

**PERHITUNGAN *HEALTH INDEX* UNTUK MENENTUKAN UMUR DAN  
KONDISI TRANSFORMATOR DAYA KAPASITAS 80 MVA PT KDL**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk Memenuhi Syarat Kelulusan Menempuh Sarjana Strata 1 (S1)



Disusun Oleh:

**RIDHO TRI PUTRA NANDA MUHAMMAD**

**3332190101**

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS SULTAN AGENG TIRTAYASA**

**2023**

## LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Dengan ini saya sebagai penulis yaitu:

Judul : Perhitungan *Health Index* Untuk Menentukan Umur  
Kondisi Transformator Daya Kapasitas 80 MVA PT.  
KDL  
Nama Mahasiswa : Ridho Tri Putra Nanda Muhammad  
NPM : 3332190101  
Fakultas/Jurusan : Teknik/Teknik Elektro

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi tersebut di atas adalah benar-benar hasil karya asli saya dan tidak memuat hasil karya orang lain, kecuali dinyatakan dalam rujukan yang benar dan dapat dipertanggungjawabkan. Apabila dikemudian hari ditemukan hal-hal yang menunjukkan bahwa Sebagian atau seluruh karya ini bukan karya saya, maka saya bersedia dituntut melalui hukum yang berlaku. Saya juga bersedia menanggung segala akibat hukum yang timbul dari pernyataan yang secara sadar dan sengaja saya nyatakan melalui lembar ini.

Cilegon, Agustus 2023



Ridho Tri Putra Nanda Muh.  
3332190101

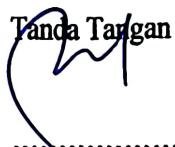

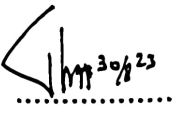

## LEMBAR PENGESAHAN

Dengan ini ditetapkan bahwa skripsi berikut,

Judul : Perhitungan *Health Index* Untuk Menentukan Umur  
Kondisi Transformator Daya Kapasitas 80 MVA PT.  
KDL  
Nama Mahasiswa : Ridho Tri Putra Nanda Muhammad  
NPM : 3332190101  
Fakultas/Jurusan : Teknik/Teknik Elektro


Telah diuji dan dipertahankan pada tanggal ..... melalui siding skripsi  
di Fakultas Teknik Universitas Sultan Ageng Tirtayasa Cilegon dan dinyatakan  
**LULUS**

### Dewan Penguji

		Tanda Tangan
Pembimbing I	: Dr. Romi Wiryadinata, S.T., M.Eng.	
Pembimbing II	: Dr. Ir. Wahyuni Martiningsih, M.T.	
Penguji I	: M. Hartono S.T., M.T.	
Penguji II	: Adi Nugraha S.Pd., M.T.	

Mengetahui,

**Ketua Jurusan Teknik Elektro**

  
**Dr. Romi Wiryadinata, S.T., M.Eng.**  
NIP. 19830732009121006

## PRAKATA

Puji dan syukur kehadiran Allah SWT yang telah memberikan nikmat iman, islam serta kesehatan sehingga penelitian ini dapat diselesaikan. Penulisan penelitian ini merupakan salah satu syarat akademis untuk menempuh Sarjana Strata 1 (S1) dan memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T) Jurusan Teknik Elektro Universitas Sultan Ageng Tirtayasa. Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam proses pelaksanaan dan penulisan laporan skripsi ini kepada:

1. Kedua orangtua dan keluarga yang telah memberikan do'a dan dukungan
2. Bapak Dr. Romi Wiryadinata, M.Eng., selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Sultan Ageng Tirtayasa, sekaligus selaku Dosen Pembimbing I Skripsi.
3. Ibu Dr. Ir. Wahyuni Martiningsih, M.T. sebagai Koordinator Konsentrasi Sistem Tenaga (KST), sekaligus selaku Dosen Pembimbing II Skripsi.
4. Bapak Masjudin, S.T., M. Eng., selaku Dosen Pembimbing Akademik

Penulis sangat menyadari bahwa hasil dari penelitian ini masih memiliki kekurangan, namun penulis berharap hasil dari penelitian ini dapat bermanfaat bagi pembaca, khususnya bagi penulis sendiri. Oleh karena itu berbagai kritik dan saran, sangat penulis harapkan untuk kemajuan hasil penelitian ini.

Cilegon, 23 Juni 2023



Penulis

# ABSTRAK

Ridho Tri Putra Nanda Muhammad

Teknik Elektro

## PERHITUNGAN *HEALTH INDEX* UNTUK MENENTUKAN UMUR DAN KONDISI TRANSFORMATOR DAYA KAPASITAS 80 MVA PT KDL

Transformator daya merupakan salah satu representasi terpenting sistem kelistrikan. Transformator memiliki fungsi untuk memindahkan energi listrik dari suatu rangkaian listrik ke rangkaian lainya dengan mengubah tingkat tegangan tanpa mengubah frekuensi. Setiap trafo memiliki rancangan untuk beroperasi secara aman selama 20 sampai dengan 30 tahun. Seiring berjalanya fungsional trafo sangat rentan terhadap anomali kegagalan yang merujuk kearah penurunan umur trafo itu sendiri. Penelitian mengenai prediksi sisa umur dan kondisi isolasi transformator dimasa depan perlu dilakukan, guna terciptanya perencanaan peremajaan aset berdasarkan kondisi dan historis transformator. Pada penelitian ini, Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL dijadikan objek prediksi kondisi isolasi dan sisa umur dengan metode *health index* (HI). *Health index* (HI) memanfaatkan kolaborasi setiap parameter indeks kesehatan berbasis historis dan kondisi. Faktor historis terdiri dari enam parameter, yaitu waktu operasi, pembebanan, inspeksi pemeliharaan, gangguan internal, kelas aset, dan merk. Sedangkan, faktor kondisi terdiri dari enam parameter yaitu pengujian tegangan tembus, kadar air, gas terlarut,  $\tan \delta$ , indek polarity, dan *turn ratio*. Berdasarkan pendekatan *health index* didapatkan penilaian akhir *health index* Transformator AV 08 MTS PT KDL sebesar 3.56. Kriteria *health index* yang didapat dari nilai tersebut menunjukkan transformator dalam kondisi bagus dan terprediksi dapat beroperasi lebih dari 15 tahun ke depan.

Kata kunci : *Health index*, Faktor historis, Faktor kondisi, Prediksi umur, Transformator

## **ABSTRACT**

Ridho Tri Putra Nanda Muhammad

*Electrical Engineering*

### **HEALTH INDEX CALCULATION TO DETERMINE THE AGE AND CONDITION OF PT KDL'S 80 MVA CAPACITY POWER TRANSFORMER**

*The power transformer is one of the most important representations for the electrical system. This asset has the function of transferring electrical energy from one electrical circuit to another by changing the voltage level without changing the frequency. Each transformer is designed to operate safely for 20 to 30 years. As the operation progresses, the transformer is very susceptible to failure anomalies which refer to a decrease in the life of the transformer itself. Research on the prediction of the remaining life and insulation conditions of transformers in the future really needs to be done, in order to create an asset rejuvenation plan based on transformer conditions and history. In this thesis, PT KDL's AV 08 MTS 2 transformer was used as an object for predicting the condition of isolation and remaining life time using the health index (HI) method. The health index (HI) utilizes the collaboration of each health index parameter based on history and conditions. The historical factor consists of six parameters, operating time, loading, maintenance inspection, internal disturbance, asset class, and brand. Meanwhile, the condition factor consists of six parameters, namely testing the breakdown voltage, water content, dissolved gas analysis,  $\tan \delta$ , polarity index, and turn ratio. Based on the health index approach, the final health index of PT KDL's AV 08 Transformer MTS was 3.56. The health index criteria obtained from this value shows that the transformer is in good condition and is predicted to operate for more than 15 years.*

*Keyword : Health index, Historical factor, Condition factor, Predict life time, Transformer*

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI .....</b>	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>iii</b>
<b>PRAKATA .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>x</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan Penelitian.....	3
1.4. Manfaat Penelitian.....	3
1.5. Batasan Masalah.....	3
1.6. Sistematika Penelitian .....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1. Transformator Daya .....	5
2.2. Umur Transformator .....	5
2.3. Komponen Berdasarkan Kegagalan Transformator .....	8
2.4. <i>Health Index</i> .....	9
2.4.1. Pendekatan HI .....	12
2.4.2. Faktor Historis .....	13
2.4.3. Faktor Kondisi .....	16
2.4.4. Estimasi Prediksi Susut Umur HI.....	20
2.5. Kajian Pustaka.....	21
<b>BAB III METODELOGI PENELITIAN.....</b>	<b>25</b>
3.1. Metodologi Penelitian .....	25
3.2. Diagram Alir <i>Root Cause Problem Solving</i> (RCPS).....	28
3.3. Kriteria Indek Kesehatan.....	29
3.4. Kalkulasi HI .....	30
3.4.1. Kalkulasi Faktor Historis .....	30

3.4.2. Kalkulasi Faktor Kondisi .....	31
3.5. Teknik Penelitian.....	31
3.5.1. Jenis Data .....	31
3.5.2. Peralatan Penelitian .....	32
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>33</b>
4.1. Analisis Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL.....	33
4.2. Analisis Faktor Historis.....	34
4.2.1. Analisis Pembebanan .....	34
4.2.2. Analisis Inspeksi Pemeliharaan.....	35
4.2.3. Analisis Gangguan Internal.....	36
4.2.4. Analisis Kelas Aset .....	37
4.2.5. Analisis Umur .....	37
4.2.6. Analisis Merek .....	38
4.3. Faktor Kondisi.....	38
4.3.1. Analisis Tegangan Tembus .....	38
4.3.2. Analisis Kadar Air.....	40
4.3.3. <i>Dissolved Gas Annalysis (DGA)</i> .....	41
4.3.4. Analisis <i>Polarity Index</i> .....	42
4.3.5. Analisis Resistansi Belitan .....	44
4.3.6. Analisis Tan $\delta$ .....	46
4.3.7. Analisis <i>Turn Ratio (TR)</i> .....	47
4.4. Perhitungan HI Untuk Prediksi Umur Transformator AV 08 .....	48
4.4.1. Nilai Akhir Faktor Historis .....	49
4.4.2. Nilai Akhir Faktor Kondisi .....	49
4.4.3. Perhitungan Nilai Health Index dan Prediksi Sisa Umur.....	50
<b>BAB V PENUTUP.....</b>	<b>51</b>
5.1. Kesimpulan.....	51
5.2. Saran.....	51
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>(A-1)</b>
<b>LAMPIRAN A HASIL PERHITUNGAN .....</b>	<b>(B-1)</b>
<b>LAMPIRAN B DATA TEKNIS PENELITIAN.....</b>	<b>(C-1)</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Wujud dan Prinsip Kerja Transformator Daya .....	5
Gambar 2.2 Persentase Temuan Kegagalan Transformator .....	6
Gambar 2.3 Komponen Transformator Berdasarkan Peluang Kegagalan .....	8
Gambar 2.4 Konsep Pendekatan Metode HI.....	10
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	25
Gambar 3.2 Prosedur Pengambilan Data .....	28
Gambar 3.2 Diagram <i>RCPS Five Whys Analysis</i> .....	28
Gambar 3.3 Sistematis Kalkulasi HI.....	28
Gambar 4.1 Wujud Transformator AV 08 MTS 2.....	33
Gambar 4.2 Rekapitulasi Pembebanan Tertinggi Tahun 2022.....	35
Gambar 4.3 Grafik Rekapitulasi Pengujian Tegangan Tembus (BDV) .....	39
Gambar 4.4 Kadar Gas DGA Transformator .....	42
Gambar 4.5 Grafik Rekapitulasi Resistansi Isolasi.....	43
Gambar 4.6 Kurva Resistansi Belitan 19 Tingkatan Posisi Tap Transformator...	45
Gambar 4.7 Rekapitulasi Pengukuran Turn Ratio Transformator .....	48

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Fenomena dan Karakteristik Kegagalan Komponen Transformator .....	7
Tabel 2.2 Tingkatan Penilaian Mutu HI .....	11
Tabel 2.3 Tabulasi Nilai HI Transformator.....	12
Tabel 2.4 Teknik dan Nilai Mutu Parameter Faktor Historis.....	13
Tabel 2.5 Standar Pengukuran Faktor Kondisi .....	16
Tabel 2.6 Teknik dan Nilai Mutu Parameter Faktor Kondisi.....	16
Tabel 2.7 Perkiraan Umur Transformator .....	21
Tabel 3.3 Tabulasi Nilai HI Faktor Historis.....	30
Tabel 3.4 Tabulasi Nilai HI Faktor Kondisi.....	31
Tabel 4.1 Spesifikasi Transformator AV 08 MTS 2.....	33
Tabel 4.2 Rekapitulasi Beban Tertinggi Perbulan Periode Tahun 2021 .....	34
Tabel 4.3 Hasil Transkrip Nilai HI Analisis Pembebanan .....	35
Tabel 4.4 Pola dan <i>Timeline</i> Pemeliharaan Transformator AV 08 MTS 2.....	35
Tabel 4.5 Hasil Transkripsi Nilai HI Analisis Inspeksi Pemeliharaan .....	36
Tabel 4.6 Frekuensi Gangguan Internal Tahun 2022.....	36
Tabel 4.7 Hasil Transkrip Nilai Analisis Gangguan Internal .....	37
Tabel 4.8 Hasil Transkrip Nilai Analisis Kelas Aset .....	37
Tabel 4.9 Hasil Transkrip Nilai Analisis Umur.....	38
Tabel 4.10 Hasil Transkrip Nilai Analisis Merk .....	38
Tabel 4.11 Spesifikasi Pengujian Tegangan tembus Minyak .....	39
Tabel 4.12 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Minyak (BDV) .....	39
Tabel 4.13 Hasil Transkrip Nilai Analisis Tegangan Tembus (BDV) .....	40
Tabel 4.14 Spesifikasi Hasil Pengujian Kadar Air.....	40
Tabel 4.15 Transkrip Penilaian Analisis Kadar Air .....	41
Tabel 4.16 Jumlah Gas Terlarut Pada Minyak Isolasi .....	41
Tabel 4.17 Hasil Transkrip Nilai Pengukuran .....	42
Tabel 4.18 Hasil Pengujian PI.....	43
Tabel 4. 19 Hasil Transkrip Penilaian Analisis PI .....	43
Tabel 4.20 Hasil Pengukuran Resistansi Belitan .....	44
Tabel 4.21 Hasil Transkrip Nilai HI Resistansi Belitan .....	45
Tabel 4.22 Hasil Pengukuran Tan $\delta$ Injeksi Primer .....	46
Tabel 4.23 Hasil Analisis Transkrip HI Parameter Tan $\delta$ .....	46
Tabel 4.24 Hasil Pengukuran <i>Turn Ratio</i> .....	47
Tabel 4.25 Hasil Transkrip HI Parameter Turn Ratio .....	48
Tabel 4.26 Transkrip Nilai Akhir Health Index (Faktor Historis).....	49
Tabel 4.27 Transkrip Nilai Akhir Health Index (Faktor Kondisi) .....	49

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Transformator daya merupakan salah satu representasi terpenting bagi sistem pembangkitan, transmisi, dan distribusi listrik. Transformator daya pada sistem kelistrikan diibaratkan sebagai jantung pada pusat tenaga listrik karena fungsinya untuk memindahkan energi listrik dari suatu rangkaian listrik ke rangkaian lainnya dengan mengubah tegangan tanpa mengubah frekuensi [1][2]. Gangguan pada aset ini penting untuk diperhatikan karena dapat menyebabkan pemadaman listrik skala besar dan secara jangka panjang akan memperpendek sisa umur transformator [3].

Transformator daya dirancang untuk beroperasi secara aman selama 20 sampai dengan 30 tahun dengan aktualisasi lapangan usia rata-rata transformator dapat bertahan selama 32 tahun dengan aktualisasi penelitian sekitar 15 persen berusia di atas 50 tahun [4]. Anomali kegagalan yang paling sering dihadapi transformator dan dapat mempengaruhi penurunan sisa umurnya berdasarkan fungsinya adalah kegagalan thermal oleh besar nilai pembebanan yang tinggi dan berlangsung dalam waktu yang panjang [5]. Kegagalan thermal ditunjukkan berupa suhu tinggi yang merujuk pada kondisi abnormal di bagian-bagian utama transformator [6]. Nilai pembebanan membentuk pola naik turun di setiap sektor, maka dibutuhkan penyesuaian nilai beban terhadap kapasitas transformator [7].

Permasalahan yang dihadapi dalam penyusutan sisa umur transformator berdasarkan kehandalan bergantung pada faktor historis dari transformator itu sendiri [8]. Pada umumnya parameter yang melekat pada segala jenis aset adalah negara asal. Negara asal berpengaruh terhadap persepsi kualitas konsumen terutama apabila ditinjau lebih lanjut pada segi pengelolaan pemeliharaan aset [9]. Peningkatan mutu faktor historis transformator juga harus disesuaikan dengan durasi waktu operasi dan lokasi transformator itu beroperasi, sehingga memerlukan penyesuaian kualitas pemeliharaan yang baik agar dapat menunjang kehandalan [10]. Solusi yang mungkin dilakukan untuk menunjang pemeliharaan berupa pembentukan dan pelaksanaan parameter penjadwalan inspeksi pemeliharaan dan

pencatatan temuan abnormal [10]. Korelasi dari setiap parameter ini dapat dijadikan sebagai penilaian kehandalan transformator berdasarkan analisis faktor historis [8].

Permasalahan yang dihadapi dalam memperpendek umur transformator lainnya sangat bergantung pada kondisi kesehatan setiap bagiannya terutama kondisi isolasi dan belitan transformator [11]. Isolasi transformator berguna menjaga kualitas belitan agar tetap dalam keadaan terjaga [12]. Kualitas isolasi transformator sangat berpengaruh terhadap sisa umur transformator. Nilai termal yang tinggi seiring berjalanya fungsional transformator yang konsisten dan berkelanjutan harus disesuaikan dengan kualitas isolasi yang sama baiknya [13]. Solusi yang mungkin dapat dijadikan parameter kondisi guna meningkatkan sisa umur pada ruang lingkup isolasi transformator dapat ditinjau dengan menganalisis hasil pemeliharaan prediksi. Pemeliharaan prediksi sebagai parameter *health index* (HI) faktor kondisi pada transformator adalah, *dissolved gas annalysis* (DGA), *breakdown voltage* (BDV), dan *water content* sedangkan pada isolasi padat berupa *insulating resitance* (IR), *turn ratio* (TR), *winding resistance*, dan *tan delta* [14].

