_{t1}$$

Diketahui bahwa:

Z_t = impedansi dari transformator (ohm)

KV^2 = tegangan sisi sekunder maupun primer pada trafo (kV)

MVA_{trafo} = kapasitas daya pada trafo (MVA)

X_{t1} = reaktansi trafo urutan positif dan negative

X_{t0} = reaktansi trafo urutan nol

- c. Perhitungan impedansi penyulang sisi 20 kV

$$Z_1 = Z_2 = L \times (R_1 + jX_1)$$

$$Z_0 = L \times (R_0 + jX_0)$$

Diketahui bahwa :

L = panjang penyulang

$(R_1 \times jX_1)$ = impedansi urutan positif dan negatif pada Penyulang

$Z_1 = Z_2$ = impedansi penyulang

$(R_0 \times jX_0)$ = impedansi urutan nol pada penyulang

Setelah didapatkan hasil Z_1 dan Z_0 pada sisi gangguan di keseluruhan panjang saluran yaitu dengan total panjang saluran jalur sekitar 2,85 km maka perhitungan impedansi penyulang dikalikan langsung dengan presentase panjang saluran yang diperkirakan, terdiri dari 0 %, 25 %, 50 % dan 100%. sehingga didapatkan % gangguan pada posisi 0 km, 0,712 km, 1,425 km, dan 2,85 km.

- d. Perhitungan impedansi ekivalen jaringan urutan positif dan negatif sisi 150 kV dan 20 kV yaitu:

$$Z_{1ekivalen} = Z_{2ekivalen} = Z_{sisi\ 20kV} + Z_{t1} + Z_1$$

Setelah didapatkan hasil Z eqivalen tanpa lokasi gangguan maka setelah itu menghitung eqivalen dengan adanya lokasi gangguan.

$$\% \text{ gangguan } Z_{1ekivalen} = Z_{2ekivalen} = Z_{20kV} + Z_1$$

- e. Perhitungan impedansi ekivalen urutan nol sisi 150 kV dan 20 kV

$$Z_{0eq} = Z_{T0} + 3Rn + Z_0$$

Diketahui bahwa :

Z_{0eq} = Impedansi ekivalen *urutan nol*

Rn = resistansi NGR

- f. Menghitung arus gangguan hubung singkat satu fasa, dua fasa dan tiga fasa sisi 20 kV. Rumus hubung singkat satu fasa ke tanah didapatkan dari :

$$I_a = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_{1\text{ fasa ke tanah}} = \frac{3 \times V_{ph-netral}}{Z_1eq + Z_2eq + Z_0eq}$$

$$I_{1\text{ fasa ke tanah}} = \frac{3 \times V_{ph-netral}}{2 \times Z_1eq + Z_0eq}$$

Rumus hubung singkat dua fasa :

$$I_a = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_{2\text{ fasa}} = \frac{V_{ph}}{Z_1eq + Z_2eq}$$

$$I_{2\text{ fasa}} = \frac{V_{fasa-fasa}}{2 \times Z_1eq}$$

Rumus hubung singkat tiga fasa :

$$I_a = \frac{E_a}{Z_1}$$

$$I_{3\text{ fasa}} = \frac{V_{fasa-fasa}}{Z_1eq}$$

Diketahui bahwa :

V_{ph} = tegangan sekunder / $\sqrt{3}$

Z_1eq = impedansi urutan positif

Z_0eq = impedansi urutan nol

$I_{3,2,1\text{ fasa}}$ = arus gangguan hubung singkat (A)

$V_{fasa-fasa}$ = Tegangan sisi 20 kV

1.2 Menghitung Setelehan Waktu OCR

a. Menghitung arus setting OCR.

$$I_n (\text{sisi } 20\text{kv}) = \frac{MVA}{KV \sqrt{3}}$$

$$I_{set\ primer} = 1,1 \times I_n (\text{sisi } 20\text{kv})$$

Diketahui bahwa:

MVA = Daya pada Transformator

KV = Tegangan 20kV

b. Menghitung setting sekunder OCR

$$I_{set\ sekunder} = I_{set\ primer} \times \frac{1}{\text{rasio CT}}$$

Perhitungan waktu pada OCR pada kondisi standar invers

$$t = \frac{\beta}{\left(\left(\frac{I_{gangguan}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1\right)}$$

$$TMS = \frac{0,3 \left(\left(\frac{I_{gangguan}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

Diketahui bahwa:

TMS : Time Multiple Setting (standar waktu setting rele)

$I_{gangguan}$: arus gangguan pada fasa

I_{set} : setting arus pada rele

1.3 Menghitung Setelehan Waktu GFR

a. Mengetahui arus setting primer GFR, untuk setelan arus gangguan tanah umumnya 6-20% arus gangguan hubung singkat ke tanah yang paling kecil.

Penyulang :

$$I_{set\ primer} = 0,1 \times I_{gangguan\ 1\ fasa\ terkecil}$$

Incoming :

$$I_{set\ primer} = 0,08 \times I_{gangguan\ 1\ fasa\ terkecil}$$

b. Arus setting sekunder GFR sisi sekunder

$$I_{set\ sekunder} = I_{set\ primer} \times \frac{1}{\text{rasio CT}}$$

Setting TMS GFR pada kondisi standar invers

$$t = \frac{\beta}{\left(\left(\frac{I_{gangguan}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1\right)}$$

$$0,3 = TMS(td) \times \frac{0,14}{\left(I_{fasa} / I_{set\ primer}\right)^{0,02} - 1}$$

Diketahui bahwa:

TMS : Time Multiple Setting (standar waktu setting rele)

$I_{gangguan}$: arus gangguan pada fasa

I_{set} : setting arus pada rele

PEMBAHASAN DAN HASIL

Setelah mendapatkan hasil impedansi dan reaktansi maka didapatkan hasil gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, dua fasa dan tiga fasa yang tercantum pada table 1.

Pada tabel 1 didapatkan arus hubung singkat pada satu fasa ke tanah tanpa menggunakan NGR pada titik 0 km sebesar 955,953 A, pada titik 0,71 km sebesar 945,230 A, pada titik 1,42 km sebesar 934,657 A dan pada titik 2,85 km sebesar 914,042 km yang menunjukkan bahwa semakin dekat gangguan ke GH (gardu hubung) gangguan akan semakin kecil besarnya.

Tabel 1. Data hasil keseluruhan perhitungan gangguan satu fasa ke tanah, gangguan 2 fasa dan 3 fasa

Panjang saluran (%)	Gangguan satu fasa ke tanah		Gangguan 2 fasa	Gangguan 3 fasa
	Tanpa NGR 0 ohm	Dengan NGR 12 ohm		
0 (0km)	8369,416	955,953	11764,705	23529,411
25 (0,71km)	7700,586	945,230	10830,721	21661,443
50 (1,42km)	7090,654	934,657	9961,088	19922,176
100 (2,85km)	6060,391	914,042	8467,852	16935,705

Sedangkan arus hubung singkat pada satu fasa ke tanah tanpa menggunakan NGR pada titik 0km sebesar 8369,416 A, pada titik 0,71 km sebesar 7700,586 A, pada titik 1,42 km sebesar 7090,654 A dan pada titik 2,85 km sebesar 6060,391 A. Sehingga sampel gangguan arus hubung singkat satu fasa ke tanah diambil pada titik 0 km dengan NGR 12 ohm dikarenakan akan dipakai pada setting arus rele dan hasilnya jauh lebih kecil dibanding tanpa NGR yaitu sebesar 955,953 A banding 8369,416 A. Sehingga penggunaan NGR akan berpengaruh memperkecil besar arus gangguan satu fasa ke tanah dengan mempengaruhi nilai impedansi ekuivalen jaringannya.

Setelah mendapatkan hasil arus gangguan hubung singkat fasa-fasa, setelah itu data tersebut digunakan untuk menentukan nilai penyetelan waktu atau biasa disebut TMS OCR. Perhitungan waktu OCR untuk mentriapkan arus harus tepat agar gangguan tidak melebar lebih jauh. Hasil perhitungan TMS didapatkan sebagai berikut:

Tabel 2. Hasil setting waktu OCR (TMS)

Sisi	Rasio CT	Arus Setting	TMS
Incoming	2000/5A	2078 A	0,183 SI
Penyulang	400/1A	384 A	0,248 SI

Hasil yang didapatkan pada perhitungan TMS sisi penyulang menghasilkan 0,18 yang menunjukkan bahwa hasil masih sedikit melebar dengan ketentuan PLN yaitu sekitar 0,15 dikarenakan disetting lebih cepat di bagian penyulang agar ketika ada gangguan fasa yang melebihi nilai hubung singkat, rele masih bisa bekerja dengan baik dan pada sisi incoming menghasilkan 0,248 yang juga masih sesuai dengan ketentuan PLN yaitu sekitar 0,24.

Setelah mendapatkan hasil setting waktu OCR dan mendapatkan hasilnya, setelah itu menentukan nilai penyetelan waktu pada GFR atau biasa disebut

TMS . Perhitungan waktu GFR untuk mentriapkan PMT harus tepat agar gangguan tidak melebar lebih jauh. Hasil perhitungan TMS didapatkan sebagai berikut:

Tabel 3. Hasil setting waktu GFR (TMS)

Sisi	Rasio CT		Hasil Perhitungan (TMS)	
	Dengan NGR 12ohm	Tanpa NGR	Dengan NGR 12ohm	Tanpa NGR
Incoming	400/1A	800/5 A	0,263	0,259
Penyulang	2000/5A	800/5 A	0,103	0,100

Hasil yang didapatkan pada perhitungan TMS sisi penyulang menghasilkan 0,103 yang menunjukkan bahwa hasil mendekati dengan ketentuan PLN yaitu sekitar 0,12 dan pada sisi incoming menghasilkan 0,263 yang juga masih mendekati dilapangan. Pada setting waktu rele GFR pada kondisi tidak memakai NGR didapatkan hasil pada sisi penyulang 0,100 dan pada sisi incoming didapatkan hasil 0,259 . sehingga bisa disimpulkan bahwa dengan memakai NGR arus hubung singkat fasa ke tanah semakin kecil yang berakibat TMS lebih besar dibanding tanpa menggunakan NGR, karena dengan tidak menggunakan NGR nilai arus hubung singkat akan semakin besar.

KESIMPULAN

Tahanan pentanahan netral transformator sangat berpengaruh besar terhadap arus gangguan pada saat terjadi hubung singkat fasa – tanah. Pada hasil yang didapat dari perhitungan dalam penelitian ini yaitu arus hubung singkat pada satu fasa ke tanah tanpa menggunakan NGR 12 ohm pada titik 0km sebesar 955,953 A, pada titik 0,7 km sebesar 945,230 A, pada titik 1,42 km sebesar 934,657 A dan pada titik 2,85 km sebesar 914,042 km yang menunjukkan bahwa semakin dekat gangguan ke GH (gardu hubung) gangguan akan semakin kecil nilai arus gangguannya. Sedangkan arus hubung singkat pada satu fasa ke tanah tanpa menggunakan NGR dengan asumsi resitansi 0ohm pada titik 0km sebesar 8369,416 A, pada titik 0,71 km sebesar 7700,586 A, pada titik 1,42 km sebesar 7090,654 A dan pada titik 2,85 km sebesar 6060,391 A. Sampel gangguan arus hubung singkat satu fasa ke tanah diambil pada titik 0km dengan NGR 12 ohm jauh lebih kecil dibanding tanpa NGR yaitu sebesar 955,953 A banding 8369,416 A. Sehingga penggunaan NGR terbukti berpengaruh memperkecil gangguan satu fasa ke tanah dengan mempengaruhi nilai impedansi ekuivalen jaringannya.