Penelitian lain yang memiliki keterkaitan memprediksi sisa umur dapat dilakukan menggunakan *furane testing* sebagai metode prediksi terjadinya degradasi kertas isolasi dan menunjukkan kemampuan hidup dan sisa umur transformator [15]. Namun, keberadaan jasa *furane testing* dan aspek ekonomis menjadi kendala keberadaan pengujian tersebut di Indonesia. Peranan parameter pada faktor historis yang mengarah pada observasi operasional dan faktor kondisi yang mengarah pada pengetesan bagian-bagian transformator, Kedua faktor tersebut dijadikan indikator penilaian untuk memprediksi sisa umur transformator yang disebut metode (HI).

## 1.2. Rumusan Masalah

Dalam penelitian ini memiliki permasalahan yang diharapkan dapat diselesaikan diantaranya:

1. Bagaimana kondisi transformator AV 08 MTS 2 PT KDL dengan kapasitas 80 MVA dengan tingkat tegangan 150/31,5 kV berdasarkan parameter disetiap faktor kondisi dan transformator ?
2. Berapa sisa umur terprediksi dengan pendekatan *Health Index* berdasarkan parameter kondisi dan historis ?

3. Bagaimana penyesuaian inspeksi rutin pada transformator AV 08 kedepan berdasarkan ketentuan standard pada parameter kondisi dan historis ?

### **1.3. Tujuan Penelitian**

Dalam penelitian ini terdapat tujuan diantaranya:

1. Menganalisis keluaran perhitungan nilai masing-masing faktor *health index* (HI) terhadap kondisi transformator.
2. Menganalisis penyesuaian inspeksi pemeliharaan selanjutnya dan penentuan sisa umur transformator daya dengan perhitungan metode *health index* (HI).
3. Menganalisis korelasi faktor historis dan kondisi dalam menunjang utilitas metode HI dalam ruang lingkup transformator.

### **1.4. Manfaat Penelitian**

Terdapat beberapa manfaat pada penelitian ini, yaitu bagi penulis dan pihak terkait yang bekerja di bidang kelistrikan, terutama transformator diantaranya:

1. Sebagai metode analisis dalam menentukan indikasi kesehatan berdasarkan faktor historis dan kondisi
2. Sebagai referensi pada penelitian selanjutan yang berkaitan dengan metode *Health Index*.
3. Sebagai pedoman dalam bentuk intruksi pemeliharaan dan *report* pekerjaan bagi intansi dalam meningkatkan bobot hasil kegiatan pemeliharaan.

### **1.5. Batasan Masalah**

Terdapat Batasan masalah pada penelitian, diantaranya:

1. Analisis yang digunakan pada penelitian menggunakan metode *health Index*.
2. Objek penelitian yang digunakan adalah Transformator AV 08 MTS 2 PT Krakatau Daya Listrik.
3. Data yang dianalisis menggunakan dua jenis data yaitu primer dan sekunder.
4. Penetapan bobot dan nilai mutu tergantung pada penilaian masing-masing utilitas sebagai tingkat indikator risiko trafo.

5. Tidak menjelaskan secara detail prosedur pemeliharaan, namun menunjukkan tindakan umum yang harus ditempuh.

### **1.6. Sistematika Penelitian**

Permasalahan yang akan dibahas dalam penulisan penelitian ini, maka penelitian ini mengemukakan secara garis besar isi dari setiap bab dengan sistematika pembahasan, diantaranya:

BAB I Pendahuluan, pada bab ini menjelaskan mengenai latar belakang, tujuan penelitian, manfaat penelitian, rumusan masalah, batasan masalah penelitian, dan sistematika penulisan. Selajutnya,

BAB II Tinjauan Pustaka, pada bab ini menjelaskan tentang penelitian terdahulu yang berkaitan dengan topik penelitian yang dilakukan pada kegiatan penelitian ini. Bab ini juga berisi tentang dasar-dasar teori mengenai *transformator*, *health index*, faktor kondisi dan historis.

BAB III Metode Penelitian, pada bab ini menjelaskan tentang waktu penelitian, metodologi penelitian yang digunakan, alur dalam penelitian, pengumpulan data, dan kriteria penilaian metode *health index*.

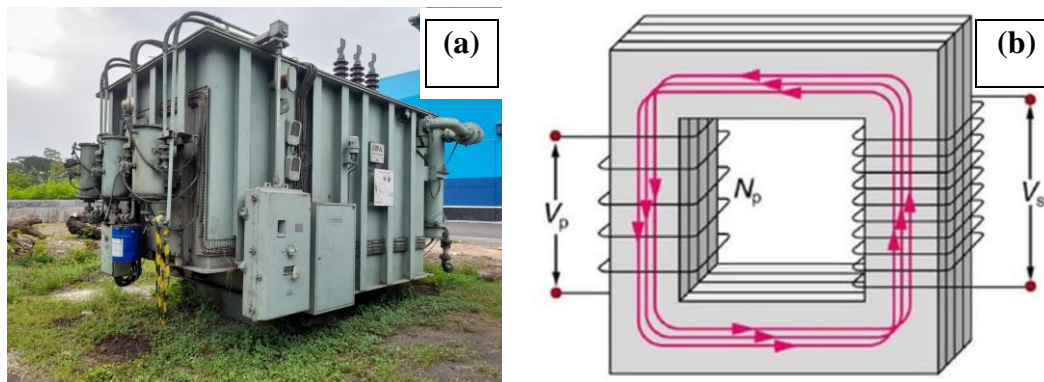
BAB IV Hasil dan Pembahasan, pada bab ini menjelaskan tentang hasil dari penelitian yang telah dilaksanakan beserta dengan analisis sesuai dengan batasan dan parameter yang digunakan.

BAB V Penutup, pada bab ini berisi kesimpulan dari penelitian yang dilakukan dan saran untuk pengembangan lebih lanjut.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Transformator Daya

Transformator daya merupakan aset listrik statis yang difungsikan untuk memindahkan daya dari satu rangkaian ke rangkaian lain dengan frekuensi tidak berubah, namun merubah level tegangannya [16]. Fungsional trafo secara maksimal dilakukan secara kontinyu yang mengidentitaskan transformator sebagai pusat penyaluran sistem transmisi dan distribusi. Wujud dan ilustrasi prinsip kerja transformator daya ditunjukkan pada Gambar 2.1 di bawah,



Gambar 2. 1 Transformator Daya (a) Wujud dan (b) Prinsip Kerja [17]

Wujud transformator pada umumnya ditunjukkan pada Gambar 2.1 (a) memiliki prinsip kerja yang ditunjukkan pada Gambar 2.1 (b) menunjukkan induktansi timbal balik yang disebabkan terdapat perbedaan tingkatan nilai pada sisi primer terhadap sisi sekunder yang dibentuk oleh *fluks* magnetik kedua rangkaian yang tinggi dan melalui jalur reluktansi rendah yang ditunjukkan pada garis panah berwarna merah muda [17]. Jika suatu kumparan disambungkan pada suatu sumber tegangan bolak balik, suatu fluks bolak balik terjadi di dalam inti berlaminasi, yang sebagian besar akan mengait pada kumparan lainnya, dan di dalamnya akan terinduksi suatu gaya gerak listrik (GGL) [18].

### 2.2. Umur Transformator

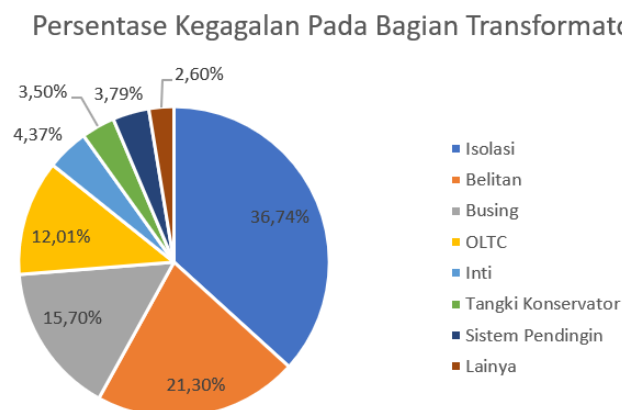
Umur transformator perlu diperkirakan untuk menjaga kehandalan aset. Transformator dikatakan handal ketika dapat mempertahankan proses operasinya

dari efek kegagalan transformator. Fenomena kegagalan biasa disebabkan kecacatan historis seperti cacat produksi, kondisi operasional yang tidak memadai, pemeliharaan yang kurang baik, dan kombisi tekanan operasional seperti, kegagalan bersifat *elektrik*, *mekanik*, dan *thermal* [19]. Persentase kegagalan transformator per subpopulasi komponen dapat dihitung dengan Persamaan (2.1).

$$\%TF = \frac{NF}{Tnf} \times 100\% \quad (2.1)$$

Persamaan (2.1) menghasilkan keluaran kalkulasi berupa persentase kegagalan transformator per subpopulasi yang ditentukan dari perbandingan nilai jumlah rata-rata kegagalan transformator dalam suatu periode waktu terhadap total kegagalan dalam periode waktu yang sama ce.

Suatu penelitian mengaplikasikan Persamaan (2.1) menunjukkan 343 kegagalan transformator pada tahun 2010 sampai dengan 2018 menunjukkan persentase kegagalan pada Gambar 2.2 di bawah,



Gambar 2. 2 Persentase Temuan Kegagalan Transformator [19]

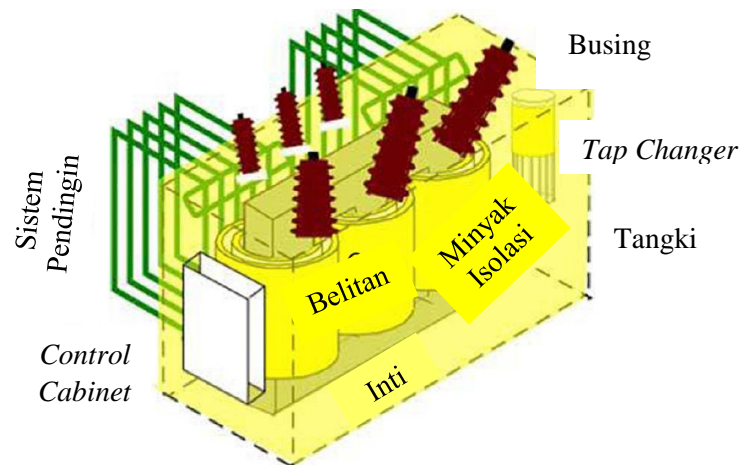
Pada Gambar 2.2 menunjukkan persentase kegagalan transformator terbesar berada pada bagian isolasi sebesar 36,74 persen, diikuti oleh belitan sebesar 21,30 persen, busing sebesar 15,70 persen, *On Load Tap Changer* sebesar 12,01 persen, inti sebesar 4,37 persen, sistem pendingin sebesar 3,79 persen, tangki konservator sebesar 3,50 persen, dan kegagalan lainnya sebesar 2,60 persen. Setiap komponen tersebut membentuk karakteristik elektrik, mekanik, termal, dan kimia. Karakteristik setiap komponen memiliki fenomena-fenomena tersendiri seperti ditunjukkan pada Tabel 2.1 di bawah,



Tabel 2.1 Fenomena dan Karakteristik Kegagalan Komponen Transformator[19]

Komponen	Karakteristik	Fenomena
Belitan	Elektrik	1. Hubung singkat antara fasa 2. Hubung singkat antara sisi primer dan sekunder. 3. Hubung singkat fasa terhadap <i>grounding</i>
	Termal	1. Beban berlebih 2. Kegagalan sistem pendingin 3. Arcing 4. Munculnya bunga api 5. <i>Partial Discharge</i> 6. Kenaikan temperatur pada material belitan 7. <i>Hot Spot</i>
	Mekanik	1. Terjadi kemiringan pada konduktor 2. Terjadinya perubahan bentuk konduktor 3. Perubahan posisi belitan. 4. Penjepit belitan longgar 5. Belitan mengalami lekukan
Inti	Elektrik	1. Hubung singkat laminasi inti 2. Inti terpisah dengan <i>grounding</i>
	Mekanik	1. Deformasi Inti
Bushing	Elektrik	1. Hubung arus singkat pada lapisan
	Termal	1. Beban berlebih pada jaringan 2. Munculnya bunga api 3. <i>Partial Discharge</i> 4. Kenaikan temperatur pada material belitan 5. <i>Hot Spot</i>
	Mekanik	Bushing retak atau pecah
OLTC	Electrik	<i>Open Circuit</i> pada kontak
	Termal	<i>Coking</i> pada kontak
	Mekanik	1. Kesalahan mekanik pergantian tap.
Isolasi (Minyak dan Kertas)	Kimia	1. Kadar air pada minyak 2. Kadar air pada kertas 3. Temperatur tinggi pada minyak dan kertas 4. Penuaan kertas dan minyak karena dekomposisi termal 5. Kontaminasi kelembaban
<i>Cooling System</i>	Electrik/ Mekanik	1. Pompa pendingin 2. Kipas Pendingin 3. Radiator
<i>Tank</i>	Mekanik/ Termal	1. Kebocoran 2. Korosi
<i>Others</i>	Penyebab tidak dapat diidentifikasi	1. <i>Operation Error</i> 2. Kurangnya pemeliharaan 3. Kegagalan sistem Proteksi

Tabel 2.1 menunjukkan secara umum setiap komponen memiliki karakteristik kegagalan yang sama terhadap jenis fenomena yang bervariasi. Hal ini disebabkan Komponen-komponen transformator memiliki fungsi dan konstruksi yang berbeda-beda. Konstruksi transformator ditunjukkan seperti gambar 2.3.



Gambar 2.3 Komponen Transformator Berdasarkan Peluang Kegagalan [19]

Gambar 2.3 menunjukkan konstruksi transformator berdasarkan peluang kegagalan. Komponen utama transformator berupa inti besi, kumparan, isolasi minyak transformator, isolasi kertas, busing, dan tangki. Komponen pendukung berupa sistem pendingin dan *tap changer*.

### 2.3. Komponen Berdasarkan Kegagalan Transformator

Kegagalan isolasi beserta fenomena dan karakteristik yang ditunjukkan pada Tabel 2.1 memiliki pemicu kegagalan tersendiri disetiap komponen. Berikut pemicu kegagalan disetiap komponen transformator:

#### 1. Kegagalan isolasi

Fenomena kegagalan kadar air pada isolasi minyak dan kertas dapat dipicu secara historis seperti, saat perakitan pabrik, kegagalan alat pernapasan (*silica gel*) dalam menyerap air, proses perawatan, dan kelembaban minyak melalui proses oksidasi internal atau secara eksternal. Degradasi termal pada isolasi minyak dan kertas dapat dipicu oleh defisiensi sistem pendinginan, beban berlebih, dan inti besi terlalu panas. Laju penuaan kertas dan minyak dapat dipercepat oleh gangguan internal dan eksternal seperti hubung singkat, arus lonjakan, kelebihan beban dan penggunaan transformator secara terus menerus [20].

#### 2. Kegagalan busing

Busing adalah struktur isolasi yang mendukung jalur konduktor antara transformator dengan setiap sisi masukan maupun keluaran transformator. Fenomena hubung singkat dan ekspansi termal secara umum disebabkan kelebihan

beban, tekanan termal, lonjakan transien. Sedangkan, fenomena kegagalan karena kerusakan porselen disebabkan permasalahan eksternal seperti sambaran petir dan gaya hubung singkat eksternal [21].

### 3. Kegagalan tangki

Tangki transformator merupakan penampung minyak isolasi dan struktur pendukung untuk komponen transformator lainnya. Pecahnya material dalam tangki disebabkan tekanan yang tinggi kandungan gas yang bersifat thermal pada minyak. Sedangkan, kebocoran tangki biasanya disebabkan terdapat korosi bahan tangki, retakan dinding tangki.

### 4. Kegagalan inti

Inti sebagai pembawa fluks magnet yang secara elektrik dilaminasi dan digabungkan secara magnetik dengan isolasi kertas untuk mengurangi rugi-rugi elektrik. Fenomena hubung singkat pada laminasi inti disebabkan kerusakan laminasi inti [22].

### 5. Kegagalan sistem pendingin

Sistem pendingin sebagai komponen yang berfungsi untuk mengurangi panas transformator yang secara paksa memanfaatkan pompa dalam proses sirkulasi memiliki pemicu kegagalan berupa kerusakan pada komponen sistem pendingin itu sendiri [23].

### 6. Kegagalan *Oil Level Tap Changer* (OLTC)

OLTC memiliki fungsi untuk mengatur tegangan keluaran sebuah trafo. Fenomena kegagalan OLTC secara umum disebabkan oleh hubung singkat internal, instalasi kontak yang kurang baik, dan penuaan pada kontak selektor.

### 7. Kegagalan lainnya

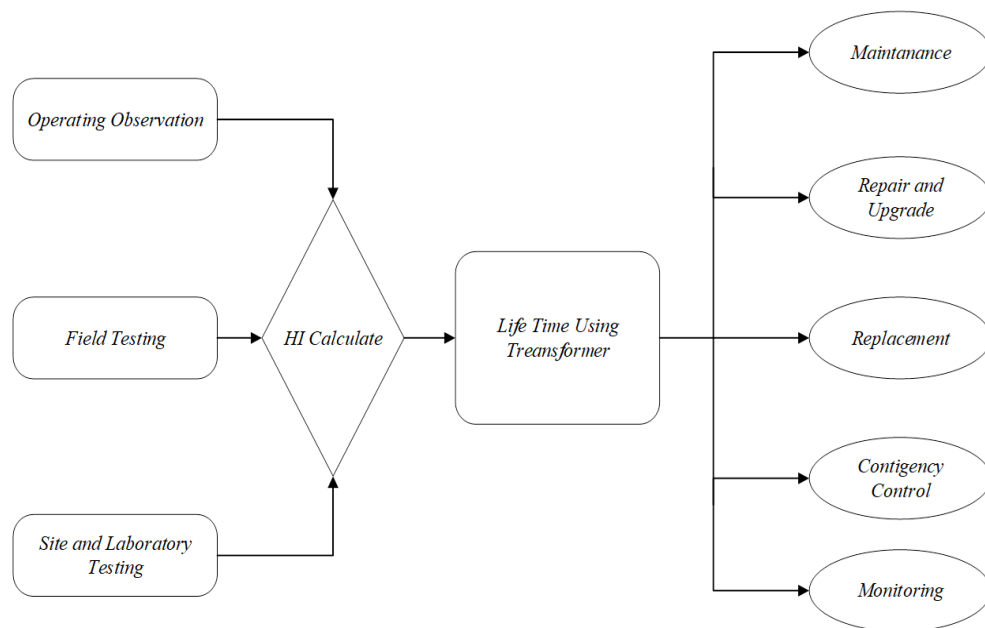
Kegagalan lainnya secara umum disebabkan kesalahan pemantauan dan operasional, kualitas pemeliharaan yang buruk, penurunan kualitas sistem proteksi, serta gangguan dari faktor eksternal seperti sambaran petir dan gangguan makhluk ekosistem sekitar.

## 2.4. *Health Index*

*Health Index* (HI) termasuk dalam metode pengukuran sisa umur transformator yang terdiri dari beberapa macam indikator penilaian kesehatan aset.

Proses hasil keluaran metode HI memanfaatkan kombinasi indeks kesehatan yang bersifat objektif dan kuantitatif pada hasil observasi, inspeksi lapangan, pengujian dan histori. Ketiga parameter diberi bobot berdasarkan pengaruh terhadap probabilitas kegagalan transformator [19].

*Konsep* HI memiliki tiga entitas yaitu masukan berupa pengumpulan data, persamaan matematika, dan keluaran HI berupa sisa umur transformator seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Konsep Pendekatan Metode HI [24]

Gambar 2.4 menunjukkan pada hasil konsep pendekatan metode HI memiliki peran penting dalam pemantauan kondisi dan kesehatan transformator terutama identifikasi berkelanjutan dalam penentuan kondisi pada bagian abnormal. Hasil akhir metode ini berupa informasi utilitas dalam segala aspek terutama keputusan pemeliharaan selanjutnya seperti, transformasi diperbaiki, diperbarui, diganti atau terus beroperasi.

Penilaian yang dipilih untuk mengidentifikasi hasil metode HI diklasifikasikan menjadi dua wujud nilai mutu yaitu huruf mutu dan angka mutu. Nilai mutu dalam wujud alfabet (A, B, C, dan D) dijadikan sebagai predikat kondisi kesehatan transformator sedangkan, angka mutu untuk rekognisi masukan kalkulasi HI dari angka mutu dalam wujud angka (1, 2, 3, dan 4) yang dicapai pada setiap parameter [24]. Tingkatan penilaian mutu HI ditunjukkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Tingkatan Penilaian Mutu HI [24]

Angka Mutu	Huruf Mutu	Keterangan
4	A	<i>Healthy</i>
3	B	<i>Sub-Healthy</i>
2	C	<i>Minor Defect</i>
1	D	<i>Critical Defect</i>

Tabel 2.2 menunjukkan predikat nilai mutu HI memiliki tingkatan berbeda yang ditunjukkan pada kisaran nilai dari 0 sampai dengan 4. Semakin besar nilai mutu menunjukkan status kesehatan transformator semakin baik. Tingkatan pada kondisi setiap nilai mutu berdasarkan kesehatan yang berbeda dalam ruang lingkup kinerja fungsional, ketahanan risiko, dan adaptasi lingkungan. Fungsional mengacu pada atribut peralatan/jaringan distribusi dalam memenuhi kebutuhan operasi dan evaluasi jaringan listrik.

Keterangan *healthy* diindikasikan dengan angka mutu senilai empat dan huruf mutu A. Keterangan kondisi ini menunjukkan bahwa trafo dapat terus menjalankan fungsional tanpa hambatan dalam waktu dan kondisi yang ditentukan. Kondisi ini diindikasikan dengan hasil parameter memenuhi standar dan ketahanan risiko yang kuat.

Keterangan *sub-healthy* diindikasikan dengan angka mutu senilai tiga dan huruf mutu B. Keterangan kondisi ini menunjukkan bahwa trafo dapat menjalankan fungsional dalam waktu yang ditentukan namun berada di bawah kondisi yang ditentukan. Kondisi ini diindikasikan dengan hasil parameter yang memenuhi standar, beberapa kuantitas hasil pada parameter mendekati nilai batas standar dan ketahanan risiko tidak lebih kuat dibanding kondisi *healthy*.

Keterangan *minor defect* diindikasikan dengan angka mutu senilai dua dan huruf mutu C. Keterangan kondisi ini menunjukkan trafo dapat menjalankan fungsional dalam waktu yang ditentukan, namun, di bawah kondisi yang ditentukan. Indikasi pembeda dibanding kondisi yang lain pada penurunan kinerja yang terjadi, kuantitas hasil pada parameter melampaui batas toleransi standar, dan ketahanan risiko cenderung lemah.

Keterangan *critical defect* diindikasikan dengan angka mutu senilai satu dan huruf mutu D menunjukkan trafo tidak dapat menjalankan fungsional dalam waktu maupun kondisi. Kondisi ini mengindikasikan berupa kinerja yang tidak dapat berjalan dan kuantitas hasil pada parameter mendekati bahkan sama sekali tidak

diketahui. Ketahanan risiko yang terbentuk memiliki tingkat dampak komperhensif yang sangat besar.

#### 2.4.1. Pendekatan HI

Pendekatan yang dipilih pada penelitian ini menjadikan variasi model variabel pada observasi lapangan berdasarkan dua faktor. Faktor historis maupun kondisi terdiri dari parameter-parameter terikat yang ditunjukkan pada Tabel 2.3 [25].

Tabel 2.3 Tabulasi Nilai HI Transformator [25]

	<b>Faktor</b>	<b>Bobot</b>
<b>Historis</b>	Durasi Waktu Operasi	4
	Pembebanan	3
	Intensitas Inspeksi Rutin	4
	Temuan Abnormal	4
	Lokasi	1
	Manufacture	2
	<b>Total</b>	<b>18</b>
<b>Kondisi</b>	Pengujian Tegangan Tembus	3
	Pengujian <i>Water Content</i>	3
	Pengujian <i>Polarity Index</i>	2
	Pengujian Resistansi Belitan	2
	Pengujian Perbandingan Belitan	2
	Pengujian Tan Delta	3
	Pengujian Gas Terlarut	3
	<b>Total</b>	<b>18</b>

Tabel 2.3 merupakan transkripsi nilai HI dengan rancangan jumlah total bobot yang sama besar. Total bobot terhitung akan terdistribusi dengan skor dari setiap parameter untuk penentuan nilai akhir HI menggunakan Persamaan (2.2) [25].

$$HI = (0,4 \times NH) + (0,6 \times NK) \quad (2.2)$$

Persamaan (2.2) dengan total bobot setiap faktor sama besar memiliki koefisien dalam bentuk persentase berbeda. Nilai akhir faktor historis (NH) dengan koefisien persentase 40 persen lebih kecil dibandingkan nilai akhir faktor kondisi (NK) sebesar 60 persen. Penentuan besar nilai koefisien persentase dipengaruhi oleh pengaruh presisi penilaian yang dihasilkan setiap parameter terhadap peluang resiko kesehatan transformator. Klasifikasi faktor penilaian HI terbagi menjadi dua

berdasarkan runtutan tujuan perancangan metode HI yang memuat faktor historis dan kondisi.

#### 2.4.2. Faktor Historis

Faktor historis dirancang untuk memberikan ruang bagi penilaian objektif para ahli yang mengarahkan kepada keamatan pengaruh historis aset untuk menjadi penilaian HI. Pada aktualisasi penilaian ini dapat dijumpai pada edaran PT PLN (Persero) No:0017.E/DIR/2014 yang menjelaskan metode pemeliharaan trafo berbasis manajemen aset untuk ruang lingkup nasional dan internasional dapat dijumpai pada penilaian jurnal IEEE 978-1-4799-0545-4/13/2019 mengenai *risk assessment for power transformers in PEA substations using health index*.

Faktor historis merupakan aspek penting yang dapat digunakan untuk menggambarkan kinerja transformator dan karena itu perkiraan kegagalan transformator. Dari kedua penilaian objektif ini terdapat 6 indikator yang dapat dijadikan parameter penilaian faktor ini ditunjukkan pada Tabel 2.4. [26],

Tabel 2.4 Teknik dan Nilai Mutu Parameter Faktor Historis

Parameter Historis	Nilai Mutu (Huruf)			
	A	B	C	D
Usia (Tahun)	0 s.d. 3	4 s.d. 10	11 s.d. 20	> 20
Pembebanan (%)	< 30	30 s.d. 50	51 s.d. 70	> 70
Inspeksi Pemeliharaan	$\leq 12$	-	> 12	-
Temuan Abnormal	0	1	2	>2
Lokasi	-	Kelas 1	Kelas 2	Kelas 3
Asal Manufacture	-	Eropa	Asia	-

Parameter yang ditunjukkan Tabel 2.4 memiliki peran penting dalam menggambarkan kondisi serta gangguan transformator. Parameter di atas memiliki peran sebagai berikut:

1. Usia transformator terhitung sejak waktu awal transformator beroperasi. Transformator daya memiliki masa pakai handal sekitar 20 sampai dengan 35 tahun. Parameter ini terukur meninjau *timeline* pembuatan berdasarkan perkembangan teknologi dari suatu zaman tertentu dan aspek penurunan

kehandalan trafo berdasarkan kondisi durasi waktu tahunan. Parameter ini tercatat dari saat transformator beroperasi secara normal sampai waktu pengambilan data penelitian. Parameter ini memiliki bobot empat dan memiliki empat kriteria penilaian mutu berdasarkan data umur trafo yang didapat, nilai A untuk 0 sampai dengan 3 tahun, nilai B untuk 4 sampai dengan 10 tahun, nilai C untuk 11 sampai dengan 20 tahun, nilai D untuk di atas 20 tahun.

2. Pembebanan memiliki peran penting dalam penentuan kondisi kesehatan trafo. Kesesuaian antara kapasitas dan kebutuhan beban pada sisi keluaran trafo perlu diperhatikan agar didapatkan persentase pembebanan yang ideal. Persentase pembebanan didapat dari proses devisiasi antara kapasitas daya semu terhadap daya aktif trafo. Daya semu atau kapasitas daya dapat ditemukan pada *name plate* trafo sebesar 80 MVA dan daya aktif dapat ditentukan dengan Persamaan (2.3).

$$P = V \times I \times PF \quad (2.3)$$

Nilai daya aktif (P) pada Persamaan (2.3) mengkalkulasi nilai elektrik terukur seperti tegangan (V), arus (I), dan faktor daya (PF). Keluaran proses kalkulasi ini dijadikan variabel terikat terhadap persentase pembebanan pada Persamaan (2.4).

$$\%load = \frac{P}{S} \times 100\% \quad (2.4)$$

Persentase pembebanan (*%load*) yang ditunjukkan Persamaan (2.4) mengkalkulasikan persentase perbandingan yang diperoleh antara daya aktif (P) terhadap daya semu (S). Pesentase pembebanan yang didapat inilah yang menjadi parameter HI trafo. Parameter ini memiliki kriteria bobot sebesar tiga dan empat kriteria penilaian mutu, mutu huruf A untuk persentase pembebanan kedapatan kurangin dari 30 persen, mutu huruf B untuk persentase pembebanan bernilai pada rentan 30 s.d 50 persen, mutu huruf C untuk persentase pembebanan bernilai pada rentan 50 s.d 70 persen, mutu huruf D untuk untuk persentase melebihi 70 persen.

3. Intensitas pemeliharaan trafo memiliki peran penting dalam peremajaan transformator. Kegiatan pemeliharaan periodik seperti pembersihan setiap kotoran pada komponen trafo, pengecekan kinerja proteksi, dan pergantian



*silika bubble*. Intensitas pelaksanaan pada parameter ini dibatasi dalam periode tahunan untuk menilai seberapa sering trafo mendapatkan *treatment* pemeliharaan. Parameter ini memiliki bobot penilaian empat dengan dua kriteria penilaian mutu yaitu, mutu huruf A jika intensitas pemeliharaan dilakukan minimal satu kali dengan kurun waktu kurang dari 12 bulan, dan mutu huruf D jika intensitas pemeliharaan dilakukan satu kali dengan kurun waktu lebih dari 12 bulan.

4. Temuan abnormal merupakan hasil inspeksi pada tahapan *monitoring*, operasi, dan pemeliharaan trafo. Temuan yang tercatat menjadi dasar pelaksanaan tindakan perbaikan. Temuan berbasis teknik diagnosa dibatasi dalam kurun waktu tahunan berdasarkan jumlah dan macam temuan yang ditemukan. Parameter ini memiliki bobot penilaian empat dengan dua kriteria penilaian mutu berdasarkan jumlah temuan abnormal trafo dalam 12 bulan. Mutu huruf A jika tidak terdapat temuan abnormal, mutu huruf B jika terdapat satu temuan abnormal, mutu huruf C jika terdapat dua temuan abnormal, nilai D jika terdapat lebih dari sama dengan tiga temuan abnormal.
5. Kelas aset distribusi dibagi menjadi tiga macam berdasarkan tingkat mutu pelayanan kehandalan dan keamanan. Aspek penilaian pemicu paling umum adalah karakter fluktuasi beban. Kelas 1 meliputi distrik komersil, industri, VIP, dan *Central Bussniseess District* (CBD) memiliki probabilitas gangguan yang tinggi karena pembebanan yang fluktuatif secara konsisten dibanding Kelas 2 meliputi distrik perkotaan dan kelas 3 meliputi distrik perdesaan. Parameter ini diklasifikasikan berdasarkan lokasi trafo memiliki bobot dua dengan tiga penilaian mutu berdasarkan kelas aset. kelas 3 menempati mutu huruf B, kelas 2 menempati mutu huruf C, dan kelas 1 menempati mutu huruf D.
6. Negara asal memiliki dasar pengukuran berupa pembanding antara asal negara manufacture itu terbuat. Inovasi negara dalam berproduksi, tingkat kemajuan teknologi asal merek, desain produksi, Kreativitas produksi, kualitas produksi, prestise yang dimiliki negara asal merek, dan catatan kehandalan produksi trafo yang telah beroperasi pada lokasi penelitian ini.

Merek memiliki bobot satu dengan dua penilaian berdasarkan asal pabrikan trafo. Penilaian mutu huruf B diberikan apabila asal pabrikan dari negara eropa dan mutu huruf C diberikan apabila asal pabrikan dari negara asia.

#### 2.4.3. Faktor Kondisi

Faktor kondisi dirancang untuk memberikan probabilitas kehandalan transformator secara langsung berdasarkan penilaian pengujian elektrik untuk mendapatkan nilai parameter objektif berdasarkan acuan standar kelistrikan yang relevan [5]. Pengukuran yang menjadi parameter hi pada faktor kondisi meliputi, pengukuran tegangan tembus (BDV), kadar air, analisis gas terlarut (DGA), Indeks polarisasi (PI), resistansi belitan (WR), *turn ratio* (TR), dan  $\tan \delta$  (DF). Penilaian mutu serta teknik setiap parameter pengujian diatur berdasar standar internasional yang bervariasi dan ditunjukkan pada Tabel 2.5 [26].

Tabel 2.5 Standar Pengukuran Faktor Kondisi

Parameter	Acuan Standar	
Tegangan Tembus	IEC 60422	
Kadar Air	IEC 60814	
<i>Dissolved Gas Annalisys</i>	IEEE C57.104	
<i>Polariti Index</i>	IEEE C57.152	
Resistansi Belitan	IEEE C57.152	(Nilai minimum > 5%)
Tan $\delta$	IEEE C57.152	(Nilai maximum = 1%)
<i>Turn Ratio</i>	IEC 60076-1	(Nilai maximum = 0,5%)

Tabel 2.5 menunjukkan acuan standar internasional terhadap kriteria teknik dan nilai mutu faktor kondisi ditunjukkan pada Tabel 2.6.

Tabel 2.6 Teknik dan Nilai Mutu Parameter Faktor Kondisi [26]

Parameter Kondisi	Nilai Mutu			
	A	B	C	D
BDV (kV)	> 50 kV	-	40 s.d 50	< 40
DGAF (%)	< 1,2	1,2 s.d.1,5	1,5 s.d. 2,0	> 2,0
Kadar Air	< 40	-	-	$\geq$ 40
WR (Jumlah Pengujian memenuhi standar)	Tiga	Dua	Satu	Tidak ada
<i>Polarity Index</i>	> 2,0	1,25 s.d. 2,0	1,00 s.d. 1,25	s.d 1
<i>Tan Delta</i>	< 0,5	$0,5 \leq DF < 0,7$	$0,7 \leq DF < 1$	$DF > 1$

TR (Jumlah Pengujian memenuhi standar)	Tiga	Dua	Satu	Tidak ada
----------------------------------------	------	-----	------	-----------

Parameter-parameter pada Tabel 2.6 menganalisis acuan nilai mutu terhadap kriteria keluaran data parameter faktor kondisi. Terdapat ruang lingkup berbeda disetiap parameter yaitu:

1. Pengujian tegangan tembus (BDV) dilakukan untuk menentukan kekuatan dielektrik dari minyak isolasi trafo. Prosedur serta hasil pengukuran yang dijadikan nilai mutu dilakukan berdasarkan kriteria standar IEC 60422 untuk rating tegangan 150 kV. Pengambilan sampel minyak dilakukan pada bagian bawah tangki trafo dan diuji pada alat penguran BDV dengan jarak celah antara katoda sebesar 2,5 mm [27].

Hasil yang digunakan sebagai mutu HI adalah rata-rata dari enam kali hasil uji pengukuran tegangan tembus yang dapat ditentukan dengan Persamaan (2.5).

$$\overline{BDV} = \frac{\sum Xi}{\sum Fi} \quad (2.5)$$

Keluaran Persamaan (2.5) berupa rata-rata pengukuran BDV diperoleh dari hasil perbandingan total nilai BDV terukur ( $X_i$ ) terhadap jumlah frekuensi pengukuran ( $F_i$ ). Keluaran perhitungan tersebut memiliki bobot penilaian sebesar tiga dengan tiga kriteria penilaian mutu berdasarkan rata-rata pengukuran yaitu, huruf mutu A jika kepadatan hasil BDV di atas 50 kV, huruf mutu C jika kepadatan hasil BDV berada di antara 40 s.d 50 kV, dan huruf mutu D jika kepadatan hasil BDV di bawah 40 kV.