Hasil setting waktu OCR pada sisi penyulang (outgoing) berdasarkan hitung manual menghasilkan 0,18 dan dengan data dilapangan yaitu 0,15 dan sisi masukan (incoming) sebesar 0,248 dan pada data di lapangan sebesar 0,24. Setting waktu dari OCR

menunjukkan hasil yang tidak terlalu jauh dan nilai setting waktu dari PLN menunjukkan lebih cepat dikarenakan disetting lebih cepat di bagian penyulang agar ketika ada gangguan fasa yang melebihi nilai hubung singkat rele masih bisa bekerja dengan baik

Hasil setting waktu GFR (TMS) dengan menggunakan NGR pada sisi penyulang (outgoing) berdasarkan hitung manual menghasilkan 0,103 sekon dan dengan data dilapangan yaitu 0,12 dan sisi incoming sebesar 0,263. Setting waktu dari GFR juga tidak berbeda jauh dengan data PLN. Pada setting waktu GFR (TMS) tanpa menggunakan NGR pada sisi penyulang (outgoing) berdasarkan hitung manual menghasilkan 0,100 dan sisi incoming sebesar 0,259. Sehingga bisa disimpulkan bahwa dengan memakai NGR arus hubung singkat fasa ke tanah semakin kecil yang berakibat nilai setting waktu lebih besar dibanding tanpa menggunakan NGR, karena dengan tidak menggunakan NGR nilai arus hubung singkat akan semakin besar yang berakibat nilai setting waktu umumnya akan lebih kecil.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 142 -2007.
- [2] A.R. Sultan, M.W. Mustafa, M. Saini. (2012). “*Ground Fault Currents in Unit Generator-Transformer at Various NGR and Transformer Configurations*”, Universiti Teknologi Malaysia (UTM). DOI :[10.1109/ISIEA.2012.6496615](https://doi.org/10.1109/ISIEA.2012.6496615)
- [3] Asran, J. Misbahul, M. Dedi. (2021). “*Analisa Pengaruh Neutral Grounding Resistance (Ngr) 40 Ohm Pad Transformator Daya 30 Mva Digardu Induk Bireue Terhadap Arus Gangguan Satu Fasa Ke Tanah*”. Universitas Malikussaleh Lhokseumawe. ISSN 2303 - 1360
- [4] Zuhail. Dasar Tenaga Listrik. Penerbit ITB Bandung. 1991.
- [5] SPLN. 1980. No. 26 Tentang Pedoman Penerapan Sistem Distribusi 20 kV, Fasa-Tiga, 3 Kawat dengan Tahanan Rendah dan Tahanan Tinggi.
- [6] Kesepakatan Bersama Pengelolaan Sistem Proteksi Tafo-Penyulang 20kV. PT. PLN (Persero). 2016.
- [7] Tanjung Abrar, 2015. “*Analisis Sistem Pentanahan Transformator Distribusi Di Universitas Lancang Kuning Pekanbaru*”. ISSN 1693-2390 print/ISSN 2407-0939.
- [8] Setiono Iman, Prastyani Galuh, (2017). “*Analisis Kinerja Transformator Bank Pada Jaringan Distribusi Guna Mengurangi Susut Teknis Energi Listrik*”. ISBN 9-789-7936-499-93.
- [9] Samsurizal dkk. (2020). “*Studi Perhitungan Rele Tanah (Gfr) Akibat Gangguan Simpatetik Trip Pada Penyulang Tegangan Menengah*”. Jakarta. P-ISSN 2356-1505, E-ISSN 2656-9175.
- [10] Udiana Budhi Agung G.D I, dkk. (2017). “*Studi Analisis Koordinasi Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) pada Recloser di Saluran Penyulang Penebel*”. p-ISSN:1693 – 2951; e-ISSN: 2503-2372
- [11] Pandjaitan Bonar. (2012). *Praktik-praktik Proteksi Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Andi Offset.
- [12] Hutauruk T.S. (1992). *Pengetanahan Netral Sistem Tenaga dan Pengetanahan Peralatan*. Jakarta: Erlangga.
- [13] Markoni. (2018). *Operasi Sistem dan Pemeliharaan Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Teknosain.
- [14] Amin Mustagfirin M. (2014). *Gardu Induk*. Jakarta: Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia.

ANALISIS PREDIKSI USIA PAKAI TRANSFORMATOR DENGAN METODE REGRESI LINEAR

Suganda¹, Fadhila Hayyu Azzahra², Edy Supriyadi³

Teknik Elektro S1, Fakultas Teknologi Industri, Institut Sains dan Teknologi Nasional
Jl. Moh. Kahfi II, Bumi Srengseng Indah, Jagakarsa, Jakarta Selatan 12630

E-mail : suganda@istn.ac.id, fadhilahayyuazzahra@gmail.com, edy_syadi@istn.ac.id

ABSTRAK

Kebutuhan listrik terus mengalami peningkatan setiap tahunnya. Dalam penyaluran daya listrik dibutuhkan transformator distribusi yang dapat bekerja dengan optimal sesuai dengan standard serta jangka waktu yang diharapkan. Agar kinerja dari transformator distribusi selalu optimal maka harus diperhatikan mengenai pembebanannya. Menurut IEC 354, transformator dibebani stabil 100% pada daya pengenalnya dengan kondisi suhu sekitar 20°C dan suhu lilitan mencapai 98°C, maka usia transformator akan mencapai 20 tahun atau 7300 hari dengan susut usia normal 0,0137% per-hari. Dalam studi ini, memprediksi usia pakai transformator dari faktor kenaikan pembebanan ditahun mendatang pada PT. PLN UP3 Jayapura penyulang Anggrek dengan menggunakan metode regresi linear. Data pembebanan yang digunakan adalah transformator distribusi 100 kVA dan transformator distribusi 160 kVA dari tahun 2019-2020. Berdasarkan hasil perhitungan memperlihatkan bahwa prediksi usia transformator distribusi 100 kVA pada 5 tahun mendatang ialah 2 tahun 2 bulan dan transformator distribusi 160 kVA pada 5 tahun mendatang ialah 8 tahun 5 bulan. Berdasarkan studi, didapatkan bahwa transformator distribusi yang beroperasi di PT. PLN UP3 Jayapura setiap tahunnya akan mengalami kenaikan beban, maka semakin cepat pula usia pakai dari transformator distribusi. Hal tersebut dikarenakan panas yang timbul akibat pembebanan dari suatu transformator distribusi. Dengan memprediksi pembebanan dan usia pakai transformator di masa mendatang, maka dapat dilakukan pencegahan terjadinya kerusakan pada transformator distribusi.

Kata Kunci : *Transformator Distribusi, Pembebanan, Suhu, Usia Pakai Transformator Distribusi.*

ABSTRACT

The need of electricity continues to increase every year. In the distribution of electrical power, a distribution transformer is needed that can work optimally according to the standard and the expected time period. So that the performance of the distribution transformer is always optimal, attention must be paid to the loading. According to IEC 354, the transformer is loaded stable 100% at its rated power with a temperature condition of about 20°C and the winding temperature reaches 98°C, the transformer life will reach 20 years or 7300 days with a normal life loss of 0.0137% per day. In this study, predicting the life of the transformer from the load increase factor in the coming year at PT. PLN UP3 Jayapura Anggrek feeder using linear regression method. The loading data used are 100 kVA distribution transformer and 160 kVA distribution transformer from 2019-2020. Based on the calculation results show that the predicted age of the 100 kVA distribution transformer in the next 5 years is 2 years 2 months and the 160 kVA distribution transformer in the next 5 years is 8 years 5 months. Based on the study, it was found that the distribution transformer operating in PT. PLN UP3 Jayapura every year will experience an increase in load, so the faster of the distribution transformer lifetime will be. This is due to the heat that arises following by the loading of a distribution transformer. By predicting the load and service life of the transformer in the future, there things can be taken to prevent damage of the distribution transformer.

Keywords : *Distribution Transformer, Loading, Temperature, Transformer Lifetime.*

I. PENDAHULUAN

Transformator merupakan pusat dari sistem transmisi dan distribusi. Maka dari itu transformator diharapkan bisa beroperasi dalam kondisi terbaik. Mempertimbangkan kerja keras transformator seperti itu, maka perlu juga dijaga semaksimal mungkin. Oleh karena itu, sistem dan

peralatan yang baik dan tepat harus digunakan dalam memelihara transformator. Berdasarkan prinsip tersebut maka kondisi transformator harus selalu dipantau dan dirawat. Karena, jika kondisi pembebanan yang tidak stabil dapat mempengaruhi usia pakai dari sebuah transformator. Oleh karena itu, akan

dibahas mengenai analisis prediksi usia pakai transformator dengan metode regresi linear.

II. LANDASAN TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Mancon Sitanggang tentang studi perkiraan umur transformator distribusi dengan metode tingkat tahunan yang difokuskan terhadap umur relatif per periode changeout dalam per unit rating dasar (Ar), diperlukan data yang akurat mengenai beban harian sampai dengan beban tahunan. Hal ini dikarenakan memerlukan perhitungan titik yang mencakup seluruh periode changeout. Proses studi yang dilakukan ialah perhitungan dari perkiraan jumlah periode changeout (EL) dengan lamanya periode chargeout sebuah transformator distribusi tersebut. [5]

Palindungan Gultom, dkk. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui susut umur transformator yang beroperasi di PT. PLN (Persero) kota Pontianak feeder Raya 10 dengan memfokuskan pada data pembebanan berlebih. Pada penelitian digunakan data pembebanan transformator yang beroperasi di kota Pontianak dengan data pembebanan diatas 80% dari kapasitas transformator. [6]

Yolla Yaumul Rizki, dkk merupakan penelitian pembebanan transformator berkapasitas 2×60 MVA di Gardu Induk Garuda Sakti dengan metode pengambilan data per 3 bulan (satu periode). Pada penelitian didapatkan sisa umur transformator dengan pembebanan 62% lebih besar dibandingkan dengan pembebanan diatas 80%. Hal tersebut juga dipengaruhi oleh lamanya pemasangan transformator. [9]

2.2 Transformator

Transformator ialah peralatan listrik yang berfungsi untuk menyalurkan daya atau tenaga listrik arus bolak-balik (AC) dengan menaikan atau menurunkan tegangan berdasarkan prinsip elektromagnetik sesuai dengan kebutuhan atau keinginan kita tanpa mengubah nilai frekuensinya. Dimana perbandingan tegangan antara sisi primer dan sisi sekunder berbanding lurus dengan perbandingan jumlah lilitan dan berbanding terbalik dengan perbandingan arusnya. Transformator dapat juga digunakan sebagai gandengan impedansi antara sumber dan beban, untuk memisahkan satu rangkaian dengan rangkaian yang lain serta menghambat arus searah dengan tetap mengalirkan arus bolak-balik antar rangkaian.

Secara sederhana transformator dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu lilitan primer, lilitan sekunder dan inti besi. Lilitan primer merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian sumber energi (catu daya). Lilitan

sekunder merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian beban. Inti besi merupakan bagian transformator yang bertujuan untuk mengarahkan keseluruhan fluks magnet yang dihasilkan oleh lilitan primer agar masuk ke lilitan sekunder.



Gambar 1 Transformator Distribusi

2.2.1 Prinsip Kerja Transformator

Transformator terdiri atas dua buah lilitan, yaitu primer dan sekunder yang bersifat induktif. Kedua lilitan ini terpisah secara elektrik namun berhubungan secara magnetis melalui jalur yang memiliki reluktansi rendah. Apabila lilitan primer dihubungkan dengan sumber tegangan bolak-balik maka fluks bolak-balik akan muncul di dalam inti yang dilaminasi, karena lilitan tersebut membentuk rangkaian tertutup maka mengalirlah arus primer. Akibat adanya fluks di lilitan primer maka di lilitan primer terjadi induksi (self induction) dan terjadi pula induksi di lilitan sekunder karena pengaruh induksi dari lilitan primer atau yang biasa disebut sebagai induksi bersama yang menyebabkan timbulnya fluks magnet di lilitan sekunder, maka mengalirlah arus sekunder jika rangkaian sekunder di bebani, sehingga energi listrik dapat ditransfer keseluruhan (secara magnetisasi).

2.2.2 Tipe-tipe Transformator Distribusi

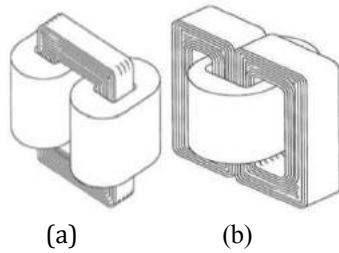
- Gardu Beton
Komponen instalasi ada dalam sebuah bangunan sipil dari batu dan beton (seperti tembok). Kontruksi bangunan gardu ini bertujuan untuk memenuhi persyaratan terbaik bagi sistem keamanan ketenagalistrikan.
- Gardu Kios
Dibangun di lokasi yang tidak memungkinkan didirikanya Gardu Beton atau Gardu tembok. Gardu kios bukan merupakan gardu permanen tetapi hanya merupakan gardu sementara, sehingga dapat mudah untuk dipindah-pindahkan. Kapasitas maksimum transformator yang terpasang adalah 400 kVA.
- Gardu Portal
Gardu tiang tipe terbuka (outdoor) dengan kontruksi ditopang oleh dua tiang atau lebih. Dudukan transformator diletakan minimal sekitar 3 meter di atas tanah. Daya maksimal pada gardu portal adalah 400 kVA.
- Gardu Cantol
Gardu tiang kontruksi luar (outdoor) namun hanya ditopang oleh satu tiang, dimana metode

pemasanganya ada yang langsung dipasang pada tiang dengan bantuan besi sebagai cantolan, atau yang menggunakan satu palang melintang. Kapasitas transformator minimal 25 kVA dan maksimal 100 kVA.

2.2.3 Konstruksi Transformator Distribusi

1. Inti Besi

Terbuat dari lempengan-lempengan baja tipis yang di klem menjadi satu untuk mengurangi panas yang diakibatkan oleh arus eddy. Berfungsi untuk mempermudah jalan fluksi magnetik yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melalui kumparan. Secara umum inti transformator terdiri dari dua tipe yaitu tipe inti (*core type*) dan tipe cangkang (*shell type*).



Gambar 2 a)Tipe Inti (b)Tipe Cangkang

2. Kumparan Transformator

Terdiri dari belitan primer dan belitan sekunder yang membentuk suatu gulungan. Bila salah satu belitan diberikan tegangan maka pada belitan tersebut akan membangkitkan fluks pada inti besi kemudian menginduksi belitan lainnya agar timbul tegangan juga.

3. Minyak Transformator

Komponen penting dalam sistem pendinginan transformator untuk menghilangkan panas akibat rugi-rugi daya transformator. Sebagai bagian dari bahan isolasi, dan Sebagai pendingin minyak transformator. Sehingga dengan kedua kemampuan ini maka minyak diharapkan akan mampu melindungi transformator dari gangguan.