2. Pengukuran kadar air atau *water content* dilakukan untuk mengetahui konsentrasi kandungan air sebagai pemicu kelembaman pada minyak isolasi yang sangat berbahaya bagi kesehatan isolasi transformator. Tabel 2.3 menunjukkan prosedur dan acuan pengukuran nilai mutu HI diatur berdasarkan standar IEC 60814 [28]. Parameter ini memiliki bobot penilaian sebesar tiga dengan tiga kriteria penilaian mutu yaitu, huruf mutu A jika kadar air terukur kurang dari 40 ppm dan huruf mutu D jika kepadatan kadar air melebihi 40 ppm.
3. Pengukuran analisis gas terlarut (DGA) dilakukan untuk mendeteksi secara dini fenomena kegagalan yang ada pada trafo yang diujikan akibat proses dekomposisi gas terhadap isolasi minyak ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ , dan  $C_2H_4$ ) dan

dekomposisi isolasi gas terhadap isolasi kertas (CO dan CO<sub>2</sub>) yang diatur berdasarkan standar IEEE C57.104 [25]. Teknik interpretasi yang dijadikan kriteria pada Tabel 2.3 berdasarkan proses kalkulasi faktor DGA yang ditunjukkan pada Persamaan (2.6).

$$FDGA = \frac{\sum_{i=1}^7 ni*pi}{\sum_{i=1}^7 pi} \quad (2.6)$$

Persamaan (2.6) memiliki  $ni$  yaitu nilai gas terukur pada setiap gas ppm dan  $pi$  adalah bobot setiap gas. Nilai  $pi$  setiap gas diklasifikasikan berdasarkan batas standar gas DGA. Nilai satu untuk CO dan CO<sub>2</sub>, nilai dua untuk H<sub>2</sub>, nilai tiga untuk CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> dan C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, sedangkan nilai lima untuk C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> [26]. Parameter ini memiliki bobot penilaian sebesar tiga dengan lima kriteria penilaian mutu yaitu, huruf mutu A jika FDGA yang didapat kurang dari 1,2, huruf mutu B jika FDGA yang didapat berada pada kisaran 1,2 sampai dengan 1,5, huruf mutu C jika FDGA yang didapat berada pada kisaran 1,5 sampai dengan 2,0, huruf mutu D jika FDGA yang didapat berada pada kisaran 2,0 sampai dengan 3,0.

4. Pengukuran indeks polarisasi atau *polarity index* (PI) bertujuan untuk mengetahui kondisi ketahanan kapasitansi terhadap injeksi tegangan yang bertujuan untuk mengetahui laju polarisasi isolasi trafo yang terjadi antara sisi komponen belitan dan sistem pentanahan terhadap komponen belitan [27]. Tabel 2.3 diatur berdasarkan standar IEEE C57.152. Persamaan untuk menghitung PI ditunjukkan pada Persamaan (2.7).

$$PI = \frac{IR_{10}}{IR_1} \quad (2.7)$$

Persamaan (2.7) didapat dari kalkulasi rasio *IR test* (resistansi isolasi) yang dilaksanakan pada satu waktu terhadap perhitungan indek polarisasi. Konsep perhitungan index polarisasi memanfaatkan karakter kapasitansi dan laju polarisasi berdasarkan jangka waktu resistansi menit ke sepuluh (IR<sub>10</sub>) dan menit ke pertama (IR<sub>1</sub>) dengan wujud tegangan pengukuran DC. memiliki bobot penilaian sebesar dua dengan lima kriteria penilaian mutu yaitu, huruf mutu A jika PI yang didapat lebih dari 2,0, nilai B jika PI yang didapat berada pada kisaran 2,0 sampai dengan 1,25, huruf mutu C jika PI yang didapat berada pada kisaran 1,25 sampai dengan 1,10, huruf mutu D jika kedapatan nilai PI kurang dari 1,10.

5. Pengujian resistansi belitan dapat mendeteksi *short circuit* pada jaringan kontak belitan dan *tap changer* [29]. Tabel 2.3 menunjukkan acuan indeks kesehatan WR mengacu berdasarkan standar IEEE C57.152. Persamaan untuk menghitung WR ditunjukkan pada Persamaan (2.8).

$$WR = \frac{U}{I} \quad (2.8)$$

Hasil Persamaan 2.5 dijadikan perbandingan teori terhadap hasil pengujian untuk ditentukan besar deviasi. Persamaan ini memanfaatkan prinsip hukum ohm dalam penentuan nilai suatu resistansi yaitu perbandingan nilai tegangan uji (U) terhadap arus uji (I). Keluaran persamaan ini digunakan sebagai koefisien pada variabel teori untuk penentuan deviasi Persamaan (2.10). Parameter ini memiliki bobot sebesar dua dengan tiga kriteria penilaian mutu. Kriteria yang dirancang berdasarkan jumlah hasil pengujian yang mendapat hasil memuaskan yaitu di bawah lima persen terhadap konfigurasi pengukuran antar fasa disetiap posisi tap. Nilai huruf mutu A jika persentase kesalahan parameter kedapatan lebih dari maupun sama dengan dua penilaian memuaskan, huruf mutu C jika kedapatan hanya satu penilaian memuaskan, dan nilai mutu E jika tidak kedapatan hasil memuaskan dari ketiga konfigurasi pengukuran.

6. Pengukuran *turn ratio* (TR) dilakukan untuk mendeteksi hubung singkat antara sisi belitan berdasarkan besar nilai keluaran pengukuran terbentuk [30]. Pengukuran dilakukan berdasarkan jumlah posisi tap dengan memanfaatkan Persamaan (2.9).

$$TR = \frac{VP}{VS} \quad (2.9)$$

Persamaan (2.9) memanfaatkan rasio perbandingan kapasitas tegangan antara sisi primer terhadap sisi sekunder. Hasil persamaan ini dijadikan variabel teoritis yang didapat dari keterangan *nameplate* terhadap deviasi hasil pengukuran alat. Kriteria *turn ratio* (TR) memiliki bobot sebesar dua dengan tiga kriteria penilaian mutu. Penilaian berdasarkan data memuaskan memenuhi standar berdasarkan jumlah fasa bernilai di bawah 0,5%. Nilai huruf mutu A jika kedapatan tiga fasa bernilai memuaskan, huruf mutu C jika kedapatan dua fasa bernilai memuaskan, dan huruf mutu D jika hanya

kedapatan satu bahkan tidak sama sekali didapatkan nilai turn ratio yang memuaskan.

7. Pengujian  $\tan \delta$  dilakukan sebagai pengukuran arus bocor pada isolasi trafo karna salah satu karakteristiknya sebagai kapasitansi. Proses kalkulasi  $\tan \delta$  memanfaatkan hasil rasio antara karakter resistif dan kapasitif pada isolasi [12]. Parameter ini memiliki bobot senilai tiga dengan lima kriteria penilaian. Nilai huruf mutu A jika DF yang didapat kurang dari 0,1 persen, huruf mutu B jika DF yang didapat berada pada kisaran 0,1 sampai dengan 0,5 persen, huruf mutu C jika DF yang didapat berada pada kisaran 0,5 sampai dengan 0,7 persen, huruf mutu D jika DF kedapatan melebihi 0,7 persen.

Pada pengukuran resistansi belitan dan *turn ratio* memanfaatkan hasil persentase kesalahan sebagai penentuan kriteria nilai mutu terhadap data yang didapatkan. Nilai persentase kesalahan didapat melalui proses kalkulasi Persamaan (2.10).

$$\%Error = \left| \frac{Xa - Xb}{Xa} \right| \times 100 \% \quad (2.10)$$

Persamaan (2.10) memuat selisih hasil pengukuran (Xa) dan perhitungan (Xb) dibandingkan dengan hasil perhitungan itu sendiri (Xa). Wujud bilangan yang digunakan bersifat mutlak terhadap kemungkinan nilai dalam wujud negatif maupun positif.

#### 2.4.4. Estimasi Prediksi Susut Umur HI

Parameter HI faktor historis dan kondisi menghasilkan penilaian berupa kalkulasi bobot terhadap nilai mutu terdistribusi melalui proses kalkulasi HI. Setiap nilai akhir parameter membentuk nilai faktor masing-masing. Nilai akhir historis dan kondisi masing-masing dapat ditentukan dengan Persamaan (2.11) dan Persamaan (2.12).

$$NH = \frac{NAH \text{ Total}}{BobotH \text{ Total}} \quad (2.11)$$

$$NK = \frac{NAK \text{ Total}}{BobotK \text{ Total}} \quad (2.12)$$

Persamaan (2.11) dan Persamaan (2.12) memuat kalkulasi kedua faktor pada HI yang memanfaatkan perbandingan rasio antara nilai akhir setiap faktor yang diperoleh dari perkalian antara total mutu angka (NA) terhadap bobot total (Bobot Total). Hasil kalkulasi tersebut digunakan sebagai hasil akhir untuk predikat serta estimasi umur ditunjukkan pada Tabel 2.7.

Tabel 2.7 Perkiraan Umur Transformator [25]

HI	Condition	Harapa Umur
3.4 s.d. 4	Sangat Bagus	Lebih dari 15 Tahun
2.8 s.d. 3.3	Bagus	Lebih dari 10 tahun
2.0 s.d 2.7	Cukup	Sampai 10 tahun
1.2 s.d 1.9	Buruk	Kurang dari 10 tahun
0 s.d 1.1	Sangat Buruk	Di akhir kehidupan

Pada Tabel 2.15 status kesehatan perkiraan umur sesuai dengan mutu huruf yang telah dibangun dijadikan harapan umur dengan keterangan kondisi menjadi lima klasifikasi. Pertama, sangat bagus dan bagus dengan harapan umur masing-masing selama 15 tahun dan 10 tahun dengan persyaratan nilai HI sebesar 85 sampai dengan 100 dan 70 sampai dengan 85. Kedua, cukup dengan harapan umur dalam kurun waktu 3 sampai dengan 10 tahun dengan persyaratan nilai HI sebesar 50 sampai dengan 70. Terakhir, buruk dan sangat buruk dengan harapan umur masing-masing kurang dari tiga tahun sampai dengan sudah menempuh akhir hayat.

## 2.5. Kajian Pustaka

Berikut ini penelitian-penelitian yang menjadi landasan penelitian yang sedang dilakukan,

Penelitian pertama, mengenai deteksi gangguan transformator berbasis manajemen transformator untuk meningkatkan kinerja operasi dan finansial menunjukkan persentase pembebanan ideal adalah di bawah 60 persen. Penelitian ini menggunakan objek trafo dengan kode BL 268, BL 231, dan BR 154 dengan pembebanan masing-masing 99,72 persen, 109,31 persen, dan 103,48 persen. Pembebanan yang tidak ideal ini menunjukkan pada tahun 2019 total temuan gangguan sebanyak 11 temuan yang meliputi gangguan pada minyak isolasi, *over heat* akibat pola pembebanan, dan sambaran petir. Peran metode HI disini sebagai perekomendasi keputusan dengan peningkatan kapasitas dan penukaran trafo.

Setelah dilakukan manajemen transformator, gangguan ditemukan trafo pada tahun 2020 presentase pembebanan menjadi 50,53 persen, 67,39 persen dan 66,12 persen. Temuan gangguan trafo menurun dari sembilan temuan menjadi satu temuan. Temuan gangguan yang ditemukan bukan disebabkan oleh pembebanan atau kegagalan komponen trafo melainkan akibat kegagalan eksternal berupa sambaran petir [26].

Penelitian kedua, mengenai identifikasi kegagalan komponen menunjukkan metode HI layak diaplikasikan untuk memperkirakan probabilitas kegagalan dan umur efektif trafo dengan mempertimbangkan fokus pelaksanaan untuk menggabungkan interpretasi hasil terperoleh dari metode pemantauan dan diagnosa yang berbeda dan penetapan bobot disetiap parameter tergantung kepada *utility* resiko historis. Menempatkan tujuh buah trafo berkapasitas 32 MVA sebagai objek penelitian dan memanfaatkan nilai mutu dengan rentan (1, 2, dan 3) terhadap 11 parameter berbasis faktor kondisi sebesar dua untuk pengukuran turn ratio. Berbobot tiga untuk pengukuran rasio karbon, BDV, IFT, dan winding resistance. Berbobot empat untuk pengukuran short circuit impedance (SCI). Berbobot lima untuk pengukuran DGA dan SFRA. Keluaran HI yang ditawarkan berdasarkan rekomendasi perencanaan ada tiga macam yaitu, inspeksi atau pengecekan untuk nilai HI yang didapat berada diantara 80 sampai dengan 100, perbaikan untuk nilai HI didapat berada diantara 40 sampai dengan 80, dan pergantian untuk nilai HI yang didapat berada di antara 0 sampai dengan 40. Dari tujuh objek yang digunakan berdasarkan kalkulasi HI didapat dua trafo dalam kategori baik menyebabkan penyesuaian pemeliharaan hanya bersifat inspeksi, empat trafo dalam kategori cukup menyebabkan penyesuaian pemeliharaan bersifat perbaikan, dan satu unit trafo dalam kategori memprihatinkan menyebabkan penyesuaian pemeliharaan berupa pergantian atau pelepasan trafo [19].

Penelitian ketiga, Menjadikan Trafo daya 60 MVA di PT.PLN (Persero) UL-TJBT UPT Purwokerto. Jika transformator ini mengalami gangguan maka banyak sekali kerugian yang dihasilkan. Sebagai satu cara untuk mencegah adanya gangguan pada transformator tersebut maka perlu adanya pemeliharaan yang tepat agar kinerja transformator tidak terganggu. Penelitian ini membahas tentang kondisi dan umur transformator daya menggunakan metode *health index* (HI).



Kondisi dan umur transformator daya ditentukan dari nilai HI berdasarkan faktor historis. Waktu operasi termasuk dalam kategori antara 0 sampai dengan 3 tahun, Pembebanan tertinggi terjadi pada bulan oktober sebesar 47 persen, Inspeksi dan pemeliharaan dilakukan setiap satu kali dalam dua tahun, tidak pernah mengalami gangguan internal sama sekali selama tahun 2018, transformator beroperasi pada sektor industri, dan transformator sendiri bermerek Pauwels asal dari India. Faktor kondisi untuk 11 pengujian tegangan tembus minyak yang memenuhi standar, kadar air dalam minyak transformator sebesar 16 ppm, *dissolved gas analysis* terkandung pada minyak transformator memenuhi syarat batas normal, nilai PI untuk pengukuran resistansi isoslasi memenuhi batas PI nominal, resistansi belitan pada sisi tegangan tinggi maupun rendah memberikan pengukuran sesuai standar, pengukuran perbandingan belitan pada 17 tap memenuhi standar, dan dari pengukuran tan delta nilai pada *winding* dan *bushing* sebesar 0,41 persen. Nilai *health index* diperoleh pada penelitian yaitu sebesar 3,48 dan transformator daya PT.PLN (Persero) UI-TJBT UPT Purwokerto termasuk dalam perawatan normal. Transformator menggunakan metode HI terprediksi dapat beroperasi selama 10 tahun kedepan [8].

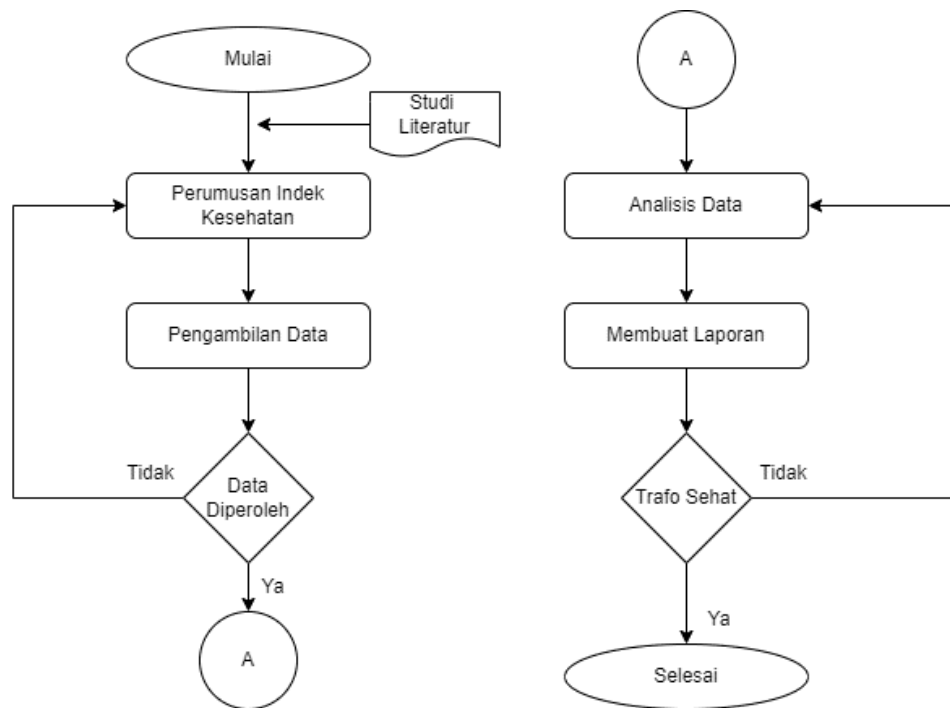
Penelitian keempat, menyajikan konsep penilaian risiko untuk transformator daya dengan menggunakan *health index*, yang memanfaatkan konsep faktor historis dan kondisi. Data pemeliharaan dari 237 transformator daya digunakan untuk menganalisis peringkat dan penilaian faktor risiko. Bobot faktor risiko diberikan oleh tim pemeliharaan yang berpengalaman. Faktor dan penilaian risiko dikategorikan dengan bobot yang sama yaitu, historis transformator, dan kondisi transformator saat ini. Penilaian dari kedua bagian dihitung untuk mendapatkan *health index* (HI) transformator daya. HI kemudian dijadikan nilai pada matriks *health index* yang menginterpretasikan kondisi risiko untuk transformator tersebut. Metode penilaian risiko yang diusulkan dalam penelitian ini diterapkan pada tiga transformator daya di area beban yang berbeda di wilayah objek penelitian. Hasil menunjukkan bahwa metode tersebut berhasil mendeteksi kondisi resiko dari transformator tersebut. Oleh karena itu metode yang diusulkan dapat membuat rencana perawatan *preventif* yang efisien [31]

Penelitian kelima, memanfaatkan penilaian kondisi kesehatan isolasi keseluruhan trafo distribusi tegangan menengah berdasarkan hasil uji minyak. Untuk memvalidasi pendekatan yang disajikan, algoritma ML (*machine learning*) diuji pada dua *database* terhadap lebih dari 1000 sampel minyak trafo dengan tingkat tegangan bervariasi. Hasil uji minyak trafo diperoleh dari trafo selama waktu pengambilan sampel oli dari dua perusahaan dengan utilitas berbeda. Prosedur yang diilustrasikan bertujuan untuk meniru skenario realistis tentang bagaimana utilitas akan mendapat manfaat dari penggunaan alat ML yang berbeda untuk memahami *health index* insulasi transformator mereka. Tujuan ini dicapai dengan menggunakan dua langkah prosedural. Model tereduksi yang dikembangkan sebelumnya adalah dasar untuk mengurangi jumlah pengujian yang diperlukan untuk perhitungan *health index* transformator. Ditemukan bahwa pengurangan jumlah pengujian tidak memengaruhi keakuratan model prediksi ML yang dianggap sebagai keuntungan signifikan dalam hal pengurangan biaya manajemen aset transformator [32].