4. Tangki Konservator

Berfungsi untuk menampung minyak cadangan dan uap/udara akibat pemanasan transformator karena arus beban. Diantara tangki dan transformator dipasangkan relai bucholtz yang akan meyerap gas produksi akibat kerusakan minyak.

5. Sistem Pendingin

Pada inti besi dan kumparan – kumparan akan timbul panas akibat rugi-rugi tembaga. Maka panas tersebut mengakibatkan kenaikan suhu yang berlebihan, ini akan merusak isolasi, maka untuk mengurangi kenaikan suhu yang berlebihan tersebut transformator perlu dilengkapi dengan alat atau sistem pendingin untuk menyalurkan panas keluar transformator.

6. Isolator Bushing

Pada ujung kedua lilitan transformator baik primer ataupun sekunder keluar menjadi terminal melalui isolator yang juga sebagai penyekat antar lilitan dengan body badan transformator.

7. Tap Changer

Alat perubah pembandingan transformasi untuk mendapatkan tegangan operasi sekunder yang sesuai dengan tegangan sekunder yang diinginkan dari tegangan primer yang berubah-ubah.

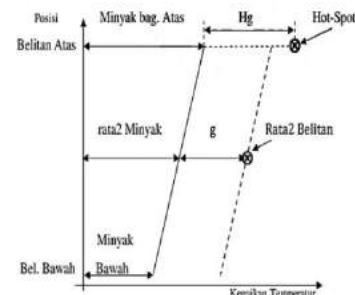
2.3 Usia Pakai Transformator

Besaran pembebanan yang diberikan terhadap transformator juga menentukan kenaikan suhu pada belitan transformator tersebut. Salah satu hal yang mempengaruhi suhu transformator distribusi adalah suhu titik panas. Suhu titik panas merupakan kondisi terpanas dari bagian transformator, yaitu terjadi pada lilitan transformator. Panas yang timbul mengakibatkan penguraian dari komponen transformator yang dapat mempercepat usia pakai transformator. Penurunan kemampuan suatu komponen pada transformator akibat panas disebut penuaan.

Tabel 1 Nilai Susut Usia Akibat Kenaikan Suhu Menurut IEC 354

Suhu Lilitan (°C)	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
Susut Usia (p.a)	0,125	0,25	0,5	1	2	4	8	16	32	64	128
Perkiraan Usia (tahun)	>20	>20	>20	20	10	5	2,5	1,25	0,625	0,5125	0,1563

Faktor penuaan atau laju perubahan usia transformator pada setiap kenaikan suhu titik panas diatas suhu normal (98 °C). Standar IEC 354 memberikan faktor beban terus menerus yang akan menghasilkan suhu hot spot 98°C dari berbagai suhu lingkungan dan untuk setiap jenis pendinginan, sehingga memungkinkan untuk menghitung kemampuan pembebanan terus menerus berdasarkan suhu sekitar. Ketika pembebanan secara terus menerus dan nantinya semakin naik mengakibatkan suhu menjadi semakin tinggi, maka terjadi penuaan isolasi yang meningkat pula. Hal ini akan menyebabkan tingginya rugi dielektrik.



Gambar 3 Diagram Temperatur Transformator

Kenaikan temperatur dapat diasumsikan dengan diagram temperatur seperti ditunjukkan gambar diatas. Kenaikan temperatur minyak bagian atas yang diukur selama pengujian kenaikan temperatur, berbeda dengan minyak yang meninggalkan lilitan. Minyak pada bagian atas merupakan campuran sebagian dari minyak yang bersirkulasi sepanjang lilitan.

2.4 Metode Regresi Linear

Perhitungan perkiraan sisa usia transformator dihitung berdasarkan metode perhitungan berfokus pada pembebanan harian dan metode perhitungan berdasarkan peramalan beban transformator menggunakan analisa regresi linear. Analisa deret waktu yang hasilnya berupa persamaan trend yang dapat digunakan untuk peramalan kedepan (*forecasting*). Analisa linear adalah hubungan yang didapat dan dinyatakan dalam bentuk persamaan matematika yang menyatakan hubungan fungsional antar variabel-variabel.

Analisa linear dianggap memiliki tingkat akurasi yang cukup tinggi dalam menganalisa suatu faktor, karena antar variabel nya dapat ditentukan. Analisa linear adalah regresi yang variabel bebasnya (variabel X) berpangkat paling tinggi satu untuk regresi sederhana, yaitu regresi linier yg hanya melibatkan dua variabel (variabel X dan Y). Dalam penelitian ini, nantinya variabel penyebab (X) adalah periode pengambilan data, sedangkan variable akibat (Y) didapat dari data pembebanan.

Berikut persamaan trend linear yang digunakan dalam prediksi beban transformator di tahun mendatang, sebagai berikut:

$$Y_t = a + b \cdot X_t \dots \dots \dots (1)$$

Ket:

- Y_t = Pembebanan pada waktu t
- X_t = Periode waktu t
- a = Konstanta
- b = Koefisien regresi

III. METODE PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian diawali dengan studi kepustakaan berdasarkan dokumen maupun literatur sesuai dengan objek yang dilakukan penelitian. Selanjutnya memerlukan data nyata lapangan. Penelitian yang dilakukan oleh penulis berfokus pada menganalisis usia pakai transformator dalam periode 5 tahun mendatang dengan menggunakan metode regresi linear. Transformator merupakan alat yang penting dalam mengendalikan tegangan agar listrik dapat disalurkan dengan baik. Data yang didapatkan akan dilakukan perhitungan secara matematis sesuai dengan langkah penelitian. Hasil perhitungan kemudian akan dianalisis sehingga mendapatkan kesimpulan dari penelitian.

3.2 Objek Penelitian

Objek penelitian ini adalah memprediksi sisa usia pakai dari transformator distribusi dalam periode 5 tahun mendatang untuk mengetahui sisa usia transformator distribusi 100 kVA dan transformator distribusi 160 kVA yang mulai beroperasi tahun 2016 di Unitup 42110 pada PT. PLN UP3 Jayapura, sehingga dapat mengantisipasi pada tahun berapa transformator distribusi tersebut harus diganti agar pemakaiannya tidak melebihi dari kapasitas yang telah ditentukan.

3.3 Data – Data Yang Di Dapat

a) Data Transformator Distribusi

Berikut adalah spesifikasi transformator ditunjukkan pada tabel 2.

Tabel 2 Spesifikasi Transformator

Spesifikasi Transformator	
Tegangan primer	20 kV
Tipe	3 fasa
Jenis Pendinginan	ONAN
Jenis Gardu	Portal
Suhu Ambient	30 °C

b) Data Pembebanan Transformator Distribusi

Berikut merupakan data pembebanan transformator distribusi yang menjadi bahan penelitian:

Tabel 3 Data Transformator 100 kVA

No.	Tahun Operasi	Periode Pengambilan Data	Beban			
			Siang		Malam	
			Daya (kVA)	Persentase (%)	Daya (kVA)	Persentase (%)
1	2019	1	49,88	49,88	57,88	57,88
2		50,24	50,24	59,4	59,4	
3		52,45	52,45	61,04	61,04	
4		53,57	53,57	61,98	61,98	
5	2020	1	55,05	55,05	64,62	64,62
6		57,23	57,23	67,11	67,11	
7		58,97	58,97	68,53	68,53	
8		61,36	61,36	69,92	69,92	

Tabel 4 Data Transformator 100 kVA

No.	Tahun Operasi	Periode Pengambilan Data	Beban			
			Siang		Malam	
			Daya (kVA)	Persentase (%)	Daya (kVA)	Persentase (%)
1	2019	1	60,05	37,53	73,45	45,91
2		66,99	41,87	76,99	48,12	
3		67,47	42,17	79,47	49,67	
4		70,99	44,37	80,99	50,62	
5	2020	1	73,89	46,18	85,89	53,68
6		76,62	47,89	82,62	51,64	
7		77,89	48,68	88,89	55,56	
8		79,60	49,75	91,60	57,25	

3.4 Teori Prediksi Beban Transformator Dengan Metode Regresi Linear

Dalam pengolahan data penelitian dengan menggunakan metode regresi linear terdapat beberapa variabel yang harus ditentukan terlebih dahulu. Dimana variabel tersebut adalah variabel penyebab dan variabel akibat. Variabel penyebab (X) adalah periode pengambilan data dari tahun yang akan diprediksi, sedangkan variabel akibat (Y) adalah didapat dari data persentase pembebanan transformator pada siang hari dan malam hari.

Variabel penyebab dan variabel akibat itu nantinya akan diolah kedalam nilai konstanta (a) dan koefisien regresi (b). Maka untuk menentukan nilai a dan b,

$$a = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2} \dots\dots\dots(2)$$

$$b = \frac{(n)(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2} \dots\dots\dots(3)$$

Umumnya analisa regresi dilakukan bersama dengan analisa korelasi (r). Korelasi merupakan ukuran kesempurnaan hubungan antara variabel nilai r 1 menunjukkan bahwa hubungan variabel X dan Y sempurna. Persamaan koefisien korelasi (r) dapat dicari menggunakan persamaan:

$$r = \frac{n(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{\{n(\sum X^2) - (\sum X)^2\} \{n(\sum Y^2) - (\sum Y)^2\}}} \dots\dots\dots(4)$$

Berikut keterangannya:

- a = Konstanta
- b = Koefisien regresi
- n = jumlah data
- ΣX = jumlah periode waktu t
- Σ = jumlah pembebanan pada waktu t
- ΣXY = jumlah periode waktu t dikali jumlah pembebanan pada waktu t

3.5 Menentukan Usia Pakai Transformator

Prediksi usia transformator pada penelitian ini hanya memfokuskan terhadap pengaruh pembebanan saja. dalam penelitian ini pola pembebanan terbagi menjadi 4 periode pengambilan data. Untuk mengetahui usia pakai transformator maka terlebih dahulu menentukan kecepatan relatif dari kenaikan suhu titik panas. Nilai relatif dari usia pemakaian didefinisikan sebagai:

$$\theta H = \text{beban transformator (\%)} \times T_{\max} \dots\dots\dots(5)$$

$$V = 2 \frac{\theta H - 98^{\circ}C}{6} \dots\dots\dots(6)$$

Berikut keterangannya:

- θH = Titik suhu panas (°C)
- Tmax = Suhu 98 (°C)
- V = Kecepatan relatif (V)

Kemudian untuk mengetahui pengurangan atau susut usia dari transformator menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Susut usia (24jam)} = (t.V_{\text{siang}}) + (t.V_{\text{malam}}) \dots\dots\dots(7)$$

Berikut keterangannya:

- t = Waktu (jam)
- Vsiang = Kecepatan relative siang hari (V)
- Vmalam = Kecepatan relative malam hari (V)

Setelah mendapatkan nilai-nilai yang dibutuhkan, maka prediksi terhadap usia pakai transformator dapat ditentukan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\text{Prediksi usia pakai pada tahun ke - n} = \frac{\text{Umur dasar} - n}{\text{Susut usia (p.u)}} \dots\dots\dots(8)$$

Berikut keterangannya:

- n = Lama transformator beroperasi (tahun)

3.6 Langkah-Langkah Penelitian

Berikut adalah langkah – langkah penelitian:



Gambar 4 Langkah-Langkah Penelitian

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Prediksi Beban Transformator Dengan Metode Regresi Linear

a) Transformator 100 kVA

- Untuk beban di siang hari:

$$a = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$a = \frac{(438,75)(60) - (20)(1113,85)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$a = \frac{(26325) - (22277)}{480 - 400}$$

$$a = \frac{4048}{80}$$

$$a = 50,6$$

$$b = \frac{(n)(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$b = \frac{(8)(1113,85) - (20)(438,75)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$b = \frac{(8910,8) - (8775)}{480 - 400}$$

$$b = \frac{135,8}{80}$$

$$b = 1,7$$

Persamaan regresi linear sesuai dengan persamaan (1) di siang hari adalah:
 $y = 50,6 + 1,7 X$

- Untuk beban di malam hari:

$$a = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$a = \frac{(510,48)(60) - (20)(1291,83)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$a = \frac{(30628,8) - (25836,6)}{480 - 400}$$

$$a = \frac{4792,2}{80}$$

$$a = 59,9$$

$$b = \frac{(n)(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$b = \frac{(8)(1291,83) - (20)(510,48)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$b = \frac{(10334,64) - (10209,6)}{480 - 400}$$

$$\frac{125,04}{80}$$

$$b = 1,56$$

Persamaan regresi linear sesuai dengan persamaan (1) di malam hari adalah:
 $y = 59,9 + 1,56 X$

Tabel 5 Hasil Prediksi Beban Transformator 100 kVA

Tahun	Prediksi Beban (%)	
	Siang Hari	Malam Hari
2021	57,4	66,14
2022	64,2	72,38
2023	71	78,62
2024	77,8	84,86
2025	84,6	91,1

Persentase beban transformator selama priode 5 tahun mendatang akan mengalami peningkatan 4,99% saat beban puncak di tiap tahunnya.