## BAB III METODELOGI PENELITIAN

### 3.1. Metodologi Penelitian

Penyelesaian penelitian ini terdiri dari beberapa langkah kerja yang harus tercapai, guna mencapai keluaran penelitian disajikan diagram alir sebagai gambaran alur kerja penelitian pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Gambar 3.1 memuat tahap-tahap penyelesaian penelitian ini terdiri dari beberapa langkah kerja yang harus tercapai, yaitu:

#### 1. *Studi literature*

Melakukan studi literatur meliputi peningkatan pemahaman teoritis dan aktual. Pemahaman teoritis dilakukan dengan memanfaatkan pendalaman konsep kajian, teori, dan standar internasional elektrik yang berkaitan terhadap penelitian berdasarkan referensi terpercaya seperti *thesis*, jurnal, buku, dan intruksi kerja. Sedangkan pemahaman aktual dilakukan dengan melakukan survei lapangan pada MTS 2 PT KDL guna mendapatkan informasi kesediaan data historis yang

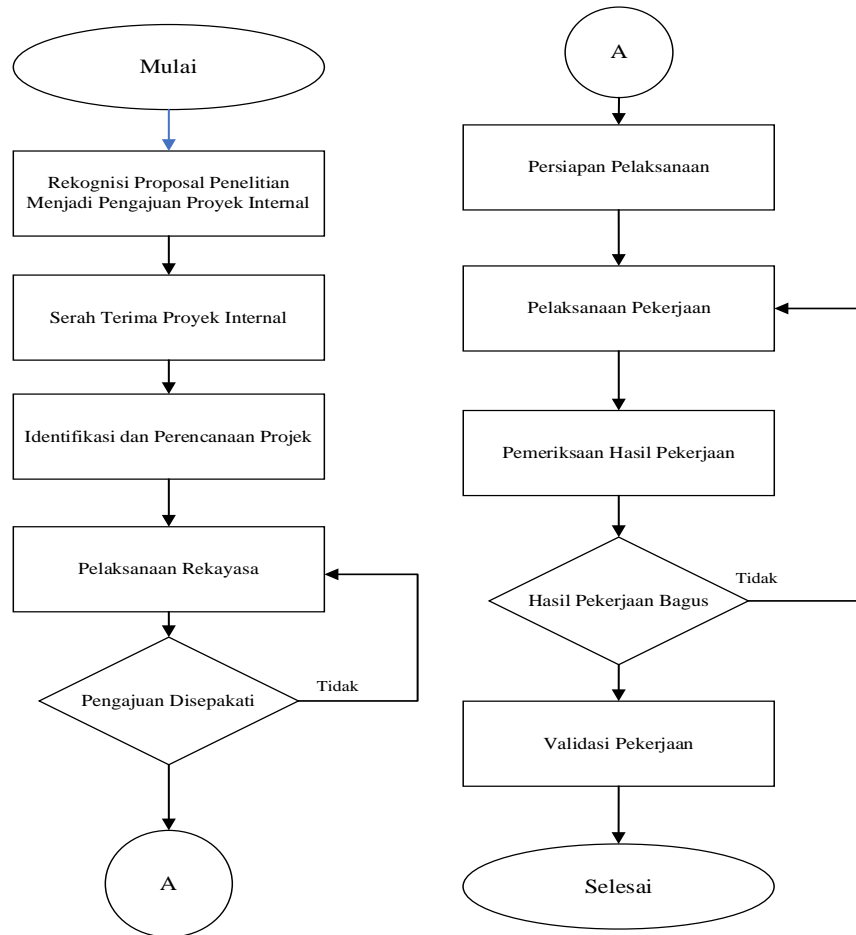
dilakukan selama pelaksanaan magang dan mengacu pada permintaan *work order maintenance* aset pada distrik setempat.

## 2. Perumusan *health index*

Melakukan perumusan *health index* untuk menyusun rencana penentuan objek penelitian, perencanaan penentuan dan pembobotan parameter historis dan kondisi, penentuan nilai mutu, dan perencanaan pengukuran faktor kondisi dan perencanaan observasi lapangan. Perumusan *health index* yang telah dilakukan memiliki karakter pendekatan berupa penyesuaian terhadap tantangan berupa ketersediaan parameter pada setiap faktor yang sebanding dengan kapabilitas macam-macam pengukuran yang berbasis faktor kondisi dan pemantauan yang berbasisi faktor historis pada objek atau mitra penelitian.

## 3. Pengambilan Data

Pengambilan data bertujuan untuk mendapatkan kondisi data aktual disetiap parameter untuk dikalkulasi lebih lanjut agar mendapatkan mutu nilai HI. Data yang diperoleh merupakan arsip perusahaan yang memiliki legalitas dari pihak mitra dalam ruang lingkup penyusunan, pengawalan pengambilan data serta keluaran data. Mengacu intruksi kerja no IK.PJL.03.01 mengenai perencanaan dan pelaksanaan *work order* PT KDL terdapat urutan perencanaan dalam pengambilan data secara manajerial dan teknis yang ditunjukkan pada Gambar 3.3



Gambar 3.3 Prosedur Pengambilan Data

Gambar 3.3 menunjukkan prosedur pengambilan data dalam wujud diagram alir. Keluaran dari prosedur ini meliputi keluaran kesepakatan lanjutan berupa pelaksanaan dalam wujud teknis. Wujud keluaran teknis yang dicapai ini menyajikan data yang diolah menjadi data parameter HI pada penelitian ini.

#### 4. Analisis Data

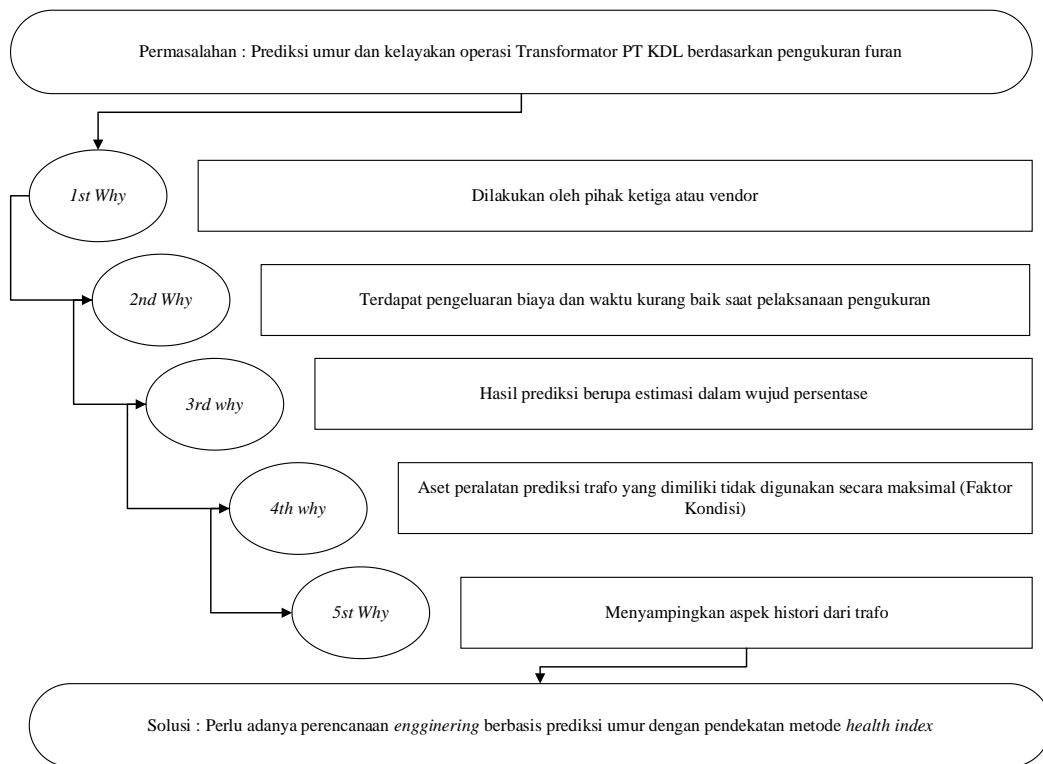
Analisis data dilakukan untuk memperoleh prediksi kesehatan trafo disetiap parameter dan keluaranya berupa prediksi sisa umur dan kategori kondisi kesehatan trafo.

#### 5. Penyesunan Laporan

Penyusunan laporan dilakukan sebagai tahap penyelesaian penelitian *final projek* dengan hasil akhir tercapai sisa umur dan kondisi kesehatan transformator AV 08 MTS 2 PT KDL.

### 3.2. Diagram Alir Root Cause Problem Solving (RCPS)

Diagram alir RCPS pada penelitian ini digunakan dalam wujud *five whys analysis* yang ditunjukkan pada Gambar 3.2.



Gambar 3. 2 Diagram RCPS Five Whys Analysis

Diagram RCPS yang ditunjukkan pada Gambar 3.2 memuat penentuan akar dan penyelesaian masalah yang menjadi cikal bakal pembentukan *final proyek* ini meliputi:

1. Permasalahan yang diangkat berawal dari pelaksanaan pengukuran furan sebagai metode prediksi umur dan kelayakan operasi transformator.
2. 1<sup>st</sup> *why* berupa fenomena yang timbul dari permasalahan ini ditinjau dari tim pelaksana pengukuran dan analisis data yang dilakukan oleh pihak ketiga (*vendor*) yaitu Pancasoft. Pelaksanaan ini dilakukan oleh vendor karena PT KDL belum memiliki alat ukur prediksi berbasis furan.
3. 2<sup>nd</sup> *why* berupa analisis akibat dari fenomena ini adalah pengeluaran biaya dan waktu kurang baik. Pada ruang lingkup biaya terdapat pengeluaran upah tambahan kepada pihak ketiga sebagai jasa kepemilikan aset pengukuran ini. Sedangkan, pada ruang lingkup waktu terbentuknya polarisasi waktu

kerja yang berdampak pada divisi-divisi yang memiliki keterlibatan terhadap pengawasan, pemeliharaan, perencanaan, dan pemantauan area dan pengukuran objek trafo.

4. 3<sup>rd</sup> *why* berupa analisis akar masalah yang dijumpai berupa hasil prediksi hanya berupa indikator salah satu komponen tertentu yaitu komponen isolasi kertas yang terdegradasi pada minyak isolasi. Hasil dari metode furan sendiri berupa estimasi persentase yang memiliki kekurangan sulitnya menentukan indikator acuan umur mula-mula jika diaplikasikan pada trafo tua dengan kondisi yang baik.
5. 4<sup>th</sup> *why* berupa analisis akibat permasalahan ini adalah alat pengukuran yang dimiliki KDL tidak digunakan secara maksimal. Ditinjau pada ruang lingkup pelaksanaan persiapan pengambilan sample furan dan parameter faktor kondisi memiliki kesamaan yaitu pengamanan trafo berupa pemberhentian operasi dan terminasi kedua sisi trafo.
6. 5<sup>th</sup> *why* berupa analisis akibat permasalahan ini selanjutnya adalah tidak melibatkan data-data faktor historis sebagai salah satu indikator dominan pemicu penerunan kehandalan transformator.
7. Solusi yang dapat ditawarkan dari RCPS *five why's* ini adalah perlu adanya perancangan *engineering* berbasis metode HI yang memanfaatkan pembobotan terhadap penilaian pada faktor kondisi sebagai kriteria objektif kondisi komponen trafo dan faktor historis sebagai acuan permasalahan kehandalan transformator.

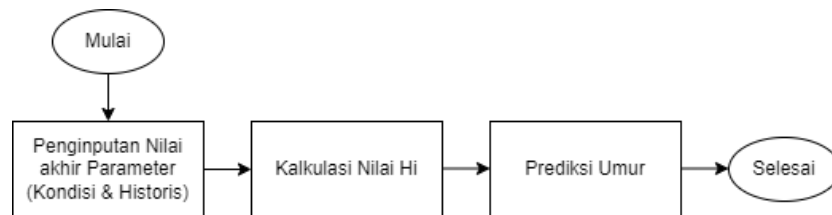
### **3.3. Kriteria Indeks Kesehatan**

Kriteria indeks kesehatan memuat hasil pengambilan data dimasukkan kedalam formulir transkrip nilai HI yang memuat tipe indeks kesehatan yaitu faktor historis dan kondisi. Kriteria yang digunakan mengacu pada Tabel 2.4 dan 2.5 untuk masing-masing faktor HI. Kriteria tersebut nantinya dijadikan acuan pemasukan data pada transkrip nilai HI memuat variabel diantaranya, data yaitu aktualisasi hasil observasi data yang didapat dari hasil survei lapangan dan pengukuran pada setiap parameter, Nilai Mutu (NM) merupakan hasil distribusi Data yang dikategorikan

dalam wujud mutu Huruf dan Angka, dan Hasil didapat dari proses perkalian antara Nilai Mutu Huruf (NM) terhadap Bobot.

### 3.4. Kalkulasi HI

Kalkulasi nilai HI terdiri dari dua masukan berupa kalkulasi akhir dari setiap faktor (Historis dan Kondisi) dan satu keluaran (Prediksi Umur).



Gambar 3.3 Proses Perhitungan Nilai HI

Proses perhitungan nilai HI dapat dilihat pada Gambar 3.3. Perhitungan diawali dengan penginputan nilai akhir faktor kondisi dan historis dengan total pembobotan 18 yang telah terkalkulasi dengan nilai mutu setiap variabel. Nilai akhir parameter historis dan kondisi yang telah ditentukan pada Persamaan (2.11) dan (2.12) dapat dijadikan masukan untuk menentukan HI pada Persamaan (2.1) yang akan digunakan untuk memprediksi sisa umur transformator.

#### 3.4.1. Kalkulasi Faktor Historis

Nilai HI faktor historis terhitung berdasarkan pendistribusian nilai mutu terhadap pembobotan total setiap variabel. Total bobot pada faktor historis berjumlah 18 dari enam parameter. Analisis data berbasis kriteria penilaian HI dalam wujud tabulasi nilai HI faktor historis Tabel 3.3.

Tabel 3.1 Tabulasi Nilai HI Faktor Historis

No	Parameter	Bobot	Huruf Mutu	Nilai Mutu	Nilai Akhir
1	Umur	4			
2	Pembebanan	3			
3	Intensitas Pemeliharaan	4			
4	Gangguan Internal	4			
5	Merk	1			
6	Kelas Aset	2			
	Nilai Total	18			



Tabulasi nilai HI faktor historis yang ditunjukkan pada Tabel 3.3 memuat huruf mutu sebagai predikat kondisi kesehatan parameter, bobot parameter, serta nilai akhir parameter yang dapat diperoleh berdasarkan proses kalkulasi bobot terhadap angka mutu terekognisi dari huruf mutu.

### 3.4.2. Kalkulasi Faktor Kondisi

Nilai HI faktor kondisi terhitung berdasarkan pendistribusian nilai mutu terhadap pembobotan total setiap variabel. Total bobot pada faktor kondisi berjumlah 18 dari tujuh parameter. Analisis data berbasis kriteria penilaian HI dalam wujud tabulasi nilai HI faktor kondisi ditunjukkan pada Tabel 3.4.

Tabel 3. 2 Tabulasi Nilai HI Faktor Kondisi

No	Parameter	Bobot	Huruf Mutu	Nilai Akhir
1	Polarity Index	2		
2	Water Content	3		
3	BDV	3		
4	DGA	3		
5	Insulating Resistance	2		
6	Tan Delta	3		
7	Turn Ratio	2		
Nilai Total		18		

Tabulasi nilai HI faktor kondisi yang ditunjukkan pada Tabel 3.4 memuat huruf mutu sebagai predikat kondisi kesehatan parameter, bobot parameter, serta nilai akhir parameter yang dapat diperoleh berdasarkan proses kalkulasi bobot terhadap angka mutu terekognisi dari huruf mutu.

## 3.5. Teknik Penelitian

Teknik penelitian penelitian yang diambil meliputi jenis data, peralatan penelitian, dan waktu penelitian yang ditunjukkan sebagai berikut:

### 3.5.1. Jenis Data

Terdapat dua jenis data yang dipilih pada *final projek* pada PT Krakatau Daya Listrik (PT KDL) diantaranya,

1. Data primer didapat melalui pendekatan langsung seperti wawancara karyawan, observasi lapangan, dan dokumentasi. Wujud data yang dipilih

adalah seluruh hasil laporan pengukuran pada parameter kondisi dan rekapitulasi *minor inspection report* Transformator AV 08 pada tahun 2020, 2021, dan 2022 yang ditanggungjawab oleh seksi *Transformer Integrated Solution* (TIS) dan *Testing Commissioning* (TC) PT KDL, rekapitulasi beban tahun 2021 oleh seksi SCADA & SAS.

2. Data sekunder didapat melalui referensi pustaka yang bersifat sebagai pendukung. Wujud data ini meliputi *Manual Book* AV 08 MTS 2 PT KDL yang diterbitkan *manufacture* Siemens Elektrik, dan Spesifikasi alat pengukuran di setiap parameter. Wujud data sekunder terlampir pada Lampiran (B-1), (B-2), dan (B-3).

### 3.5.2. Peralatan Penelitian

Penelitian ini dalam proses pengambilan data dibantu beberapa aset pengukuran prediksi komponen trafo dan secara pengapliasiannya mengacu pada *work instruction* PT Krakatau daya Listrik diantaranya,

1. *Breakdown voltage tester* digunakan untuk pengukuran parameter tegangan tembus pada minyak isolasi. Merek BDV tester yang digunakan adalah Baur Oil Tester DTA.
2. *Dissolved Gas Analisis tester* digunakan untuk pengukuran parameter kadar air dan gas terlarut. Merek DGA tester yang digunakan adalah GE Kelman Transport X.
3. *Insulation tester* digunakan untuk pengukuran parameter polarity index. Merek yang digunakan adalah Fluke 1555.
4. *Winding Resistance* meter digunakan untuk pengukuran parameter resistansi belitan. Merek yang digunakan adalah Huazheng HZ-3320D.
5. *Turn ratio meter* digunakan untuk pengukuran parameter *turn ratio*. Merk yang digunakan adalah Megger Tetex 27993.
6. *Tan delta tester* digunakan untuk pengukuran parameter  $\tan \delta$ . Merek yang digunakan adalah Omicron CPC 100.