Untuk koefisien korelasinya pada pembebanan siang dan malam hari, sebagai berikut:

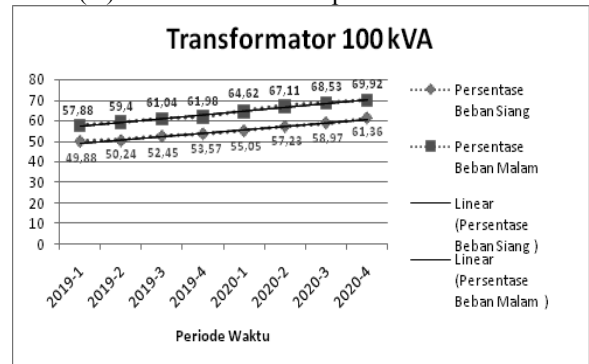
$$r_{siang} = \frac{8(2044,29) - (36)(438,75)}{\sqrt{\{8(204) - (36)^2\} \{8(24181,1) - (438,75)^2\}}}$$

$$r_{siang} = \frac{16354,32 - 15795}{\sqrt{\{336\} \{947,24\}}} = 0,991$$

$$r_{malam} = \frac{8(2372,55) - (36)(510,48)}{\sqrt{\{8(204) - (36)^2\} \{8(32710,5) - (510,48)^2\}}}$$

$$r_{malam} = \frac{18980,4 - 18377,28}{\sqrt{\{336\} \{1094,17\}}} = 0,995$$

Nilai hasil akhir tersebut menandakan bahwa, hubungan variabel penyebab (X) dengan variabel akibat (Y) adalah korelasi sempurna.



Gambar 5 Hubungan Variabel X dan Y Transformator 100 kVA

b) Transformator 160 kVA

- Untuk beban di siang hari:

$$a = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$a = \frac{(358,44)(60) - (20)(912,26)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$a = \frac{(21506,4) - (18245,6)}{480 - 400}$$

$$a = \frac{3260,8}{80}$$

$$a = 40,77$$

$$b = \frac{(n)(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$b = \frac{(8)(912,26) - (20)(358,44)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$b = \frac{(7298,08) - (7168,8)}{480 - 400}$$

$$b = \frac{129,28}{80}$$

$$b = 1,62$$

Persamaan regresi linear sesuai dengan persamaan (1) di siang hari adalah:
 $y = 40,77 + 1,62 X$

- Untuk beban di malam hari:

$$a = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$a = \frac{(412,44)(60) - (20)(1046,26)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$a = \frac{(24746,4) - (20925,2)}{480 - 400}$$

$$a = \frac{3821,2}{80}$$

$$a = 47,77$$

$$b = \frac{(n)(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{(n)(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

$$b = \frac{(8)(1046,26) - (20)(412,44)}{(8)(60) - (20)^2}$$

$$b = \frac{(8370,08) - (8248,8)}{480 - 400}$$

$$b = \frac{121,28}{80}$$

$$b = 1,52$$

Persamaan regresi linear sesuai dengan persamaan (1) di malam hari adalah:
 $y = 47,77 + 1,52 X$

Tabel 6 Hasil Prediksi Beban Transformator 160 kVA

Tahun	Prediksi Beban (%)	
	Siang Hari	Malam Hari
2021	47,25	53,85
2022	53,73	59,93
2023	60,21	66,01
2024	66,69	72,09
2025	73,17	78,17

Persentase beban transformator selama periode 5 tahun mendatang akan mengalami peningkatan 4,86% saat beban puncak tiap tahunnya.

Untuk koefisien korelasinya pada pembebanan siang dan malam hari, sebagai berikut:

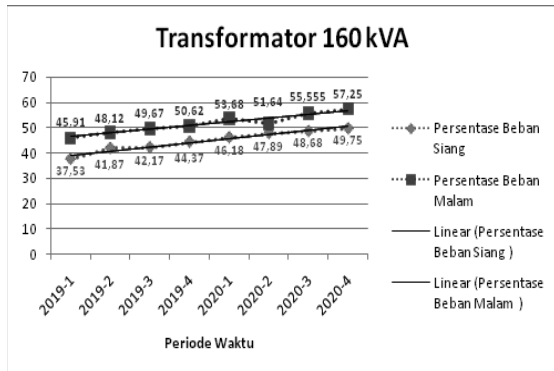
$$r_{siang} = \frac{8(1682,26) - (36)(358,44)}{\sqrt{\{8(204) - (36)^2\} \{8(16179,5) - (358,44)^2\}}}$$

$$= \frac{13458,08 - 12903,84}{\sqrt{\{336\} \{956,77\}}} = 0,978$$

$$r_{malam} = \frac{8(1918,77) - (36)(412,44)}{\sqrt{\{8(204) - (36)^2\} \{8(21364,91) - (412,44)^2\}}}$$

$$= \frac{15350,16 - 14847,84}{\sqrt{\{336\} \{812,53\}}} = 0,963$$

Nilai hasil akhir tersebut menandakan bahwa, hubungan variabel penyebab (X) dengan variabel akibat (Y) adalah sempurna, karena mendekati 1.



Gambar 6 Hubungan Variabel X dan Y Transformator 160 kVA

4.2 Perhitungan Usia Pakai Transformator

a) Transformator 100 kVA

- Siang hari
 $\theta H = \text{beban transformator } (\%) \times T_{max}$

$$\theta H = 57,4 \% \times 98$$

$$\theta H = 56,25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V = 2 \left(\frac{\theta H - 98 \text{ } ^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 2 \left(\frac{56,25 - 98 \text{ } ^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 0,008 \text{ p.u}$$

- Malam hari
 $\theta H = \text{beban transformator } (\%) \times T_{max}$

$$\theta H = 66,14 \% \times 98$$

$$\theta H = 64,82 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V = 2 \left(\frac{\theta H - 98 \text{ } ^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 2 \left(\frac{64,82 - 98 \text{ } ^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 0,022 \text{ p.u}$$

Maka, untuk prediksi perhitungan susut usia selama 24 jam ialah sebagai berikut:

Susut usia (24 jam) = (t.Vsiang) + (t.Vmalam) Susut

usia (24 jam) = (20 x 0,008) + (4 x 0,022)

Susut usia (24 jam) = 0,16 + 0,088 Susut

usia (24 jam) = 0,248 p.u

Maka persentase susut usia ialah 24,8%.

Prediksi usia pakai pada tahun ke - n = $\frac{\text{Umur dasar} - n}{\text{Susut usia (p.u)}}$

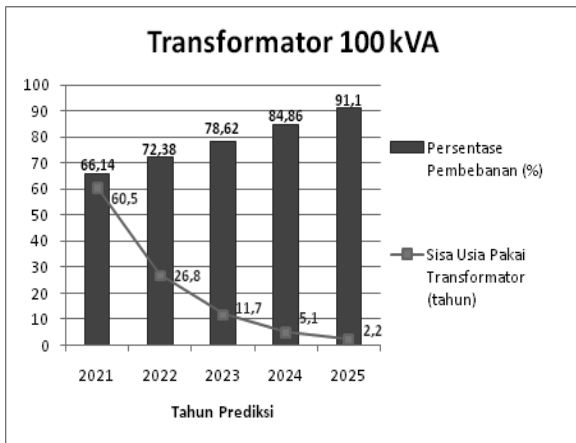
$$\text{Prediksi usia pakai pada tahun } 2021 = \frac{20 - (2021 - 2016)}{0,248 \text{ p.u}}$$

Prediksi usia pakai pada tahun 2021 = 60,48 tahun

Tabel 7 Sisa Usia Pakai Transformator 100 kVA

Tahun	Prediksi Beban (%)		θH (°C)		V (p.u)		Susut Usia (24 jam) (p.u)	Sisa Usia Pakai (tahun)
	Siang Hari	Malam Hari	Beban Siang	Beban Malam	Beban Siang	Beban Malam		
2021	57,40	66,14	56,25	64,82	0,008	0,022	0,248	60,5
2022	64,20	72,38	62,92	70,93	0,017	0,044	0,523	26,8
2023	71,00	78,62	69,58	77,05	0,038	0,089	1,106	11,7
2024	77,80	84,86	76,24	83,16	0,081	0,180	2,340	5,1
2025	84,60	91,10	82,91	89,28	0,175	0,365	4,959	2,2

Untuk transformator 100 kVA pada tahun ke 2025 prediksi pemakaian beban mencapai 91,1% yang mana melebihi dari umumnya batas pengoperasian kapasitas transformator 80% dari kapasitas rating nya. Hal tersebutlah yang mempengaruhi sisa usia pakai dari sebuah transformator pada tahun 2025 tersisa 2,2 tahun. Standard umur dasar sebuah transformator adalah 20 tahun, sedangkan pada transformator distribusi 100 kVA jika dijumlahkan dari tahun pemakaian awal hingga tahun prediksi 2025 maka jumlahnya hanya mencapai 11 tahun. Penurunan standard umur dasar pada transformator 100 kVA ini terjadi karena pemakaian beban yang melebihi dari 80% kapasitas pemakaian, yang berawal sejak tahun 2024. Penurunan standard umur dasar transformator terjadi karena pemakaian beban berlebih yang mengakibatkan suhu titik hotspot lilitan semakin naik karena bekerja melebihi batasannya. Pemakaian beban berlebih ini terjadi karena peningkatan jumlah pengguna energi listrik.



Gambar 7 Grafik Prediksi Usia Pakai Transformator 100 kVA

b) Transformator 160 kVA

- Siang hari
 $\theta H = \text{beban transformator (\%)} \times T_{\text{max}}$

$$\theta H = 47,25 \% \times 98$$

$$\theta H = 46,31 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V = 2 \left(\frac{\theta H - 98 \text{ }^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 2 \left(\frac{46,31 - 98 \text{ }^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 0,0025 \text{ p.u}$$

- Malam hari
 $\theta H = \text{beban transformator (\%)} \times T_{\text{max}}$

$$\theta H = 53,85 \% \times 98$$

$$\theta H = 52,77 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V = 2 \left(\frac{\theta H - 98 \text{ }^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 2 \left(\frac{52,77 - 98 \text{ }^\circ\text{C}}{6} \right)$$

$$V = 0,0054 \text{ p.u}$$

Maka, untuk prediksi perhitungan susut usia selama 24 jam ialah sebagai berikut:

$$\text{Susut usia (24 jam)} = (t.V_{\text{siang}}) + (t.V_{\text{malam}})$$

$$\text{Susut usia (24 jam)} = (20 \times 0,0025) + (4 \times 0,0054)$$

$$\text{Susut usia (24 jam)} = 0,05 + 0,0216$$

$$\text{Susut usia (24 jam)} = 0,072 \text{ p.u}$$

Maka persentase susut usia ialah 7,2%.

$$\text{Prediksi usia pakai pada tahun ke } - n =$$

$$\frac{\text{Umur dasar} - n}{\text{Susut usia (p.u)}}$$

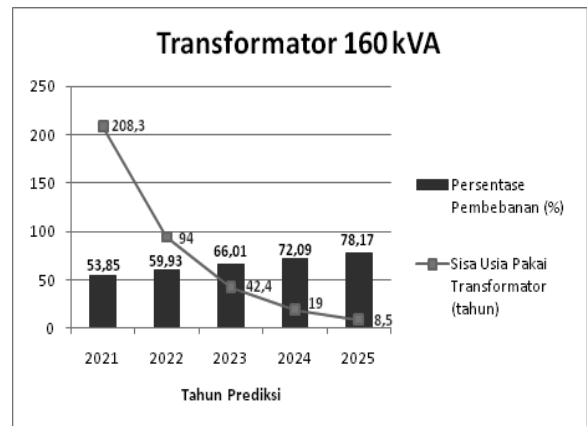
$$\text{Prediksi usia pakai pada tahun 2021} = \frac{20 - (2021 - 2016)}{0,072 \text{ p.u}}$$

$$\text{Prediksi usia pakai pada tahun 2021} = 208,3 \text{ tahun}$$

Tabel 8 Sisa Usia Pakai Transformator 100 kVA

Tahun	Prediksi Beban (%)		θH (°C)		V (p.u)		Susut Usia (24 jam) (p.u)	Sisa Usia Pakai (tahun)
	Siang Hari	Malam Hari	Beban Siang	Beban Malam	Beban Siang	Beban Malam		
2021	47,25	53,85	46,31	52,77	0,0025	0,0054	0,07	208,3
2022	53,73	59,93	52,66	58,73	0,0053	0,0107	0,15	94
2023	60,21	66,01	59,01	64,69	0,0111	0,0213	0,31	42,4
2024	66,69	72,09	65,36	70,65	0,0230	0,0424	0,63	19
2025	73,17	78,17	71,71	76,61	0,0480	0,0845	1,30	8,5

Persentase pembebanan transformator 160 kVA pada tahun ke 2025 prediksi pemakaian beban mencapai 78,17% yang mana mendekati batas pengoperasian transformator 80% dari kapasitas ratingnya. Oleh karena itu prediksi sisa usia pakai transformator 160 kVA ditahun 2025 berkisar 8,5 tahun yang mana jika dijumlahkan dari awal pemakaian hingga tahun prediksi 2025 maka jumlahnya mencapai 17 tahun, nilai tersebut mendekati umur dasar transformator yaitu 20 tahun. Dari hasil prediksi beban transformator, dapat diketahui bahwa usia pakai transformator 160 kVA dengan nomor gardu ABE 138-1 yang mulai beroperasi di tahun 2016 pada UP3 Jayapura memiliki sisa usia pakai mendekati 20 tahun, menandakan bahwa pemakaian transformator juga masih sesuai standard.