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1. Analisis Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

Transformator AV 08 pada MTS 2 (*Main Transfer Station 2*) memiliki kapasitas daya sebesar 80 MVA dan difungsikan sebagai trafo *stepdown* 150 kV menjadi 30 kV. Tegangan masukan AV 08 didapat dari keluaran transformator utama GTG pada *Combine Cycle Power Plant* (CCPP) PT KDL. Wujud transformator AV 08 dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4. 1 Wujud Transformator AV 08 MTS 2

Transformator AV 08 dijadikan objek penelitian dengan spesifikasi dasar yang ditunjukkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Spesifikasi Transformator AV 08 MTS 2

<b>Manufacture/Year</b>	SIEMENS/2017
<b>Rated Power</b>	80 MVA
<b>Rated Voltage</b>	150 kV/30 kV
<b>Vector Group</b>	Ynd 5
<b>Colling Methode</b>	OFWF ( <i>Oil Force Water Force</i> )

Spesifikasi Tabel 4.1 meTransformator AV 08 difungsikan khusus memenuhi kebutuhan beban fasilitas produksi PT Krakatau Steel pada distrik CRM (*Cold Rolling Mill*) dan HSM (*Hot Strip Mill*) seperti kebutuhan daya listrik motor induksi seperti mesin bubut sub *plant roughing mill* CRM, mesin bergulir sub *plant rolling mill* HSM dan *step down* transformator AW untuk kebutuhan kompensasi daya untuk transformator distribusi pada CRM dan HSM.

## 4.2. Analisis Faktor Historis

Berikut adalah analisis yang disajikan berupa analisis indeks kesehatan disetiap parameter pada faktor historis.

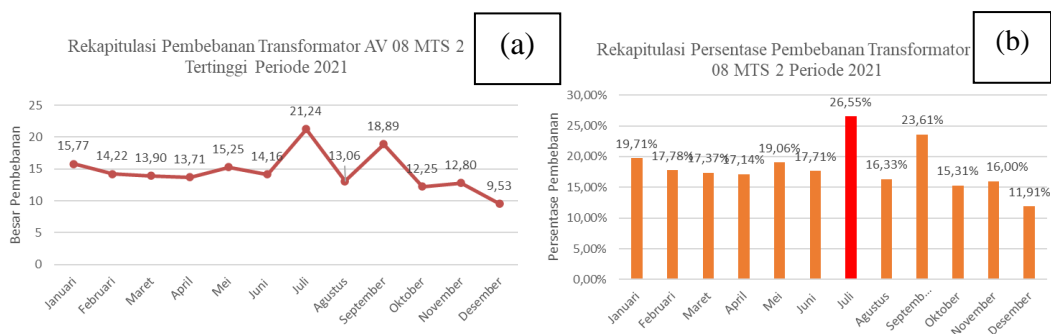
### 4.2.1. Analisis Pembebanan

Pada tahun 2021 Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL beroperasi memenuhi kebutuhan tenaga listrik tertinggi berupa wujud nilai tegangan, arus, dan faktor daya tertinggi setiap bulanya yang ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Rekapitulasi Beban Tertinggi Perbulan Periode Tahun 2021

NO	Bulan	kV	Amp	PF (°)	MW	% <i>Load</i>
1	Januari	31,15	610	19,71%	15,77	23,75
2	Februari	31,05	579	17,78%	14,22	21,36
3	Maret	30,79	531	17,37%	13,90	20,42
4	April	30,44	550	17,14%	13,71	20,93
5	Mei	31,11	612	19,06%	15,25	23,70
6	Juni	30,66	525	17,71%	14,16	20,11
7	Juli	32,52	710	26,55%	21,24	28,85
8	Agustus	29,66	517	16,33%	13,06	19,16
9	September	32,43	633	23,61%	18,89	26,87
10	Oktober	29,17	460	15,31%	12,25	16,76
11	November	29,38	506	16,00%	12,80	18,57
12	Desember	23,65	448	11,91%	9,53	13,23
Rata-rata		30,17	557	18 %	14,56	21,14

Tabel 4.2 menunjukkan variabel MW sebagai beban elektrik (MW) yang terhitung dengan mengkalkulasi arus, tegangan dan faktor daya yang tercatat berdasarkan Persamaan (2.2) dan %*Load* merupakan persentase antara daya kapasitas terhadap daya beban dengan Persamaan (2.3). Kedua perhitungan persamaan dapat dilihat pada Lampiran A-1.



Gambar 4.2 Data Pembebanan Transformator AV 08 MTS 2 Tahun 2021 (a) Rekapitulasi Pembebanan dan (b) Persentase Pembebanan

Gambar 4.2 menunjukkan sepanjang tahun 2021. Rata-rata pembebanan beserta persentasenya terhadap kapasitas trafo masing-masing tercatat sebesar 14,6 MW dan 26,55 persen. Pencatatan nilai pembebanan dan persentase pembebanan tertinggi berada pada bulan Juni sebesar 21,24 MW dan 26,55 persen. Penilaian HI terhadap parameter ini ditunjukkan dalam bentuk transkrip nilai pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Hasil Transkrip Nilai HI Analisis Pembebanan

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Pembebanan	3	Persentase pembebanan di setiap bulan kurang dari 30 persen	A	4	12

Tabel 4.3 berdasarkan kriteria HI persentase pembebanan yang diperoleh kurang dari 30 persen menghasilkan mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat dengan hasil nilai akhir parameter ini senilai 12 terhadap bobot sebesar tiga. Besar persentase pembebanan ini mengindikasikan AV 08 beroperasi secara aman dalam menjaga dan mengatur pola persentase pembebanan di bawah batas *overload* untuk kapasitas transformator daya 80 MVA.

#### 4.2.2. Analisis Inspeksi Pemeliharaan

Berdasarkan catatan *Minor of inspection and record transformer* seksi TIS pelaksanaan pemeliharaan periodik aktif beroperasi mulai dari tahun 2020 dengan keterangan *timeline* ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Pola dan *Timeline* Pemeliharaan Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

No	Transformator	Tahun		
		2020	2021	2022
1	Transformator AV 08	19 Juni 2020	27 Mei 2021	5 Juli 2022

Pola dan timeline pemeliharaan pada Gambar 4.3 menunjukkan Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL termasuk dalam kriteria pemeliharaan yang dilakukan satu kali dalam kurun waktu 12 bulan. Penilaian HI terhadap parameter ini ditunjukkan dalam bentuk Tabel 4.5 mengenai transkrip nilai analisis inspeksi pemeliharaan.

Tabel 4.5 Hasil Transkripsi Nilai HI Analisis Inspeksi Pemeliharaan

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Inspeksi Pemeliharaan	4	Pemeliharaan dilakukan sekali di setiap tahun	A	4	16

Berdasarkan kriteria HI inspeksi pemeliharaan yang dilakukan satu kali dalam kurun waktu 12 bulan menghasilkan mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat dengan hasil nilai akhir parameter ini senilai 16 terhadap bobot sebesar empat. Intensitas pemeliharaan serutin ini dengan pelaksanaan kegiatan berupa *cleaning* dan *testing* area dan setiap komponen trafo sangatlah baik.

#### 4.2.3. Analisis Gangguan Internal

Gangguan internal pada transformator AV 08 MTS 2 PT KDL tidak pernah mengalami gangguan sama sekali selama tahun 2022. Frekuensi gangguan internal selama tahun 2022 ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Frekuensi Gangguan Internal Tahun 2022

NO	Bulan	Jumlah Gangguan	NO	Bulan	Jumlah Gangguan
1	Januari	0	6	Juli	0
2	Februari	0	7	Agustus	0
3	Maret	0	8	September	0
4	April	0	9	Oktober	0
5	Mei	0	10	November	0
6	Juni	0	12	Desember	0

Data yang ditunjukkan pada Tabel 4.6 didukung oleh tidak adanya *work order* (WO) dari *divisi enggining* terhadap seksi TIS selama periode tersebut untuk melakukan kegiatan pemeliharaan koreksi komponen pada trafo ini. Transkrip nilai parameter ini ditunjukkan pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Hasil Transkrip Nilai Analisis Gangguan Internal

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Gangguan Internal	4	Tidak ditemukan gangguan internal	A	4	16

Tabel 4.7 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai 16 dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing sebesar “A” dan “4” terhadap bobot sebesar empat.

#### 4.2.4. Analisis Kelas Aset

Parameter kelas aset ditinjau berdasarkan lokasi objek penelitian yaitu distrik industri MTS 2 PT KDL yang bertempat di wilayah otonomi industri Krakatau Stell. Berdasarkan kriteria kelas aset wilayah industri tergolong dalam kelas 1.

Tabel 4.8 Hasil Transkrip Nilai Analisis Kelas Aset

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Kelas Aset	2	Kelas Aset 1 (Wilayah Industri)	D	1	2

Tabel 4.8 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter parameter ini senilai dua dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing sebesar D dan 1. Kelas aset 1 wilayah industri memiliki probabilitas yang tinggi akan anomali kegagalan trafo karena kebutuhan beban listrik yang tinggi. Mutu pelayanan pemeliharaan dan pemantauan perlu sebanding akan kebutuhan tersebut.

#### 4.2.5. Analisis Umur

Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL tercatat oleh *manufacture* dibuat pada tahun 2017 dan berdasarkan keterangan divisi operasi dan jaringan PT KDL mulai beroperasi sejak Oktober tahun 2019. Terukur dari waktu pengerjaan penelitian ini waktu operasi transformator ini sudah berjalan menuju empat tahun.

Data umur trafo membentuk hasil transkrip nilai analisis umur yang ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Hasil Transkrip Nilai Analisis Umur

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Umur	4	Sudah beroperasi empat tahun	B	3	12

Hasil transkrip nilai pada Tabel 4.9 menunjukkan parameter umur trafo menghasilkan huruf dan angka mutu masing-masing B dan tiga. Membentuk hasil parameter ini bernilai 12 terhadap bobot sebesar empat. Umur empat tahun ini masih tergolong trafo produktif. Kemungkinan kegagalan karena laju degradasi penuaan jika ditinjau berdasarkan kronologi waktu sangat rendah.

#### 4.2.6. Analisis Merek

Parameter merek terbagi menjadi dua kriteria, yaitu pabrikan asal eropa dan asia. Transformator AV 08 MTS 2 bermerk Siemens *Electric*. Berdasarkan lisensi dan desain oleh Siemens Energy GA yang berbasis di Negara German. Data merek yang diperoleh menghasilkan transkrip nilai parameter yang ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Hasil Transkrip Nilai Analisis Merk

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Merek	1	Asal Merk German (Eropa)	B	3	3

Tabel 4.8 menunjukkan pabrikan asal eropa menyebabkan perolehan mutu huruf B dengan mutu angka tiga. Bobot bernilai satu menghasilkan penilaian akhir bernilai tiga.

### 4.3. Faktor Kondisi

Berikut adalah analisis yang disajikan berupa pembahasan faktor kondisi:

#### 4.3.1. Analisis Tegangan Tembus

Pengujian tegangan tembus Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL mengacu pada standar IEC 60422. Pengambilan sampel minyak dilakukan pada bagian



*bottom* komponen tangki transformator dengan spesifikasi detail pengujian ditunjukkan pada Tabel 4.11.

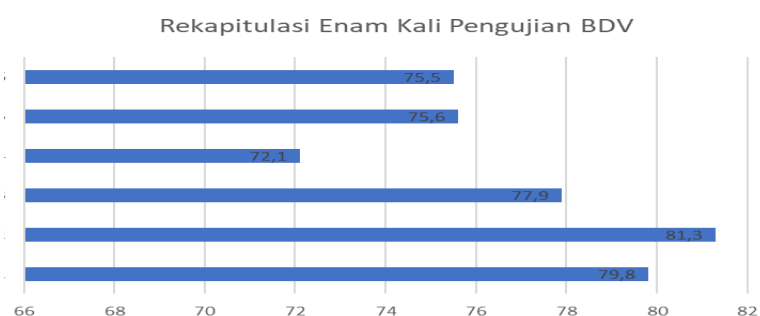
Tabel 4.11 Spesifikasi Pengujian Tegangan tembus Minyak

No	Data	Keterangan
1	Temperatur Minyak	29 °C
2	Frekuensi Pengujian	50 Hz
3	Gap Elektroda	2.5 mm
4	Elektroda	Mushroom
5	Jenis Minyak	<i>Nynas Nitro Lybra</i>
6	Timeline Pelaksanaan	18 Maret 2022

Tabel 4.11 mengarahkan pengukuran ini untuk meninjau ruang lingkup kekuatan dielektrik komponen minyak isolasi terhadap kapasitas injeksi tegangan yang dapat tertahan. Pengujian dilakukan sebanyak enam kali pengujian tegangan tembus dengan kriteria HI berdasarkan tegangan tembus rata-rata yang diperoleh pada Persamaan (2.5).

Tabel 4.12 Hasil Pengukuran Tegangan Tembus Minyak (BDV)

No	Pengujian	Hasil Pengujian (kV)	Hasil Rata-rata (kV)	IEC 60422
1	Pengujian 1	79,8	77,03 <sup>1</sup>	BDV > 50 kV
2	Pengujian 2	81,3		
3	Pengujian 3	77,9		
4	Pengujian 4	72,1	76,48 <sup>2</sup>	
5	Pengujian 5	75,6		
6	Pengujian 6	75,5		



Gambar 4. 3 Grafik Rekapitulasi Pengujian Tegangan Tembus (BDV) Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

Pada enam kali pengujian pada Tabel 4.12 menunjukkan hasil 79.8 kV di pengujian pertama, 81.3 kV di pengujian kedua, 77.9 kV di pengujian ketiga, 72.1

di pengujian keempat, 75,6 kV di pengujian kelima, dan 75,5 di pengujian keenam. Rata-rata BDV terukur sebesar 77,03 kV. Nilai rata-rata terukur membentuk kondisi transkrip penilaian parameter tegangan tembus pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 Hasil Transkrip Nilai Analisis Tegangan Tembus (BDV)

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Tegangan Tembus	3	Rata-rata BDV Terukur Memenuhi Batas Minimum Standar	A	4	12

Tabel 4.13 menunjukkan hasil rata-rata yang diperoleh menggunakan Persamaan (2.5) dengan pembuktian perhitungan terlampir (LAMPIRAN A). berdasarkan IEC 60422 Nilai rata-rata sebesar 77,03 kV tersebut termasuk dalam kriteria di atas nilai minimum yaitu 50 kV untuk nilai rating tegangan trafo 150 kV.

Data ini menghasilkan mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat dengan hasil nilai akhir parameter ini senilai 12 terhadap bobot sebesar tiga. Perananan parameter ini menunjukkan salah satu fungsi komponen minyak isolasi yaitu sebagai isolator (kekuatan dielektrik) berada pada kriteria sangat baik.

#### 4.3.2. Analisis Kadar Air

Minyak yang digunakan pada Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL berjenis *Nynas Nitro Lybra*. Minyak jenis ini memiliki spesifikasi tersendiri. Pada beberapa aspek, seperti viskositas dan kadar air. Pengujian ini mengacu pada standar IEC 608214 dengan kriteria pemenuhan syarat jumlah kadar air terukur tidak melebihi 40 ppm. Kadar air yang terkandung dalam minyak transformator AV 08 ditunjukkan pada Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Spesifikasi Hasil Pengujian Kadar Air

Aspek	Standard	Spesifikasi	Keterangan
Kadar Air	IEC 60814 (<40 ppm)	16 ppm	<i>Inside limit</i>

Sesuai yang tercantum pada Tabel 4.14 spesifikasi minyak transformator terukur sebesar 16 ppm. Nilai tersebut termasuk dalam kategori *inside limit* standar IEC 608214 tidak melebihi 40 ppm. Nilai kadar air tersebut menunjukkan transkrip penilaian parameter ini yang ditunjukkan pada Tabel 4.15.

Tabel 4.15 Transkrip Penilaian Analisis Kadar Air

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Kadar Air	3	Kurang dari 40 ppm	A	4	12

Tabel 4.15 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai 12 dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat. Peranan data parameter ini menunjukkan kualitas komponen minyak isolasi ditinjau dari jumlah kadar air yang dapat mempercepat laju degradasi berkelanjutan berupa pembusukan (korosi) pada komponen lain berupa belitan dan kertas masih sangat sehat.

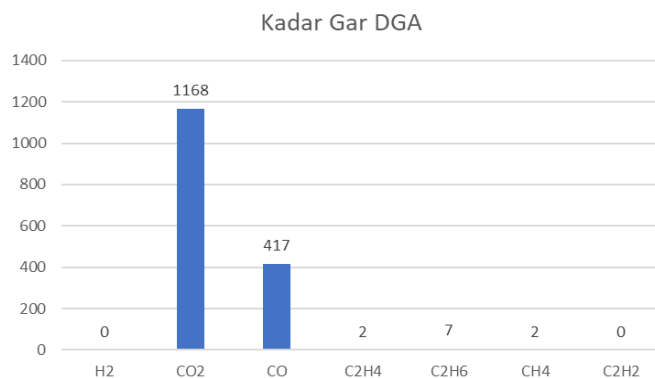
#### 4.3.3. Dissolved Gas Annalysis (DGA)

Parameter *Dissolved gas annalysis* (DGA) mendeteksi beberapa jenis gas yang terkandung dalam minyak transformator yang dapat memicu terjadinya gangguan. Hydrogen (H<sub>2</sub>), Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Carbon Monoxide (CO) Ethylene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) Ethane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) Methane (CH<sub>4</sub>) Acetylene (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>).

Pengambilan sampel minyak dilakukan pada bagian *bottom* tangki transformator dengan teknik dan acuan standar internasional IEEE C 57.104. 2013. Data kadar gas DGA, bobot setiap gas (pi), dan kondisi setiap gas berdasarkan data kadar gas (ni) ditunjukkan pada Tabel 4.16 dan Gambar 4.4.

Tabel 4.16 Jumlah Gas Terlarut Pada Minyak Isolasi

<i>Clasification Of Gasses</i>	<i>Gas Value</i>	<b>Bobot (pi)</b>	<b>Kondisi (ni)</b>
<i>Hydrogen (H<sub>2</sub>)</i>	0 ppm	2	1
<i>Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>)</i>	1168 ppm	1	1
<i>Carbon Monoxide (CO)</i>	417 ppm	1	1
<i>Ethylene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)</i>	2 ppm	3	1
<i>Ethane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)</i>	7 ppm	3	1
<i>Methane (CH<sub>4</sub>)</i>	2 ppm	3	1
<i>Acetylene (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)</i>	0 ppm	5	1



Gambar 4. 4 Kadar Gas DGA Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

Data pada Tabel 4.16 diolah untuk menentukan FDGA menggunakan Persamaan (2.6). Hasil proses kalkulasi FDGA pada Lampiran (A-2) menunjukkan nilai FDGA sebesar 1,00. Nilai ini berdasarkan kriteria HI masuk dalam kategori sangat bagus.

Tabel 4. 17 Hasil Transkrip Nilai Pengukuran

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
DGA	3	FDGA < 1,2	A	3	9

Tabel 4.17 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai 12 terhadap bobot sebesar tiga dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing adalah “A” dan “4”. Peranan data parameter ini menunjukkan kualitas komponen minyak isolasi ditinjau dari jumlah kadar gas yang dapat mempercepat probabilitas laju degradasi akibat fenomena kegagalan dengan karakteristik *chemical* dan termal sangatlah rendah.

#### 4.3.4. Analisis *Polarity Index*

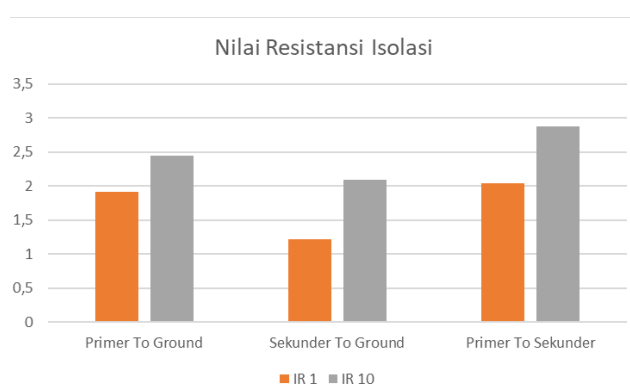
Hasil pengukuran PI dilakukan dengan membandingkan hasil pengukuran polarisasi resistansi insulasi menit ke 10 ( $IR_{10min}$ ) terhadap resistansi insulasi menit ke-1 ( $IR_{1min}$ ). Parameter ini memiliki uraian pengukuran berupa pengukuran antar belitan, primer terhadap *ground*, dan sekunder terhadap *ground*.

Pengukuran dilakukan menggunakan Fluke 1555 dengan tegangan injeksi dalam bentuk DC sebesar 10 kV disetiap uraian pengukuran. Setiap uraian

pengukuran menghasilkan PI yang berbeda-beda dan ditunjukkan pada Tabel 4.18 dan Gambar 4.5.

Tabel 4.18 Hasil Pengujian PI

Uraian Pengukuran	IR 1min	IR 10min	PI
Primer to Ground	1,91 GOhm	2,45 GOhm	1,28
Sekunder to Ground	1,22 GOhm	2,09 GOhm	1,72
Primer to Sekunder	2,04 GOhm	2,88 GOhm	1,41



Gambar 4. 5 Grafik Rekapitulasi Resistansi Isolasi

Hasil nilai *polarity index* pada Tabel 4.18 didapatkan dengan memanfaatkan Persamaan (2.7) dengan pembuktian per2,45 hitungan setiap uraian pengukuran ditunjukkan pada Lampiran (A-2) dan (A-3). Mengacu standar IEEE C57.152 terhadap teknik dan kriteria hasil nilai PI yang ditunjukkan pada Tabel 4.18 di setiap uraian pengukuran menunjukkan nilai berada pada rentang 1,25 sampai dengan 2,0 membentuk transkrip penilaian HI ditunjukkan pada Tabel 4.19.

Tabel 4. 19 Hasil Transkrip Penilaian Analisis PI

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
<i>Polarity Index</i>	2	Nilai ketiga uraian pengukuran berada diantara 1,25 s.d. 2,0	B	3	6

Tabel 4.19 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai 6 terhadap bobot sebesar dua dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing bernilai B dan tiga. Hasil ini menunjukkan polarisasi arus yang terjadi pada komponen *bushing* baik. Kualitas isolasi didalam bushing ketika terinjeksi tegangan sangat mudah terpolarisasi yang menyebabkan resistansi insulasi pada menit ke-10 sangatlah

tinggi jika dibandingkan menit ke-1. Besar nilai resistansi menit ke-10 inilah yang menjadi tolak ukur kesehatan transformator berbasis parameter *polarity index*.

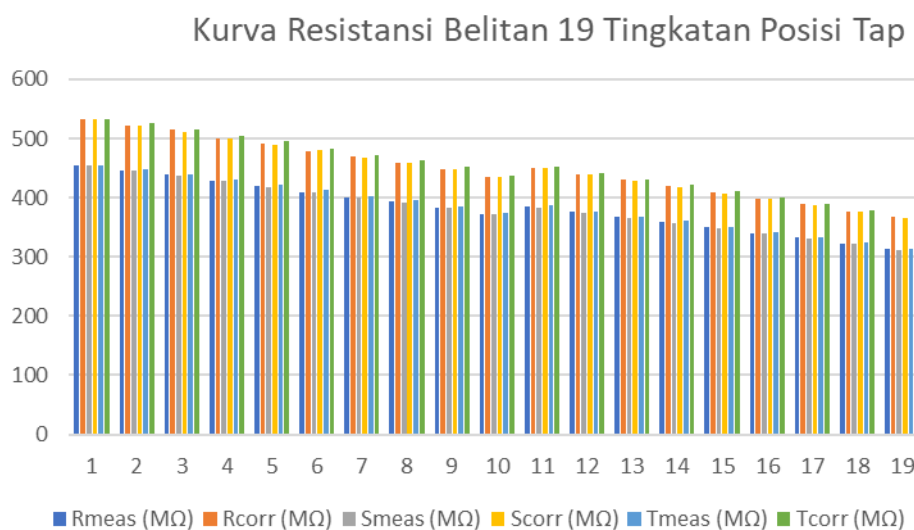
#### 4.3.5. Analisis Resistansi Belitan

Pengukuran dilakukan dengan konfigurasi *auto switching of phases* dengan arus pengujian tiga ampere disetiap sisi tegangan belitan. Pengukuran ini memiliki variabel yang harus dicapai terdiri dari *Rmeas*, *Rcorr*, dan *Dev* dengan istilah masing-masing yaitu nilai resistansi yang didapat dari pengukuran alat, nilai resistansi literatur dan nilai deviasi terukur antara *Rmeas* dan *Rcorr*. Hasil setiap variabel pada parameter ini ditunjukkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4.20 Hasil Pengukuran Resistansi Belitan

Resistansi Pengukuran Belitan Sisi Primer									
Tap	Fasa R			Fasa S			Fasa T		
	<i>Rmeas</i> (M $\Omega$ )	<i>Rcorr</i> (M $\Omega$ )	<i>Dev</i> (%)	<i>Rmeas</i> (M $\Omega$ )	<i>Rcorr</i> (M $\Omega$ )	<i>Dev</i> (%)	<i>Rmeas</i> (M $\Omega$ )	<i>Rcorr</i> (M $\Omega$ )	<i>Dev</i> (%)
1	454,49	531,75	0,08	453,84	530,99	0,06	458,34	536,26	0,10
2	445,53	521,28	0,05	445,13	520,80	0,09	448,89	525,20	0,08
3	439,52	514,24	0,10	436,05	510,18	0,07	440,05	514,86	0,09
4	427,91	500,65	0,10	427,28	499,92	0,09	431,32	504,64	0,08
5	419,12	490,37	0,05	417,94	489,00	0,10	422,86	494,74	0,07
6	409,53	479,16	0,08	409,81	479,48	0,09	412,99	483,20	0,09
7	400,54	468,63	0,07	400,34	468,40	0,08	403,22	471,79	0,04
8	392,59	459,33	0,08	391,27	457,78	0,08	395,40	462,62	0,07
9	383,14	448,27	0,08	382,33	447,33	0,08	385,66	451,22	0,07
10	372,43	435,74	0,08	372,35	435,66	0,07	374,17	437,78	0,08
11	385,40	450,91	0,10	383,80	449,05	0,07	386,46	452,16	0,05
12	375,36	439,17	0,09	375,05	438,81	0,08	377,23	441,36	0,07
13	367,40	429,85	0,10	366,16	428,41	0,06	368,37	430,99	0,09
14	358,20	419,09	0,10	357,15	417,87	0,09	360,62	421,93	0,06
15	350,05	409,56	0,07	348,31	407,52	0,08	351,07	410,76	0,07
16	340,46	398,34	0,08	339,34	397,02	0,08	341,46	399,51	0,07
17	331,93	388,36	0,063	330,32	386,47	0,06	332,19	388,66	0,10
18	322,57	377,41	0,092	321,11	375,70	0,09	323,66	378,68	0,07
19	314,29	367,72	0,084	312,27	365,36	0,08	314,10	367,50	0,06
Resistansi Belitan Sisi Sekunder									
1	25,68	30,05	0,06	25,68	30,04	0,06	25,66	30,02	0,09
IEEE C57.152				Nilai deviasi di bawah lima persen baik					

Guna meningkatkan nilai guna dari data yang ditunjukkan pada Tabel 4.20 disajikan kurva setiap fasa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4. 6 Kurva Resistansi Belitan 19 Tingkatan Posisi Tap Transformator Daya 80 MVA

Tabel 4.20 merupakan hasil pengukuran resistansi belitan pada setiap fasa belitan sisi primer yang berjumlah 19 posisi tap dan satu posisi tap sisi sekunder. Data yang ditunjukkan menjamin teknik pengukuran dilakukan secara baik karena tidak terdapat nilai negative yang mengindikasikan keliruan pengukuran. Nilai Rcorr sebagai atribut perhitungan memanfaatkan Persamaan (2.6) yang otomatis terhitung ketika memasukan nilai tap pada setiap posisi pada alat ukur Omicron CPC 100. Nilai RMeas adalah aktualisasi data pengukuran yang didapat dari uraian pengukuran pada setiap posisi tap. Data yang ditunjukkan diatur berdasarkan standar IEEE C 57.152 dengan kriteria nilai deviasi yang baik adalah di bawah lima persen. Penentuan devisiasi memanfaatkan Persamaan (2.10) dengan transparansi perhitungan terlampir pada Lampiran (A-3), (A-4), (A-5), (A-6), (A-7), dan (A-8) meliputi devisiasi setiap fasa terhadap setiap posisi tap. Devisiasi yang ditunjukkan pada Tabel 4.20 disetiap fasa masuk dalam kategori standar yaitu kurang dari lima persen. Tabulasi parameter ini ditunjukkan pada Tabel 2.21.

Tabel 4.21 Hasil Transkrip Nilai HI Resistansi Belitan

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Resistansi Belitan	2	Nilai resistansi sisi HV dan LV memenuhi kriteria standar disetiap fasa dan posisi tap	A	4	8

Tabel 4.21 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai 8 dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat terhadap bobot bernilai dua. Transkrip nilai ini membuktikan kondisi komponen belitan transformator dalam ruang lingkup kualitas resistansi masih sangat baik karena terdapat kesesuaian yang tinggi antar nilai aktualisasi dan teori.

#### 4.3.6. Analisis Tan $\delta$

Pengukuran tan  $\delta$  dilakukan menggunakan metode UST (*Ungrounded Speciment Test*) dan GST (*Grounded Speciment Test*) dengan penginjeksian tegangan AC sebesar 10 kV dan frekuensi 50 Hz. Penginjeksian dilakukan secara bergantian antara sisi primer dan sekunder terhadap komponen belitan dan bushing dengan Hasil pengukuran tan  $\delta$  ditunjukkan pada Tabel 2.2.

Tabel 4.22 Hasil Pengukuran Tan  $\delta$

Injeksi Primer				
No	Test		Tan $\delta$ (%)	
	Metode	Tipe	Bushing	Winding
1	GST	CH+CHL	0,3625	0,2791
2	GSTg	CH	0,2436	0,2436
3	UST	ICHL	0,2910	0,2910
Injeksi Sekunder				
1	GST	CH+CHL	0,3875	0,2984
2	GSTg	CH	0,3931	0,3027
3	UST	CHL	0,3778	0,2909

Hasil data pengukuran tan  $\delta$  pada Tabel 4.22 menunjukkan nilai persentase Tan  $\delta$  terukur berdasarkan arah injeksi disetiap komponen berada di kisaran 0,1 sampai dengan 0,5. Hasil ini mengindikasikan kondisi resiko kegagalan yang rendah untuk masukan data transkrip nilai parameter HI Tabel 2.23.

Tabel 4. 23 Hasil Analisis Transkrip HI Parameter Tan  $\delta$

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
Tan $\delta$	3	Nilai Tan $\delta$ disetiap variabel pengukuran berada di kisaran 0,1 s.d 0,5	B	3	9

Tabel 4.23 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai sembilan dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat. Hasil ini menunjukkan sifat kapasitansi pada bushing dan koneksi belitan masih baik karena



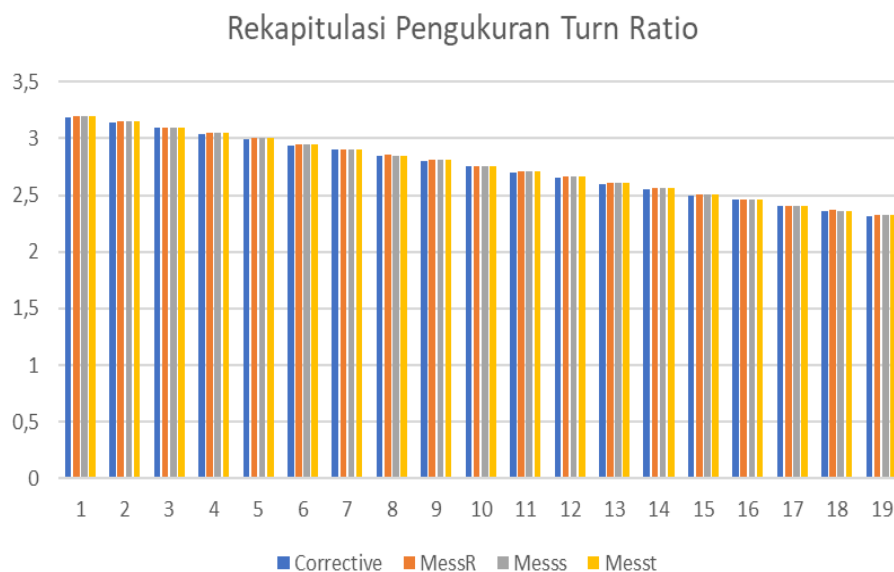
nilai  $\tan \delta$  masih jauh dari nilai toleransi maksimum. Penilaian ini menunjukkan kandungan arus resistif dengan nama lain arus bocor bernilai sangatlah kecil.

#### 4.3.7. Analisis *Turn Ratio* (TR)

Hasil pengukuran TR (*Turn Ratio*) memuat variabel Tap sebagai acuan pengukuran berdasarkan nomor *tap*, *Corr* yaitu nilai rasio terhitung secara teori berdasarkan persamaan 2.5, dan *Mess* yaitu nilai ratio terukur setiap fasa pada alat TTR 330. Nilai yang digunakan sebagai bahan analisis terdapat pada variabel Devisiasi. Hasil pengukuran TR ditunjukkan pada Tabel 4.24 dan Gambar 4.6.

Tabel 4. 24 Hasil Pengukuran *Turn Ratio*

Tap	Corr	Mess <sub>R</sub>	Devisiasi	Mess <sub>s</sub>	Devisiasi	Mess <sub>t</sub>	Devisiasi
1	3,19	3,20	0,25%	3,20	0,20%	3,20	0,20%
2	3,14	3,15	0,25%	3,15	0,20%	3,15	0,21%
3	3,09	3,10	0,27%	3,10	0,23%	3,10	0,23%
4	3,04	3,05	0,26%	3,05	0,21%	3,05	0,22%
5	2,99	3,00	0,27%	3,00	0,22%	3,00	0,23%
6	2,94	2,95	0,34%	2,95	0,31%	2,95	0,31%
7	2,90	2,90	0,28%	2,90	0,23%	2,90	0,25%
8	2,85	2,86	0,30%	2,85	0,24%	2,85	0,25%
9	2,80	2,81	0,29%	2,81	0,26%	2,81	0,26%
10	2,75	2,76	0,29%	2,76	0,24%	2,76	0,25%
11	2,70	2,71	0,30%	2,71	0,27%	2,71	0,28%
12	2,65	2,66	0,30%	2,66	0,25%	2,66	0,26%
13	2,60	2,61	0,29%	2,61	0,26%	2,61	0,26%
14	2,55	2,56	0,31%	2,56	0,26%	2,56	0,27%
15	2,50	2,51	0,30%	2,51	0,26%	2,51	0,26%
16	2,46	2,46	0,30%	2,46	0,26%	2,46	0,29%
17	2,41	2,41	0,32%	2,41	0,27%	2,41	0,28%
18	2,36	2,37	0,31%	2,36	0,27%	2,36	0,28%
19	2,31	2,32	0,47%	2,32	0,32%	2,32	0,36%



Gambar 4.7 Rekapitulasi Pengukuran Turn Ratio Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

Tabel 4.24 menunjukkan seluruh nilai deviasi yang ditunjukkan berada didalam nilai aman standar IEC 60076-1 yaitu di bawah 0,5 persen dengan pembuktian perhitungan terlampir pada Lampiran (A-8), (A-9), (A-10), (A-11), (A-12), dan (A-13) memanfaatkan Persamaan (2.10). Kriteria ini mengindikasikan kondisi baik pada transkrip nilai parameter yang ditunjukkan pada Tabel 2.25.

Tabel 4. 25 Hasil Transkrip HI Parameter Turn Ratio

Parameter	Bobot	Data	Nilai Mutu (NM)		Hasil
			Huruf	Angka	
<i>Turn Ratio</i>	2	Hasil devisiasi setiap fasa di bawah 1,5 persen	A	4	8

Tabel 4.25 menunjukkan hasil transkrip nilai parameter ini senilai delapan dengan nilai mutu huruf dan angka masing-masing adalah A dan empat. Hasil ini menunjukkan kondisi belitan antara sisi dalam kondisi baik. Anomali seperti hubung singkat antar sisi belitan memiliki peluang sangat kecil karena kualitas tap changer masih dalam kondisi baik.

#### 4.4. Perhitungan HI Untuk Prediksi Umur Transformator AV 08

Perhitungan HI untuk prediksi Umur Transformator AV 08 memanfaatkan tabulasi akhir dari faktor historis maupun kondisi sebagai acuan nilai masing-masing faktor indek kesehatan.

#### 4.4.1. Nilai Akhir Faktor Historis

Hasil penilaian akhir berdasarkan analisis disetiap parameter faktor historis menghasilkan wujud transkrip nilai yang ditunjukkan pada Tabel 2.26.