Gambar 8 Grafik Prediksi Usia Pakai Transformator 160 kVA

V. SIMPULAN

Setelah melakukan pengolahan data, perhitungan dan analisis maka dapat di ambil beberapa kesimpulan, yaitu:

- Hasil prediksi sisa usia pakai transformator 100 kVA pada tahun ke 2025 adalah 2,2 tahun dengan prediksi lama pemakaian transformator 11 tahun dengan prediksi pembebanan mencapai 91,1%.
- Hasil prediksi usia transformator 160 kVA pada tahun ke 2025 adalah 8,5 tahun dengan prediksi lama pemakaian transformator 17 tahun dengan prediksi pembebanan mencapai 78,17%.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdul Kadir. 1989. *Transformator*. Jakarta: PT Elex Media Komputindo.
- [2] HaGe. 2009. "Komponen-Komponen Transformator". <http://dunia-listrik.blogspot.com/2009/01/komponen-komponen-transformator.html>. Diakses pada 20 April 2021.
- [3] IEC-354. 1991 Loading For Oil Immersed Power Transformers, International Electronical Comission, Second Edition.
- [4] Kelompok Pembukuan Bidang Transmisi. 1997. SPLN 50 : 1997 Spesifikasi Transformator Distribusi. Jakarta: PLN.
- [5] Mancon Sitanggang. (2009). Studi Perkiraan Umur Transformator Distribusi Dengan Metode Tingkat Tahunan, Teknik Elektro. Universitas Sumatera Utara. Medan.
- [6] Parlindungan Gultom, dkk. "Studi Susut Umur Transformator Distribusi 20 kV Akibat Pembebanan Lebih Di PT.PLN (PERSERO) Kota Pontianak", Jurnal Teknik Elektro Universitas Tanjungpura, Vol. 2 No 1, Pontianak, 2017.
- [7] PLN. SPLN 17A: 1979 Pedoman Transformator Terendam Minyak. Jakarta: PLN.
- [8] Sumargo, Chr. H. 1984. *Pendahuluan Teori Kemungkinan dan Statistika*. Bandung: Penerbit ITB.
- [9] Yolla Yaumil Rizki, dkk. "Perkiraan Umur Transformator Berdasarkan Pengaruh Pembebanan Dan Temperatur Lingkungan Menggunakan Metode Trend Linear". JOM FTEKNIK, Volume 6, Edisi 2 Juli s/d Desember 2019.
- [10] Ryan Septyawan. (2018). Analisis Peramalan Kebutuhan Energi Listrik Pln Area Batam Menggunakan Metode Regresi. Teknik Elektro. Universitas Islam Indonesia. Yogyakarta.

ANALISA KEANDALAN PADA SISTEM DISTRIBUSI 20 kV

Suganda¹, Marsa Rizky Agus Prasetyo², Harlan Effendi³
Teknik Elektro S1, Fakultas Teknologi Industri, Institut Sains dan Teknologi Nasional
Jl. Moh. Kahfi II, Bumi Srengseng Indah, Jagakarsa, Jakarta Selatan 12640
E-mail : suganda@istn.ac.id, marsarizky@gmail.com, harlan@istn.ac.id

ABSTRAK

Jaringan distribusi merupakan sebuah sistem yang melakukan pengiriman dan pembagian energi listrik melalui suatu jaringan dan perlengkapannya kepada pelanggan. Dalam pendistribusian tidak bekerja secara maksimal. Hal ini dapat dilihat dari jumlah gangguan distribusi yang terjadi pada jaringan distribusi. Pada tulisan ini, menghitung keandalan suatu penyulang pada penyulang Kemilau dengan metode SAIFI dan SAIDI. Hasil dari perhitungan menggunakan metode tersebut dan teori yang dikeluarkan oleh SPLN didapatkan yaitu, $f = 0,589$ pemadaman / tahun dan $d = 0,364$ jam / tahun. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut dinyatakan handal.

Kata kunci : Jaringan distribusi, Saidi, Saifi, Sistem Distribusi 20 kV.

ABSTRACT

A distribution network is a system that delivers and distributes electrical energy through a network and its equipment to customers. Distribution does not work optimally. This can be seen from the number of distribution disruptions that occur in the distribution network. In this article, calculate the reliability of a refiner on the sheen turtle with the SAIFI and SAIDI methods. The results of calculations using such methods and the theory issued by SPLN are obtained i.e., $f = 0.589$ blackouts /years and $d = 0.364$ hours /year. Based on the results of these calculations are declared reliable.

Keywords: Distribution Network, Saidi, Saifi, Distribution System 20 kV.

I. PENDAHULUAN

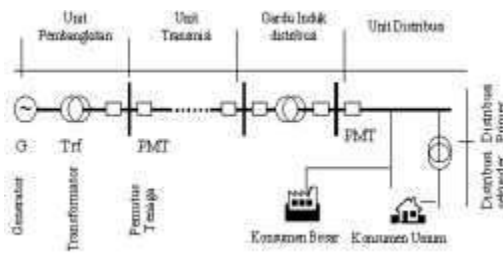
Pada saat ini energi listrik merupakan suatu faktor penunjang yang sangat penting bagi perkembangan secara menyeluruh suatu bangsa. Dari tahun ke tahun dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan pembangunan di sektor bisnis, industri, kesehatan sejalan dengan bertambahnya jumlah pemukiman baru untuk memenuhi kebutuhan masyarakat yang semakin hari semakin meningkat, sehingga sangat penting untuk meningkatkan mutu dan kualitas penyaluran daya listrik. Untuk mengetahui keandalan suatu penyulang maka ditetapkan suatu indeks keandalan yaitu besaran untuk membandingkan penampilan suatu sistem distribusi. Indeks-indeks keandalan yang sering dipakai dalam suatu sistem distribusi adalah *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*, *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*, sebagai acuan penentuan indeks yaitu berdasarkan Standar PLN yang

nantinya digunakan sebagai tolak ukur tingkat keandalan sistem distribusi.

II. LANDASAN TEORI

2.1. Penyaluran Energi Listrik

Pertambahan jumlah penduduk di Indonesia semakin hari semakin bertambah, apa lagi dengan bertambahnya pembangunan yang ada di sektor perumahan, bisnis, pendidikan, industri, transportasi dan kesehatan, maka dari itu PT. PLN (Persero) berperan sangat penting untuk menjaga keberlangsungan penyaluran daya ke pada masyarakat. Sistem distribusi harus didukung dengan adanya peralatan atau komponen yang efektif dan efisien dalam menunjang penyaluran distribusi listrik ke konsumen. Sistem Penyaluran Daya Listrik ini berawal dari pusat-pusat listrik sebagai penyuplai daya untuk di salurkan ke konsumen melalui GI yang akan di kirimkan, terlihat seperti Gambar 2.1.



Gambar 1 Penyaluran Sistem Distribusi

2.2.Persyaratan dalam Sistem Distribusi

Persyaratan yang harus di penuhi dalam Sistem Distriusi Tenaga Listrik Dalam menunjang terciptanya peningkatan kualitas, keterandalan, dan pelayanan tenaga listrik terhadap konsumen, maka dari itu diperlukan persyaratan sistem distribusi tenaga listrik yang memenuhi alasan-alasan teknis, ekonomis, dan sosial sehingga dapat memenuhi standar kualitas dari sistem pendistribusian tenaga listrik tersebut. Adapun syarat-syarat sistem distribusi tenaga listrik tersebut adalah :

2.2.1.Faktor Keterandalan Sistem

- a.Kontinuitas penyaluran tenaga listrik ke konsumen harus terjamin selama 24 jam terus-menerus. Persyaratan ini cukup berat, selain harus tersedianya tenaga listrik pada Pusat Pembangkit Tenaga Listrik dengan jumlah yang cukup besar, juga kualitas sistem distribusi tenaga listrik harus dapat diandalkan, karena digunakan secara terus-menerus.
- b.Setiap gangguan yang terjadi dengan mudah dilacak dan diisolir sehingga pemadaman tidak perlu terjadi. Untuk itu diperlukan alat-alat pengaman dan alat pemutus tegangan (*air break switch*) pada setiap wilayah beban.
- c.Sistem proteksi dan pengaman jaringan harus tetap dapat bekerja dengan baik dan cepat.

2.2.2.Faktor Pemeliharaan Sistem

- a.Kontinuitas pemeliharaan sistem perlu dijadwalkan secara berkesinam-bungan sesuai dengan perencanaan awal yang telah ditetapkan, agar kualitas sistem tetap terjaga dengan baik.
- b.Pengadaan material listrik yang dibutuhkan hendaknya sesuai dengan jenis/spesifikasi material yang dipakai, sehingga bisa dihasilkan kualitas sistem yang lebih baik dan murah.

2.2.3.Faktor Kualitas Sistem

- a.Kualitas tegangan listrik yang sampai ke titik beban harus memenuhi persyaratan minimal untuk setiap kondisi dan sifat-sifat beban. Oleh karena itu diperlukan stabilitas tegangan (*voltage regulator*) yang bekerja secara otomatis untuk menjamin kualitas tegangan sampai ke konsumen stabil.
- b.Untuk mengatasi tegangan jatuh atau tegangan drop di daerah beban yang terlalu padat diberikan beberapa *voltage regulator* untuk menstabilkan tegangan.
- c.Kualitas peralatan listrik yang terpasang pada jaringan dapat menahan tegangan lebih (*over voltage*) dalam waktu singkat.

2.2.4.Faktor Perencanaan Sistem Perencanaan

jaringan distribusi harus dirancang semaksimal mungkin, untuk perkembangan dikemudian hari. Persyaratan sistem distribusi seperti diatas hanya bisa dipenuhi bila tersedia modal (investasi) yang cukup besar, sehingga sistem bisa dilengkapi dengan peralatan-peralatan yang mempunyai kwalits tinggi. Selain pemeliharaan sistem yang berkesinambungan sesuai jadwal yang ditentukan, seringkali berakibat fatal pada sistem jaringan justru karena kelalaian dalam cara pemeliharaan yang sebenarnya, di samping peren-canaan awal yang kurang memenuhi syarat. Untuk sistem tenaga listrik yang besar (*power utility*) biaya untuk sistem distribusi bisa mencapai 50 % - 60 % investasi keseluruhan yang diperlukan untuk sistem tenaga listrik. Apalagi sistem distribusi merupakan bagian yang paling banyak mengalami gangguan-gangguan sehingga bisa mengganggu kontinuitas aliran tenaga listrik pada konsumen.

2.2.5.Faktor Keselamatan Sistem dan Publik

- a.Keselamatan penduduk dengan adanya jaringan tenaga listrik harus terjamin dengan baik. Artinya, untuk daerah padat penduduknya di perlukan rambu-rambu pengaman dan peringatan agar penduduk dapat mengetahui bahaya listrik. Selain itu untuk daerah yang sering mengalami gangguan perlu dipasang alat pengaman untuk dapat meredam gangguan tersebut secara cepat dan terpadu.
- b.Keselamatan alat dan perlengkapan jaringan yang dipakai hendaknya memiliki kualitas yang baik dan dapat meredam secara cepat bila terjadi gangguan pada sistem

jaringan. Untuk itu diperlukan jadwal pengontrolan alat dan perlengkapan jaringan secara terjadwal dengan baik dan berkesinambungan.

2.3.Konfigurasi Jaringan di Sistem Distribusi 20 kV

Secara umum konfigurasi suatu jaringan tenaga listrik hanya mempunyai tiga konsep konfigurasi yaitu jaringan radial, jaringan lingkaran (loop) dan jaringan anyam (mesh atau grid). Dalam penggunaannya di lapangan atau penerapan macam konfigurasi jaringan tersebut dapat berupa kombinasi dari ketiganya. Pemilihan macam konfigurasi Jaringan Tegangan Menengah (JTM) tergantung pada kualitas pelayanan yang di inginkan. Kualitas pelayanan mempunyai beberapa unsur antara lain keberlangsungan pelayanan, pengaturan tegangan dan tegangan kedip yang diizinkan. Konfigurasi jaringan pada suatu system distribusi dapat menentukan keandalan pelayanan. Berikut macam-macam konfigurasi jaringan pada jaringan distribusi :

2.3.1.Jaringan Radial

Sistem distribusi dengan pola Radial adalah sistem distribusi yang paling sederhana dan ekonomis. Pada sistem ini umumnya merupakan Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM), sedangkan untuk Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM) jumlahnya lebih sedikit.

2.3.2.Jaringan Lingkaran (Loop)

Pada Jaringan Tegangan Menengah Struktur Lingkaran (Loop) ini yang berawal dari suatu tempat tetapi memiliki dua penyulang, sehingga dengan demikian jika ada gangguan di salah satu penyulang pada gardu distribusi maka akan dapat di gantikan dan di isi beban oleh sumber dari penyulang gardu distribusi lain nya yang tidak terjadi gangguan sebagai cadangan.

2.3.3.Jaringan Spindel

Suatu pola kombinasi jaringan dari pola Radial dan Ring. Spindel terdiri dari beberapa penyulang (*feeder*) yang tegangannya diberikan dari Gardu Induk dan tegangan tersebut berakhir pada sebuah Gardu Hubung (GH). Pada sebuah spindel biasanya terdiri dari beberapa penyulang aktif dan sebuah penyulang cadangan (*express*) yang akan dihubungkan melalui gardu hubung. Pola Spindel biasanya digunakan pada Jaringan Tegangan Menengah (JTM) yang

menggunakan kabel tanah/Saluran Kabel Tanah Tegangan Menengah (SKTM). Namun pada pengoperasiannya, sistem Spindel berfungsi sebagai sistem Radial.

2.3.4.Jaringan Gugus (Cluster System)

Jaringan ini merupakan sistem variasi dari spindel, dimana bentuk sistem ini menyerupai sistem spindel. Tetapi sistem ini tidak mempunyai gardu hubung khusus tetapi penyulang (*feeder*) ekspres dimanfaatkan sebagai gardu hubung. Penyulang cadangan ini berfungsi bila ada gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang konsumen maka penyulang cadangan inilah yang menggantikan fungsi suplai kekonsumen.

2.4.Komponen Utama Pada Sistem Distribusi

Komponen utama pada sistem distribusi, yaitu pertama transformator merupakan suatu alat yang andal dan efisien untuk mengubah tegangan arus bolak-balik (AC) dari satu tingkat ke tingkat lainnya, pada umumnya transformator terdiri dari sebuah inti, yang terbuat dari besi berlapis dan dua buah kumparan, yaitu kumparan primer dan kumparan sekunder. Rasio perubahan tegangan tergantung dari rasio jumlah lilitan pada kedua kumparan itu, biasanya kumparan dari rasio jumlah lilitan pada kedua kumparan tersebut terbuat dari kawat tembaga yang di belitkan, dalam bidang teknik listrik pemakaian transformator dikelompokkan menjadi:

a.Transformator daya, yaitu transformator yang biasa digunakan untuk menaikkan tegangan pembangkit menjadi tegangan transmisi.

a.Transformator distribusi, yaitu transformator yang digunakan untuk menurunkan tegangan transmisi menjadi tegangan distribusi.

c.Transformator pengukuran, yaitu transformator yang terdiri dari transformator arus dan transformator tegangan.

Kedua adalah penghantar adalah suatu benda yang berbentuk logam ataupun non logam yang bersifat konduktor atau dapat menghantarkan arus listrik dari satu titik ke titik lain nya.penghantar untuk kabel biasanya terbuat dari tembaga dan almunium,untuk pengantar ini sendiri terbagi menjadi dua, yaitu :

a.Penghantar Saluran Udara

Jenis penghantar dengan penghantar kawat telanjang yang melayang di udara dan ditopang dengan menggunakan tiang-tiang.

Jenis penghantar saluran udara yang umum digunakan ialah AAAC (*All Aluminium Alloy Conductors*), AAC (*All Aluminium Conductors*), ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced Conductors*). Jenis penghantar ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced Conductors*) tidak secara luas dipergunakan sebagai penghantar Saluran Udara Tegangan Menengah.

b. Penghantar Saluran Kabel Bawah Tanah
Jenis penghantar dengan penghantar kawat yang diselubungi oleh pvc dan penempatannya dibawah tanah yaitu menggunakan jenis penghantar XLPE (*X Cross Linked Poly Ethylene*). Kabel yang ditanam langsung di tanah pada kedalaman tertentu dan diberi pelindung terhadap pengaruh mekanis dari luar, penghantar tanah ini memiliki isolasi yang mampu menahan tegangan tembus yang di timbulkan.

Ketiga Pemisah Tenaga (PMS) berfungsi sebagai saklar yang membuka dan menutup aliran listrik 20 kV tanpa ada beban, karena kontak penghubung tidak di lengkapi dengan alat peredam busbar api.

Keempat Circuit Breaker (CB) atau Pemutus Tenaga (PMT) merupakan peralatan listrik atau saklar (*switching*) mekanis, yang mampu menutup, mengalirkan dan memutus arus beban dalam kondisi normal serta mampu menutup, mengalirkan (dalam periode waktu tertentu) dan memutus arus beban dalam kondisi abnormal/gangguan seperti kondisi hubung singkat (*short circuit*). Fungsi utamanya adalah sebagai alat pembuka atau penutup suatu rangkaian listrik dalam kondisi berbeban, serta mampu membuka atau menutup saat terjadi arus gangguan (hubung singkat) pada jaringan atau peralatan lain.

Kelima Gardu Distribusi (GD) merupakan bangunan gardu listrik yang terdiri dari instalasi Perlengkapan Hubung Bagi Tegangan Menengah (PHB-TM), Transformator Distribusi (TD) dan Perlengkapan Hubung Bagi Tegangan Rendah (PHB-TR) untuk memasok kebutuhan tenaga listrik bagi para

pelanggan baik pelanggan Tegangan Menengah (TM 20 kV) maupun Tegangan Rendah (TR 220/380 V).

Keenam Gardu Hubung (GH) atau *Switching Substation* adalah gardu yang berfungsi sebagai sarana manuver pengendalian beban listrik jika terjadi gangguan aliran listrik, program pelaksanaan pemeliharaan atau untuk mempertahankan kontinuitas pelayanan. Isi Gardu Hubung terdiri dari rangkaian saklar beban (*Load Break Switch*), pemutus tenaga yang terhubung paralel, sarana pemutus beban pelanggan khusus Tegangan Menengah dan dilengkapi dengan dilengkapi RTU (*Remote Terminal Unit*). Gardu Hubung, namun terpisah dengan ruang Gardu Distribusi.

III. METODELOGI PENELITIAN

3.1. Keandalan Jaringan

Pada sistem distribusi itu sendiri harus di dukung oleh komponen-komponen yang handal dalam pengoperasiannya, ada beberapa komponen yang terdapat pada sistem distribusi, Pada jaringan tegangan menengah terdapat beberapa komponen yang membantu proses penyaluran tenaga listrik ke pelanggan seperti gardu distribusi, di dalam Gardu Distribusi terdapat transformator step down yang menurunkan tegangan kirim dari Gardu Induk. Ada dua indeks keandalan yang paling sering di gunakan dalam sistem tenaga listrik yaitu:

a. Indeks frekuensi pemadaman rata rata (SAIFI)

b. Indeks lama pemadaman rata rata (SAIDI)
Indeks keandalan dapat juga di hitung berdasarkan jumlah komponen yang sama dengan cara tertentu, sebuah keluar rata-rata per komponen per tahun pelayanan. Nilai ini diperoleh dari laporan gangguan yang diharapkan setiap komponen dan juga dapat disesuaikan dengan angka-angka kegagalan komponennya. Laporan ini perlu dalam rangka pencegahan dan program penggantian komponen.

Selain kegagalan pada komponen, ada juga faktor kegagalan yang di sebabkan dari faktor lain di antaranya adalah dari faktor manusia, hewan, cuaca / alam dan kegagalan karna kompoen, faktor-faktor ini lah yang membuat atau penyebab dari gangguan pemadaman yang terjadi pada sistem pendistribusian listrik ke pelanggan.

3.2.Sistem Jaringan Distribusi

Berikut ini beberapa definisi dasar yang sering digunakan dalam membuat laporan maupun dalam menganalisa pemadaman dari sistem distribusi tenaga listrik dengan berbagai fasilitasnya, yaitu:

1.Pemadaman (*Interruption of Supply*) yaitu terhentinya pelayanan pada satu atau lebih pelanggan, akibat dari satu atau lebih komponen mendapatkan gangguan.

2.Lama Pemadaman (*Interruption Duration*) yaitu waktu dari saat permulaan terjadinya pemadaman sampai saat menyala lagi. Adapun yang dianggap pemadaman adalah pemadaman sebagai akibat kegagalan menetap baik yang darurat maupun yang terencana.

3.Keluar (*Outtage*) yaitu keadaan dimana suatu komponen tidak dapat berfungsi sebagaimana mestinya, komponen tidak berfungsi dapat atau tidak dapat menyebabkan pemadaman, hal ini tergantung konfigurasi sistem.

3.Kegagalan Parsial (*Partial Failure*) yaitu kegagalan parsial menggambarkan kondisi sebuah komponen yang bekerjanya tidak sama dengan kapasitas kemampuan semestinya, tetapi tidak berarti tidak bisa bekerja sama sekali.

4.Kegagalan Total (*Complete Failure*) yaitu kegagalan total menggambarkan kondisi sebuah komponen yang sama sekali tidak bisa bekerja.

5.Keluar Paksa Transient (*Transient Forced Outage*) yaitu keluar yang penyebabnya bisa hilang dengan sendirinya, sehingga alat atau komponen yang gagal bisa berfungsi normal kembali, bisa secara atau pelepas diganti. Contoh keluar darurat transien ialah sambaran petir yang tidak menyebabkan alat atau komponen mengalami kerusakan.

6.Lama Keluar Paksa Transient (*Transient Forced Outage Duration*) yaitu Waktu yang diperlukan dari saat permulaan komponen mengalami keluar komponen mendapat perbaikan.

14.Indeks Frekuensi Pemadaman Pelanggan (*Customer interruption Index*) yaitu jumlah pemadaman rata-rata yang didasarkan pada pengalaman per pelanggan per satuan waktu,dapat dihitung dengan membagi jumlah yang mengalami

7.Pemadaman Paksa (*Forced Interruption*) yaitu pemadaman yang disebabkan oleh keluar darurat.

8.Pemadaman Terencana (*Schedule Interruption*) yaitu pemadaman yang disebabkan oleh keluar terencana.

9.Lama Keluar Terencana (*Schedule Outage Duration*) yaitu waktu yang diperlukan untuk perawatan dan pemeliharaan yang telah direncanakan.

10.Pemadaman Sejenak (*Momentary Interruption*) yaitu pemadaman yang waktunya terbatas, diperlukan hanya untuk mengembalikan supply dengan cara otomatis dengan cara pengaturan jarak jauh atau dengan cara manual yang langsung dikerjakan oleh operator yang sudah siap ditempat pemadaman ini biasanya memerlukan waktu tidak lebih dari 5 menit.

11.Pemadaman Temporer (*Temporary Interruption*) yaitu pemadaman yang waktunya terbatas, diperlukan hanya untuk mengembalikan supply dengan cara manual yang langsung dikerjakan oleh operator yang tidak siap ditempat. Pemadaman ini biasanya memerlukan waktu 1-2 jam.

12.Pemadaman bertahan (*temporary interruption*) yaitu pemadaman yang bukan pemadaman sejenak dan bukan pemadaman temporer. Sampai saat ini belum ada suatu cara membuat laporan standard yang luas di pakai untuk membuat laporan keluaran (*Outage*). Setiap perusahaan (yang mengelola listrik) mempunyai standar sendiri-sendiri untuk setiap jenis pelanggan dan mempunyai metode sendiri dalam menyelesaikan laporan keluar (*outage*) dan juga dalam mengumpulkan data statistiknya.

13.Indeks Frekuensi Pemadaman Sistem (*System Interruption Index*) yaitu jumlah rata-rata pemadaman perpelanggan persatuan waktu. Ini dapat dihitung dari jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman dalam satu tahun dibagi dengan jumlah pelanggan yang dilayani. pemadaman yang diamati dalam satu tahun dengan jumlah pelanggan yang dilayani.

15.Indeks Pemadaman Beban (*Load Interruption Index*) yaitu pemadaman beban tersambung rata-rata per beban tersambung yang dilayani

15. Indeks Lama Pemadaman Rata-rata Pelanggan (*Coustemer Interruption Duration*) yaitu umlah lamanya pemadaman yang dialami oleh pelanggan dalam satu tahun dibagi dengan jumlah pelanggan yang dilayani.

Pada umumnya terdapat beberapa perbedaan tingkat kegagalan yang di prakirakan dan tingkat kegagalan dari hasil pengamatan, hal ini disebabkan oleh beberapa faktor, yaitu:

1. Definisi kegagalan,
2. Lingkungan sebenarnya dibandingkan lingkungan yang di prakirakan.,
3. Keterampilan dalam pemeliharaan, peralatan pengujian dan petugas khusus,
4. Komposisi komponen dan tingkat kegagalan yang dipakai dalam memperbaiki,
5. Proses pembuatan komponen termasuk inspeksi dan kendali mutu.
6. Distribusi waktu terhadap kegagalan,
7. Komponen yang bebas dari kegagalan.

Terkait dengan pelanggan dipergunakan indeks keandalan yaitu SAIFI (*System Average Interruptions Durations Index*), indeks SAIFI dan SAIDI tersebut memberikan deskripsi pemadaman rata-rata terhadap keseluruhan pelanggan. SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) dan SAIDI (*System Average Interruptions Durations Index*) Tingkat kontinuitas pelayanan dari sarana penyalur berdasarkan upaya memulihkan kembali pensuplai setelah mengalami pemadaman gangguan, tingkatan-tingkatan tersebut dapat dilihat pada Table 3.1 berikut:

Tabel 3.1. Tingkat Kontinuitas Pelayanan dari Sarana Penyalur Disusun Berdasarkan Lamanya Upaya Mengalami Gangguan.

No	Tingkat	Keterangan
1	Tingkat 1	Dimungkinkan padam berjam-jam yaitu waktu yang diperlukan untuk mencari dan memperbaiki bagian yang rusak karena gangguan.
2	Tingkat 2	Padam beberapa jam yaitu waktu diperlukan untuk mengirim petugas kelapangan untuk kelokalisasi gangguan dan melakukan manipulasi pencatutan jaringan guna dapat dihidupkan
3	Tingkat 3	Padam beberapa menit, manipulasi oleh petugas yang siap siaga di gardu atau melakukan deteksi/pengukuran dan pelaksanaan manipulasi jarak jauh.
4	Tingkat 4	Padam beberapa detik, pengaman dan manipulasi secara otomatis.
5	Tingkat 5	Tanpa padam, dilengkapi instalasi cadangan terpisah dan dengan otomatis penuh. Tingkat keandalan dapat dianggap memadai, bila tidak ada biaya tambahan pemadaman yang melebihi biaya yang timbul akibat pemadaman tersebut terhadap para pelanggan. Jadi tingkat keandalan yang memadai dari pelanggan secara perspektif dapat didefinisikan sebagai tingkat keandalan yang bila jumlah biaya untuk investasi ditambah biaya dari pemadaman akan minimum.

Dalam keberlangsungan penyaluran sistem distribusi terdapat pemeriksaan jalur penyaluran yang dilakukan, berikut daftar pemeriksaanya pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2. Checklist Pemeriksaan Teknis Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM)

No	Parameter Pemeriksaan	Suatu	Hasil Pemeriksaan
1.	Pemeriksaan Dokumen		
	a. Spesifikasi Teknik Kabel		
	b. Garis sagulo line diagram		
	c. Garis sagulo jaringan dengan sistem pemadaman		
	d. Hasil uji tarik kabel dan sertifikat produk		
2.	Pemeriksaan Kelemahan Insulasi		
	a. Kontrolasi		
	b. Sistem pemeliharaan		
3.	Pemeriksaan Visual		
	a. Terpapar kabel		
	b. Perlongkapan K2		
	c. Perbaikan peralatan		
	d. Tanda jaker kabel		
	e. Tanda jeringan kabel		
4.	Kontrol Hasil Uji Kelelahan		
	a. Pengukuran taburan isolasi		
	b. Penanaman kabel tanah		
	c. Awaning kabel		
	d. Sertifikat pengalasan pelaksanaan pekerjaan awaning		

3.3 Indeks Frekuensi Pemadaman Rata-Rata (SAIFI)

Indeks frekuensi pemadaman rata-rata merupakan indeks yang menyatakan banyaknya gangguan yang terjadi dalam selang waktu tertentu berdasarkan peralatan dari suatu sistem secara keseluruhan. Indeks keandalan ini dapat juga dihitung dari angka keluar komponen yang menyebabkan pemadaman, berdasarkan rumus :

$$f_{tahun} = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i \text{ pemadaman/tahun} \dots\dots (3.1)$$

Dengan:

f = Indeks frekuensi pemadaman rata-rata

C_i = jumlah perunit yang padam

X_i = panjang penyulang (km) atau jumlah unit komponen (pu)

λ_i = angka keluar komponen yang menyebabkan pemadaman (indeks dari komponen)

n = banyak nya komponen yang keluar

Tabel.3.3.Perkiraan Angka Keluar Komponen Sistem Distribusi

KOMPONEN	ANGKA KELUAR (λ)
Saluran kabel	0,2 km/tahun
Kabel bawah tanah	0,07 km/tahun
Pemutus Tenaga (PMT)	0,004 km/tahun
Saklar beban (LBS)	0,003 unit/tahun
Saklar pisah (PMS)	0,003 unit/tahun
Penutup balik (recloser)	0,005 unit/tahun

Penyambungan kabel (terminal)	0,001 unit/tahun
Trafo distribusi	0,005 unit/tahun
Pelindung jaringan (FCO)	0,005 unit/tahun
Rel Tegangan Rendah	0,001 unit/tahun

SPLN 59 : 1985 Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV

Selain menghitung indeks frekuensi pemadaman rata-rata dengan menggunakan angka keluar komponen, SAIFI juga bisa dihitung berdasarkan pemadaman penyulang yang terjadi di lapangan dengan rumus sebagai berikut :

$$f = \frac{(\text{frekuensi padam}) \cdot (\text{pelanggan padam})}{\text{jumlah pelanggan}}$$

$$f = \frac{\sum_{i=1}^m C_i}{N} \text{ pemadaman/tahun pelanggan} \dots\dots (3.2)$$

Dengan :

f = Indeks frekuensi pemadaman rata-rata

m = jumlah pemadaman dalam satu tahun

C_i = jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman

N = jumlah pelanggan yang di layani dalam satu penyulang

3.4. Indeks Lama Pemadaman Rata-Rata(SAIDI)

Indeks keandalan ini dapat di hitung dari angka keluar komponen yang menyebabkan pemadaman dan waktu pemulihan pelayanan dengan rumus Indeks lama pemadaman rata-rata merupakan suatu indeks yang menyatakan lamanya gangguan yang terjadi dalam selang waktu tertentu (1 tahun) berdasarkan peralatan dari suatu sistem secara keseluruhan. Indeks keandalan ini dapat juga dihitung dari angka keluar komponen yang menyebabkan pemadaman dan waktu pemulihan pelayanan, berdasarkan rumus sebagai berikut:

$$d = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i (\sum_{j=1}^m C_{ij} t_{ij}) \text{ jam/tahun} \dots\dots 3.3$$

Dengan

n = jumlah komponen yang keluar

X_i = panjang penyulang (km) atau jumlah unit komponen (pu)

m = jumlah dari fungsi kerja yang mengalami pemadaman selama operasi kerja

C_{ij} = pelanggan per unit yang mengalami emadam selam operasi kerja

t_{ij} = waktu yang diperlukan selama operasi kerja pemulihan pelayanan

λ_i = angka keluar komponen yang menyebabkan pemadaman (indeks dari komponen)

Untuk mengetahui nilai SAIDI dari angka keluaran komponen di butuhkan waktu yang di perlukan selama beroperasi kerja pemulihan pelayanan saat terjadi pemadaman dapat di ketahui dan selain itu SAIDI dapat menghitung indeks lama pemadaman rata rata dengan menggunakan angka keluar komponen, SAIDI juga bisa di hitung berdasarkan pemadaman penyulang yang terjadi di lapangan dengan rumus pada Tabel 3.4 sebagai berikut :

Tabel 3.4.Waktu Opreasi Kerja dan Pemulihan Palayanan

	OPERASI KERJA	WAKTU (JAM)
A1	Menerima panggilan adanya pemadaman dan waktu yang dibutuhkan untuk perjalanan ke GI	0,5
A2	Menerima panggilan adanya pemadaman dan waktu yang dibutuhkan untuk perjalanan ke PBO	0,1
B	Waktu yang dibutuhkan untuk sampai dari satu gardu ke gardu berikutnya	0,16
C	Waktu yang dibutuhkan untuk memeriksa indikator gangguan (pada konfigurasi optika)	0,083
D	Waktu yang dibutuhkan untuk menuliskan pesan PMT atau PBO	0,25
E	Waktu yang dibutuhkan untuk membuka/menutupi saklar beban atau saklar pisah	0,15
F	Waktu yang diperlukan untuk memperbaiki karat saluran udara	5
G	Waktu yang diperlukan untuk mencari lokasi gangguan pada kabel bawah tanah	5
H	waktu yang diperlukan untuk memperbaiki kabel bawah tanah	10
I	Waktu yang diperlukan untuk memperbaiki/mengganti PMT, PBO, Saklar pisah	10
J	Waktu yang diperlukan untuk mengganti penyangga kabel (walaupun)	15
K	Waktu yang diperlukan untuk mengganti trafo distribusi	10
L	Waktu yang diperlukan untuk mengganti pelindung jaringan	10
M	Waktu yang dibutuhkan untuk mengganti/ memperbaiki rel tegangan rendah	10

SPLN 59 : 1985 Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV

Selain menghitung indeks lama pemadaman rata rata dengan menggunakan angka keluar komponen SAIDI juga bisa di hitung berdasarkan pemadaman penyulang yang terjadi di lapangan dengan rumus sebagai berikut :

$$d = \frac{(jam\ padam) \cdot (pelanggan\ padam)}{(pelanggan\ pelanggan)}$$

Atau

$$d = \frac{\sum_{i=1}^m C_i t_i}{N} \text{ jam/ tahun/pelanggan -----3.4}$$

Dengan :

d = indeks durasi pemadaman rata rata

m = jumlah pemadaman dalam satu tahun

C_i = jumlah konsumen yang mengalami pemadaman

t_i = lamanya setiap pemadaman

N = jumlah konsumen yang di layani

VI. PERHITUNGAN DAN ANALISA

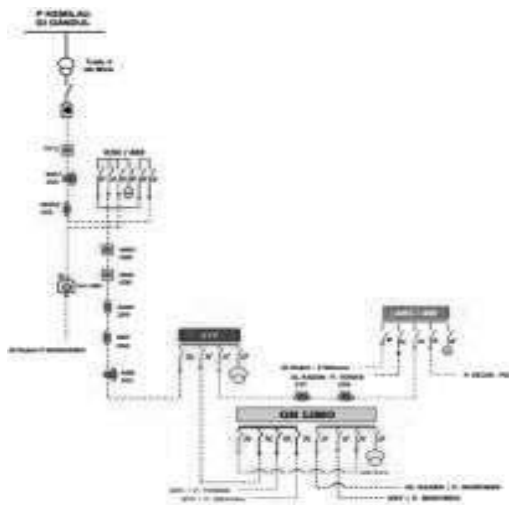
4.1. Data Penyulang

Penyulang merupakan jaringan tenaga listrik yang berfungsi menyalurkan tenaga listrik dengan tegangan 20 kV dari Gardu Induk menuju Gardu Distribusi. Selanjutnya di Gardu Distribusi tegangan diturunkan menggunakan transformator menjadi 380/220 Volt, untuk disalurkan kepada pelanggan kecil. Selain pelanggan kecil terdapat juga pelanggan besar yang membutuhkan tegangan 20 kV langsung disalurkan dari Gardu Induk. Pada Gardu Induk 150 kV Gandul terdapat 4 buah transformator yang menyalurkan tenaga listrik ke sebagian daerah di Depok. Trafo I menampung 1 penyulang, Trafo II menampung 1 penyulang dan Trafo III menampung 2 Penyulang dan Trafo IV menampung 1 Penyulang, perpenyulang mampu menyalurkan tenaga listrik sekelurahan bahkan sampai sekecamatan tergantung faktor di daerahnya. Gardu Induk GI Gandul itu sendiri menangani 5 penyulang, yaitu P. Pelangi, P. Nona, P. Indah, P. Harmonis dan P. Kemilau.

Penelitian ini dilakukan pada salah satu penyulang yang ada di GI Gandul, yaitu pada penyulang Kemilau. Penyulang ini sendiri menyalurkan tenaga listrik ke Wilayah Depok di daerah Limo, Meruyung, Rangkapan jaya dimana daerah tersebut padat penduduk ditambah lagi dengan adanya perkantoran, perindustrian dan perumahan.

4.2. Single Line Diagram

Penyulang Kemilau memiliki daya sebesar 60 MVA dari GI Gandul untuk menyalurkan listrik ke konsumen. Pada penyulang ini di awali dari PMT sebagai pengaman jika ada terjadi gangguan sehingga tidak mengganggu peralatan listrik yang sedang beroperasi, seperti terlihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1. Single Line Diagram Penyulang Kemilau

4.2.1. Jumlah Konsumen Per gardu pada Penyulang Kemilau

Penyulang Kemilau mensuplai daya ke sejumlah pelanggan di wilayah kota Depok, terdapat pelanggan prabayar maupun pelanggan pascabayar pada Tabel 4.1. Berikut adalah data jumlah pelanggan per trafo.

Tabel 4.1. Data Jumlah Pelanggan Trafo

No	Nama trafo	Jumlah Pelanggan	Daya kVA trafo
1	DRQ	1	250
2	BWT	230	250
3	MRCS	1	250
4	MRY	2453	630
5	MAL	1138	630
6	SAM	520	250
7	RBV	2043	250
8	ARB	801	315
9	STT	62	250
10	STR	559	250
	Total	7.808	3.325

Dari total 10 nama gardu pada Tabel 4.1 dibagi menjadi 3 jenis, yaitu gardu tembok dengan jumlah pelanggan 3.592, gardu compac dengan jumlah pelanggan 1.031 dan gardu portal melayani pelanggan sebanyak 3.185 dari total ke 3 jenis gardu ini sebanyak 7.808 pelanggan yang dilayani. Selain jumlah pelanggan dalam penyulang Kemilau, terdapat komponen yang ada di dalam nya, di lihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Komponen Penyulang Kemilau

No	Nama Komponen	Jumlah
1	Pemutus Tenaga (PMT)	1
2	SKTM	6,989 kms
3	Saklar Beban (LBS)	15
4	Saklar Pemisah (PMS)	15
5	Trafo	10
6	Rel TR	10

4.2.2. Data Gangguan Pada Penyulang Kemilau

Penelitian ini ditinjau dari data gangguan yang terjadi selama kurun waktu satu tahun belakangan ditahun 2019. Data gangguan ini berasal dari gangguan penyulang dan gangguan PMT. Sumber data diambil dari PLN UP3 Depok. Dari data yang telah di peroleh maka dapat di ketahui gangguan pada Tabel 4.3 sebagai berikut.

Tabel 4.3. Data Gangguan Penyulang Kemilau

No	Tanggal	Jam Padam	Jam Nyala	Lama Padam	Jumlah Pelanggan Padam	Gangguan
1	18 Jan 2019	19:56	20:32	0,76	1204	Terputusnya saluran kabel, karna penggalan saluran
2	12 Jun 2019	22:40	23:39	0,99	833	Terputusnya sambungan kabel, karena penanganan manusia
3	24 Jul 2019	23:39	23:59	0,20	340	Belum di temukan
4	13 Ags 2019	19:38	21:07	1,69	260	Terputusnya sambungan kabel, karena penanganan manusia
5	2 Sep 2019	04:30	05:44	1,14	522	SKTM lepas dari isolator

4.3. Total lama pemadaman yang dialami penyulang Kemilau yaitu 4,78 jam, dan di dapati gangguan yang mendonimasi adalah dari faktor kegagalan pada komponen dan manusia.

4.3. Perhitungan Indeks Keandalan

Keandalan merupakan sistem tenaga listrik umumnya dinyatakan dalam indeks dari suatu besaran yang menyatakan penampilan sistem tenaga listrik. Indeks keandalan digunakan dalam sistem tenaga listrik adalah indeks frekuensi pemadaman rata-rata (f) dan indeks lama pemadaman rata-rata (d).

4.3.1. Perhitungan Indeks Keandalan

Berdasarkan Komponen dengan SAIFI dari data pada tabel 4.2 dapat dihitung indeks frekuensi pemadaman yang disebabkan oleh kegagalan komponen berdasarkan persamaan (3.2), yaitu:

$f = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i$ pemadaman / tahun
Berdasarkan rumus diatas didapatkan hasil perhitungan sebagai berikut:
 $f = 1 \times 0,004 \times 1 = 0,004$ pemadaman / tahun

Tabel 4.4.Perhitungan Indeks Frekuensi Pemadaman Rata-Rata

No	Jenis Komponen	Jumlah x_i	Angka Keluar λ_i	Pu sistem yang keluar c_i	Frekuensi Pemadaman f_i
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)=(c)x(d)x(c)
1	Pemutus	1	0,004	1	0,004
2	SKTM	6,989 kms	0,07	1	0,489
3	Saklar Beban	15	0,003	1	0,045
4	Saklar Pemisah	15	0,003	1	0,045
5	Trafo	10	0,005	1/10	0,005
6	Rel Trafo	10	0,001	1/10	0,001
Jumlah					0,589

Dengan itu maka didapat jumlah frekuensi pemadaman yang ada pada Tabel 4.4, sehingga di dapatkan nilai indeks frekuensi pemadaman rata-rata yaitu $f = 0,589$.

4.3.2.Perhitungan indeks Keandalan Berdasarkan Komponen dengan SAIDI

Untuk dapat memahami nilai lama pemadaman berdasarkan komponen dapat di pahami dengan menggunakan persamaan (3.3) untuk menghitung nilai lama pemadaman nya.

$d = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i (\sum_{j=1}^m C_{ij} t_{ij})$ jam/tahun ..3.3

Setelah menjumlahkan nilai lama pemadaman pada tabel 4.5, didapatkan nilai indeks lama pemadaman rata-rata yaitu $d = 10,15843$ jam/tahun.

Berdasarkan rumus diatas maka dapat dilihat tabel 4.5

$d = 0,004 \times 0,5 = 0,002$ jam / tahun

Tabel 4.5. Perhitungan Indeks Lama Pemadaman Rata-Rata

No	Jenis Komponen	Frekuensi pemadaman f_i	Waktu t_i	Lama pemadaman d
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)=(c)x(d)
1	Pemutus	0,004	A=0,5 I=10	0,002 0,04
2	SKTM	0,489	A=0,5 F=5 G=15	0,244 2,445 7,335
3	Saklar Beban	0,003	E=0,15	0,00045
4	Saklar Pemisah	0,003	A=0,5 B=0,16 I=10	0,0015 0,00048 0,03
5	Trafo	0,005	K=10	0,05
6	Rel Trafo	0,001	M=10	0,01
Jumlah				10,15843

4.3.3.Perhitungan Indeks Keandalan Berdasarkan Pelanggan

Indeks keandalan berdasarkan pelanggan dapat dihitung apabila terdapat data gangguan pada sisi penyulang. Dari Tabel 4.3 didapat data gangguan sehingga indeks frekuensi pemadaman rata-rata dan lama pemadaman rata-rata berdasarkan pelanggan yang dilayani dapat dihitung berdasarkan persamaan (3.3 dan 3.5) sebagai berikut :
Tabel 4.6. Perhitungan Indeks Frekuensi Pemadaman Rata-Rata dan Indeks Lama Pemadaman Rata-rata

No	Tanggal	Jam Padam	Jam Nyala	Lama Padam	Jumlah Pelanggan Padam	(Lama Padam) x (Pelanggan Padam)
1	18 Jan 2019	19:56	20:32	0,76	1204	915,04
2	12 Jun 2019	22:40	23:39	0,99	833	824,67
3	24 Jul 2019	23:39	23:59	0,20	340	68
4	13 Ags 2019	19:38	21:07	1,69	260	439,4
5	2 Sep 2019	04:30	05:44	1,14	522	595,08
Jumlah					3159	2842,19

Dari Tabel 4.6 perhitungan indeks frekuensi pemadaman rata-rata dan lama pemadaman rata-rata berdasarkan kondisi di lapangan.Indeks frekuensi pemadaman rata-rata adalah jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman dalam waktu satu tahun dibagi dengan jumlah pelanggan yang dilayani yaitu

$f = \frac{0,589 \times 3159}{7808} = 0,238$ pemdam/tahun/pelanggan

Indeks lama pemadaman rata-rata adalah jumlah pelanggan yang mengalami pemadaman dikalikan dengan waktu padam, dalam waktu satu tahun dibagi dengan jumlah pelanggan yang dilayani, dalam bentuk persamaan (3.4)

$d = \frac{2842,19}{7808} = 0,364$ jam/tahun/pelangan

4.4.Analisa Perhitungan

Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan dapat di analisis sebagai berikut:

1..Dalam perhitungan lama pemadaman berdasarkan komponen di peroleh indeks lama pemadaman $d = 10,15843$ jam / tahun/pelangan , sedangkan dalam realisasi di lapangan di peroleh indeks lama pemadaman $d = 0,364$ jam / tahun / pelanggan, dalam hal ini memperlihatkan lama pemadaman berdasarkan komponen jauh lebih tinggi di bandingkan lama pemadaman yang terjadi di lapangan dan lama pemadaman berdasarkan kondisi di lapangan jauh lebih rendah di banding lama pemadaman berdasarkan komponen.

2. Dalam perhitungan frekuensi pemadaman berdasarkan komponen di peroleh indeks frekuensi pemadaman $f = 0,589$ pemadaman / tahun, sedangkan dalam realisasi di lapangan di peroleh indeks frekuensi pemadaman $f = 0,238$ pemadaman / tahun / pelanggan, dalam hal ini memperlihatkan bahwa frekuensi pemadaman berdasarkan komponen jauh lebih tinggi di bandingkan frekuensi pemadaman yang terjadi di lapangan dan frekuensi pemadaman berdasarkan kondisi di lapangan jauh lebih rendah di banding frekuensi pemadaman berdasarkan komponen.

3. Berdasarkan SPLN 59:1985 tentang keandalan sistem distribusi 20kV dikatakan andal adalah $\leq 1,199$, dan perhitungan frekuensi pemadaman berdasarkan dari komponen dengan SAIFI, diperoleh indeks frekuensi pemadamaan $f = 0,238$ pemadaman / tahun / pelanggan, maka dari hasil perhitungan tersebut pada penyulang Kemilau dapat dikatakan andal.

4. Pada perhitungan durasi pemadaman berdasarkan dari komponen dengan SAIDI, diperoleh indeks durasi pemadamaan $d = 0,364$ jam / tahun / pelanggan, sesuai dengan SPLN 59:1985 tentang keandalan 20 kV dikatakan andal adalah $\leq 4,364$, berdasarkan hasil perhitungan tersebut pada penyulang Kemilau dapat dikatakan andal.

5. Pada data Tabel 4.3. terdapat 5 gangguan dalam satu tahun, 1 kali kegagalan pada komponen, 3 kali kegagalan yang di sebabkan oleh manusia dan 1 kali kegagalan yang belum dapat di ketahui penyebabnya, maka dapat dilihat pada grafik gangguan selama satu tahun pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2. Grafik Data Gangguan

V.SIMPULAN

1. Dalam perhitungan lama pemadaman berdasarkan komponen di peroleh indeks lama pemadaman $d = 10,15843$ jam / tahun, sedangkan dalam realisasi di lapangan di peroleh indeks lama pemadaman $d = 0,364$ jam / tahun / pelanggan, Hal ini memperlihatkan bahwa lama pemadaman berdasarkan komponen jauh lebih tinggi di bandingkan lama pemadaman yang terjadi di lapangan dan lama pemadaman berdasarkan kondisi di lapangan jauh lebih rendah di banding lama pemadaman berdasarkan komponen.

2. Dalam perhitungan frekuensi pemadaman berdasarkan komponen di peroleh indeks frekuensi pemadaman $f = 0,589$ pemadaman / tahun, sedangkan dalam realisasi di lapangan di peroleh indeks frekuensi pemadaman $f = 0,238$ pemadaman / tahun / pelanggan, Hal ini memperlihatkan bahwa frekuensi pemadaman berdasarkan komponen jauh lebih tinggi di bandingkan frekuensi pemadaman yang terjadi di lapangan dan frekuensi pemadaman berdasarkan kondisi di lapangan jauh lebih rendah di banding frekuensi pemadaman berdasarkan komponen.

3. Berdasarkan perhitungan frekuensi pemadaman berdasarkan dari komponen dengan SAIFI, diperoleh indeks frekuensi pemadamaan $f = 0,589$ pemadaman / tahun / pelanggan, sesuai dengan SPLN 59:1985 tentang keandalan 20 kV dikatakan andal adalah $\leq 1,199$, berdasarkan hasil perhitungan tersebut pada penyulang Kemilau dapat dikatakan andal.

4. Pada perhitungan durasi pemadaman berdasarkan dari komponen dengan SAIDI, diperoleh indeks durasi pemadamaan $d = 0,364$ jam / tahun / pelanggan, sesuai dengan SPLN 59:1985 tentang keandalan 20 kV dikatakan andal adalah $\leq 4,364$, berdasarkan hasil perhitungan tersebut pada penyulang Kemilau dapat dikatakan anda

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Basri, Hasan. 1997. Sistem Distribusi Daya Listrik. Jakarta : Institut Sains dan Teknologi Nasional.
- [2] Suswanto, Daman. 2009. Sistem Distribusi Tenaga Listrik. Padang : Universitas Negri Padang.
- [3] Chumaidy, Adib. 2001. Keandalan Sistem Distribusi. Jurnal Sinusoida Vol 2 No 2, Agustus. Jakarta : Institut Sains dan Teknologi Nasional.
- [4] Chumaidy, Adib. 2016. Keandalan Listrik pada Penyulang Distribusi. Sainstech Vol 18 No 2, Oktober. Jakarta : Institut Sains dan Teknologi Nasional.
- [5] Grigsby, L, L. 2000. The Electrical Power Engineering Handbook. USA : CRC Press.
- [6] SPLN 59 : 1985 Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV.
- [7] Kadir, Abdul. 2006. Distribusi dan Utilisasi Tenaga Listrik. Universitas Indonesia Jakarta.
- [8] Soekarto, Dkk. 1990. Proteksi Distribusi dan AMR. Bogor : UDIKLAT PLN Cibinong-Bogor.

PETUNJUK DAN SYARAT NASKAH TULISAN PADA JURNAL ILMIAH ELEKTRO "SINUSOIDA"

- Naskah tulisan berupa hasil penelitian dan kajian IPTEK, bidang Teknik Elektro
- Naskah tulisan terdiri dari Judul, Nama Penulis, Instansi, Abstrak/Intisari, Pendahuluan, Teori, Eksperimen / Perancangan / perhitungan, Diskusi / Pembahasan, Kesimpulan, Ucapan Terima Kasih, dan Daftar Pustaka
- Naskah / Tulisan diketik dengan Microsoft Word dengan ukuran A4, margin atas / bawah / kiri / kanan 1 inch, 2 kolom (kecuali judul, instansi, abstrak/intisari 1 kolom). Jenis type font Times New Roman dengan ukuran untuk Judul 12, Penulis dan Instansi 11, isi 10, spasi 1. Jumlah halaman 8 sampai dengan 12 halaman.
- Bila naskah/tulisan diketik dalam bahasa Indonesia, maka Abstract harus dalam bahasa Inggris dan sebaliknya
- Abstrak/Intisari tidak boleh lebih dari 200 kata
- Nomor dan keterangan singkat untuk foto, diletakkan di bawahnya, sedangkan untuk tabel, di atasnya
- Penulisan kepustakaan dalam Daftar Pustaka, dimulai dari Nama Pengarang, Judul Karangan, Nama Majalah / Buku Volume Penerbitan, halaman, tempat dan tahun penerbitan.
- Naskah di kirim ke redaksi Jurnal Ilmiah Teknik Elektro "Sinusoida", FTI-ISTN, Jl Moch. Kahfi II Jagakarsa, Jakarta 12640. E-mail: sinusoida@istn.ac.id
- Redaksi berhak menolak naskah yang kurang memenuhi syarat.