Tabel 4. 26 Transkrip Nilai Akhir *Health Index* (Faktor Historis)

No	Parameter Historis	Bobot	Huruf Mutu	Nilai Akhir
1	Umur	4	B	12
2	Pembebanan	3	A	12
3	Inspeksi dan pemeliharaan	4	A	16
4	Gangguan Internal	4	A	16
5	Kelas Aset	2	D	2
6	Merk	1	B	3
Nilai Total		18		61

Hasil transkrip nilai akhir yang ditunjukkan pada Tabel 2.26 menghasilkan nilai total bobot sebesar 18 sebagai nilai variabel (*Bobottotal*) dan nilai akhir total faktor historis sebesar 61 sebagai nilai variabel (*NAtotal*). Memanfaatkan Persamaan 2.11 yang terlampir pada LAMPIRAN (A-13) nilai akhir faktor historis Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL diperoleh sebesar 3.38.

#### 4.4.2. Nilai Akhir Faktor Kondisi

Hasil penilaian akhir berdasarkan analisis disetiap parameter faktor kondisi menghasilkan wujud transkrip nilai yang ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Transkrip Nilai Akhir *Health Index* (Faktor Kondisi)

No	Parameter Kondisi	Bobot	Huruf Mutu	Skor
1	Tegangan Tembus	3	A	12
2	<i>Water Content</i>	3	A	12
3	<i>Index Polarity</i>	2	B	6
4	Resistansi Belitan	2	A	8
5	<i>Turn Ratio</i>	2	A	8
6	Tan Delta	3	B	9
7	Analisa Gas Terlarut	3	A	12
Nilai Total		18		67

Hasil transkrip nilai akhir yang ditunjukkan pada Tabel 2.27 menghasilkan nilai total bobot sebesar 18 sebagai nilai variabel (*Bobottotal*) dan nilai akhir total faktor kondisi sebesar 67 sebagai nilai variabel (*NAtotal*). Memanfaatkan Persamaan 2.11 yang terlampir pada LAMPIRAN (A-13) nilai akhir faktor historis Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL diperoleh sebesar 3.72.

#### **4.4.3. Perhitungan Nilai Health Index dan Prediksi Sisa Umur**

Memfaatkan Persamaan (2.2), nilai *health index* Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL adalah 3,58 (Lampiran A-14). Hasil ini merupakan acuan dalam mengindikasikan transformator dalam kondisi sehat. Mengacu pada kriteria sisa umur metode *health index* hasil index yang diperoleh memprediksi sisa umur transformator memiliki harapan hidup lebih dari 15 tahun kedepan. Kondisi ini tergolong sangatlah baik dengan faktor utama historikal pembebanan dalam suatu periode waktu tidak lebih dari 30 persen menyebabkan parameter-parameter prediksi komponen yang diujikan pada faktor kondisi bernilai sangatlah bagus. Selain itu penilaian HI yang diperoleh didukung oleh faktor historis lainnya seperti pemeliharaan yang dilakukan secara intens di setiap tahunnya. Aktualisasi yang didapatkan ditunjukkan oleh tidak didapati temuan abnormal sepanjang tahun 2022 pada Transformator AV 08 PT KDL.

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1. Kesimpulan**

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan telah dilakukan dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Metode *health index* memanfaatkan faktor historis sebagai acuan penemuan suatu anomali kegagalan berbasis identitas transformator dan faktor kondisi dapat menjadi variabel terikat guna memperkuat kondisi dari karakter identitas suatu transformator berdasarkan parameter-parameter yang bersifat prediksi.
2. Nilai *health index* (HI) yang diperoleh dari faktor indek historis dan indek kondisi masing-masing sebesar 3,33 dan 3,73 menghasilkan nilai akhir indek kesehatan sebesar 3,56 yang menunjukkan kondisi transformator dalam kondisi bagus.
3. Penentuan sisa umur menggunakan metode *health index* (HI) terprediksi transformator AV 08 MTS 2 PT KDL dapat beroperasi baik lebih dari 15 tahun.

#### **5.2. Saran**

Adapun saran yang dapat diberikan dari hasil penelitian yang telah dilakukan, antara lain sebagai berikut:

1. Bagi PT KDL, Dapat meningkatkan mutu dari pemantauan suatu transformator berbasis historis agar investigasi penyebab kegagalan suatu transformator bisa terprediksi sejak dini.
2. Bagi PT KDL, Dapat meningkatkan ragam pemeliharaan prediksi lebih lanjut guna peninjauan kondisi trafo dapat lebih terjaga lagi, seperti *Sweep Frequency Response Analyzer* (SFRA), *Interfasial tension*, DFR
3. Penelitian selanjutnya dapat dilakukan dengan peningkatan nilai guna metode kalkulasi HI berbasis *machine learning*.

4. Penelitian selanjutnya dapat meningkatkan nilai guna metode HI dengan menambahkan objek penelitian namun mengedepankan jumlah parameter yang lebih efisien dan nilai bobot yang lebih tinggi.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Jufasha. M.A., A.B. Muljono., I. Bagus, and F.Citarsa, “Desain Dan Analisis Transformator Distribusi 3 Fasa 100 Kva Menggunakan *Ansys Maxwell* Ditinjau Dari Rugi Inti.” Jurusan Teknik Elektro, Universitas Mataram, 2023.
- [2] Roza. I., A. A. Nasution, and H. Setiawan, “Analisis Umur Minyak Terhadap Temperatur Transformator 150kv Akibat Penurunan Tegangan Tembus Pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PITG) 2.1 Pt Pln (Persero) Unit Pelaksana Pembangkitan Belawan,” *Journal of Electrical and System Control Engineering (JESCE)*, vol. 3, no. 1, 2019.
- [3] Siada. A.A., M. I. Mosaad, D. Kim, and M. F. El-Naggar, “*Estimating Power Transformer High Frequency Model Parameters Using Frequency Response Analysis*,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 3, pp. 1267–1277, 2020.
- [4] Murugan. R. and R. Ramasamy, “*Understanding the power transformer component failures for health index based maintenance planning in electric utilities*,” *Enggining Fail Analysis Journal*, vol. 96, no. 2, pp. 274–288, 2019.
- [5] Foros. J. and M. Istad, “Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2612–2620, 2020.
- [6] Sarah. A., J.M. Nainggolan, W. Gunawan, and H. Chairul, “*Prediction of Power Transformers Lifetime Using Thermal Modeling Analysis*” *International Conference on Innovative Research and Development (ICIRD)*, 2019.
- [7] Zhou. H., X. Yan, and G. Liu, “*A review on voltage control using on-load voltage transformer for the power grid*,” in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Institute of Physics Publishing, 2019.
- [8] Dewangga. K., “Analisis Kondisi dan Prediksi Umur Transformator Daya Dengan Metode Health Indeks Di PT PLN (PERSERO) U1-TJBT UPT Purwokerto,” Teknik Elektro, Universitas Brawijaya, Malang, 2020.

- [9] Fauziyyah. S, “*Country of Origin as Determinants of Perceived Quality.*” [Online]. Available: <http://journal.ubm.ac.id/>
- [10] Firdaus. M,R. and D. Nugroho, “Penentuan Kelayakan Tahanan Isolasi 60 MVA di Gardu Induk Tegal Dengan Menggunakan Indeks Polarisasi, *Tangen Delta*, dan *Breakdown Voltage*,” in *Jurnal elektro Universitas Islam Agung Semarang* , Desember, vol. 2, no. 2, 2019.
- [11] Erlina. A. and Muhlis. A, “Pengujian Kondisi Isolasi Main Transformator Gtg 1.1 Dengan Metode Dielectric Response Analysis (DIRANA),” *Jurnal Ilmiah dan Kelistrikan STT PLN*, vol. 8, no. 2, pp. 74–79, 2018.
- [12] Abidin. L, “Pengujian Dissipation Factor pada Transformator dengan Jumper dan tanpa Jumper Bushing,” *Jurnal Energi & Kelistrikan*, vol. 11, no. 2, pp. 189–196, 2019.
- [13] Makkulau.A., N. Pasra, and S. R. Rifaldi, “Pengujian Tahanan Isolasi Dan Rasio Pada Trafo Ps T15 Pt Indonesia Power Up MRICA,” *Jurnal Ilmiah Energi dan Kelistrikan STT PLN*, vol. 10, no. 1, pp. 20–25, 2018.
- [14] Joel. S. and A. Kaul, “*Predictive Maintenance Approach for Transformers Based on Hot Spot Detection in Thermal images,*” *IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation, ICMICA* , Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, Jun. 2020. doi: 10.1109/ICMICA48462.2020.9242851.
- [15] Abd El-Aal. R. A., K. Helal, A. M. M. Hassan, and S. S. Dessouky, “*Prediction of Transformers Conditions and Lifetime Using Furan Compounds Analysis,*” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 102264–102273, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2931422.
- [18] Mukhtar and Suwardiyanto, “Pemeliharaan Transformator Level 1,2,3 Pemeliharaan Listrik”.in *Buku Pedoman pemeliharaan Transformator Daya PT Indonesia Power*, 2016.
- [19] Murugan.R. and R. Ramasamy, “Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities,” *Eng Fail Anal*, vol. 96, pp. 274–288, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.engfailanal.2018.10.011.
- [20] Barkas.D.A., I. Chronis., and C. Psomopoulos, “Failure mapping and critical measurements for the operating condition assessment of power transformers,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 527–547, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.07.028.



- [21] Singh.J., S. Singh., and A. Singh, “Distribution transformer failure modes, effects and criticality analysis (FMECA),” *Eng Fail Anal*, vol. 99, pp. 180–191, May 2019, doi: 10.1016/j.engfailanal.2019.02.014.
- [22] Soni.R and B. Mehta, “Review on asset management of power transformer by diagnosing incipient faults and faults identification using various testing methodologies,” *Engineering Failure Analysis*, vol. 128. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.engfailanal.2021.105634.
- [23] Fadhliyansyah. M.“Analisis Perhitungan Rugi-rugi Transformator Akibat Harmonisa,”. In *Jurnal Teknik Elektro, Energi, Dan Teknologi Informasi Untan*. vol.2, no.1., 2018.
- [24] Zheng.X., Z. X. Sang., and M. Yang, “The Health Index Methodology of Integrated Energy System,” in *Proceedings - 2020 International Conference on Computer Vision, Image and Deep Learning, CVIDL 2020*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jul. 2020, pp. 426–430. doi: 10.1109/CVIDL51233.2020.00-56.
- [25] Putra.A.Y, “Analisis Kondisi dan Prediksi Umur Transformator Daya Menggunakan Metode Health Index,” *Teknik Elektro*, Universitas Brawijaya, Malang, 2016.
- [26] Taengko.K and P.Damrongkulkamjorn,” Risk Assesment Power Transformer In PEA Substations Using Health Index” in *conference IEEE 978-1-4799-0545-4/13/2019 (2019)*
- [27] International Electrotechnical Commission. and International Electrotechnical Commission. Technical Committee 10., “*Oil filled electrical equipment sampling of gases and analysis of free and dissolved gases guidance* “. International Electrotechnical Commission, 2011.
- [28] Abdi.S, N. Harid, L. Safiddine, A. Boubakeur, and A. Haddad, “The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 8, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14082089.
- [29] Ondrialdi.R and U. Situmeang, “Analisis Pengujian Kualitas Isolasi Transformator Daya di PT. Indah Kiat Pulp and Paper Perawang,” *Jurnal Sain, Energi, Teknologi & Industri*, vol. 4, no. 2, pp. 72–81, 2020.
- [30] International Electrotechnical Commission. and International Electrotechnical Commission. Technical Committee 14., *Power transformers. Part 1, General transformateurs de puissance. Partie 1, Généralités*. International Electrotechnical Commission, 2021.

- [31] Fabricia.A, “ Analisis Perhitungan Pendinginan Trafo Menggunakan Isolator Cair Minyak Sawit,” in *Jurnal Agro vol 3 no 2 ISSN : 2656-4831 (Cetak)ISSN : 2656-4823*, 2021
- [32] Alqudsi.A and A. El-Hag, “Application of machine learning in transformer health index prediction,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 14, 2019, doi: 10.3390/en12142694.



## LAMPIRAN A HASIL PERHITUNGAN

### A. Pembebanan

Perhitungan Daya Aktif (P) dan Persentase Pembebanan (%Load)

1. Januari

$$\text{Daya Aktif (P)} = 31,15 \text{ kV} \times 610 \text{ A} \times 0,83 = 15,77 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{15,77}{80} \times 100\% = 19,71 \%$$

2. Februari

$$\text{Daya Aktif (P)} = 31,05 \text{ kV} \times 579 \text{ A} \times 0,791 = 14,22 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{14,22}{80} \times 100\% = 17,78 \%$$

3. Maret

$$\text{Daya Aktif (P)} = 30,79 \text{ kV} \times 531 \text{ A} \times 0,85 = 13,89 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{13,89}{80} \times 100\% = 17,37 \%$$

4. April

$$\text{Daya Aktif (P)} = 30,44 \text{ kV} \times 551 \text{ A} \times 0,819 = 13,74 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{13,74}{80} \times 100\% = 17,17 \%$$

5. Mei

$$\text{Daya Aktif (P)} = 31,11 \text{ kV} \times 612 \text{ A} \times 0,801 = 15,25 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{15,25}{80} \times 100\% = 19,06 \%$$

6. Juni

$$\text{Daya Aktif (P)} = 30,66 \text{ kV} \times 525 \text{ A} \times 0,88 = 14,16 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{14,16}{80} \times 100\% = 17,71 \%$$

7. Juli

$$\text{Daya Aktif (P)} = 32,52 \text{ kV} \times 710 \text{ A} \times 0,92 = 21,24 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{21,24}{80} \times 100\% = 26,52 \%$$

8. Agustus

$$\text{Daya Aktif (P)} = 29,66 \text{ kV} \times 517 \text{ A} \times 0,852 = 13,06 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{13,06}{80} \times 100\% = 16,33 \%$$

9. September

$$\text{Daya Aktif (P)} = 32,43 \text{ kV} \times 633 \text{ A} \times 0,92 = 18,88 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{18,88}{80} \times 100\% = 23,60 \%$$

10. Oktober

$$\text{Daya Aktif (P)} = 32,3 \text{ kV} \times 633 \text{ A} \times 0,92 = 12,25 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{12,25}{80} \times 100\% = 15,31 \%$$

11. November

$$\text{Daya Aktif (P)} = 29,38 \text{ kV} \times 506 \text{ A} \times 0,861 = 12,79 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{12,79}{80} \times 100\% = 15,99 \%$$

12. Desember

$$\text{Daya Aktif (P)} = 23,65 \text{ kV} \times 448 \text{ A} \times 0,852 = 9,52 \text{ MW}$$

$$\%Load = \frac{13,06}{80} \times 100\% = 11,90 \%$$

## B. Tegangan Tembus

Penghitungan Rata-rata Tegangan Tembus

$$1. \quad \overline{BDV}1 = \frac{(79,8+81,3+77,9+72,1+75,6+75,6)kV}{6} = 77,03 \text{ kV}$$

$$2. \quad \overline{BDV}2 = \frac{(81,3+77,9+72,1+75,6+75,6)kV}{5} = 76,48 \text{ kV}$$

## C. Perhitungan Kadar Air

$$1. \quad 16 \text{ ppm} = \frac{16}{10000} = 0,0016\%$$

## D. DGA

Penghitungan FDGA

$$FDGA = \frac{\sum_{i=1}^7 ni * pi}{\sum_{i=1}^7 pi}$$

$$FDGA = \frac{(H_2 \times 2) + (CH_4 \times 2) + (C_2H_6 \times 3) + (C_2H_4 \times 3) + (CO \times 1) + (CO_2 \times 1) + (C_2H_2 \times 5)}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + CO + CO_2 + C_2H_2}$$

$$FDGA = \frac{(1 \times 2) + (1 \times 2) + (1 \times 3) + (1 \times 2) + (1 \times 1) + (1 \times 1) + (1 \times 5)}{2 + 2 + 3 + 3 + 1 + 1 + 5}$$

$$FDGA = 1,00$$

## E. Polarity Index

Penghitungan PI:

1. Konfigurasi Test Primer (HV) to Ground

$$PI = \frac{2,45 \text{ G}\Omega}{1,91 \text{ G}\Omega} = 1,28$$

2. Konfigurasi Test Sekunder (LV) to Ground

$$PI = \frac{2,09 \text{ G}\Omega}{1,22 \text{ G}\Omega} = 1,72$$

3. Konfigurasi Primer (HV) to Sekunder (LV)

$$PI = \frac{2,04 \text{ G}\Omega}{2,88 \text{ G}\Omega} = 1,41$$

## F. Resistansi Belitan

Perhitungan Deviasi Resistansi

1. Tap 1 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{454,49 \text{ m}\Omega - 531,75 \text{ m}\Omega}{531,75} \right| \times 100\% = 0,08 \%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{453,84\text{m}\Omega - 530,99\text{m}\Omega}{530,75\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,06\%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{536,26\text{m}\Omega - 458,34\text{m}\Omega}{536,26\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,1\%$$

2. Tap 2 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{531,75\text{m}\Omega - 454,49\text{m}\Omega}{531,75\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,08\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{445,13\text{m}\Omega - 520,8\text{m}\Omega}{520,8\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,09\%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{525,2\text{m}\Omega - 448,89\text{m}\Omega}{525,2\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,08\%$$

3. Tap 3(Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{514,24\text{m}\Omega - 439,52\text{m}\Omega}{514,24\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,1\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{510,18\text{m}\Omega - 436,05\text{m}\Omega}{510,18\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,07 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{514,86 \text{ m}\Omega - 440,05 \text{ m}\Omega}{514,86 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,09 \%$$

4. Tap 4 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{500,65\text{m}\Omega - 427,91\text{m}\Omega}{500,65\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,1\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{499,92\text{m}\Omega - 417,94\text{m}\Omega}{499,92\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,09 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{504,64\text{m}\Omega - 431,31\text{m}\Omega}{504,64\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,08 \%$$

5. Tap 5 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{490,37\text{m}\Omega - 419,12\text{m}\Omega}{490,37\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,05\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{489,001\text{ m}\Omega - 422,863\text{ m}\Omega}{489,001\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,09 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{494,74\text{ m}\Omega - 422,32\text{ m}\Omega}{494,74\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,074\%$$

6. Tap 6 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{479,16\text{m}\Omega - 409,53\text{m}\Omega}{479,16\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,078\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{479,487\text{m}\Omega - 409,818\text{ m}\Omega}{479,487\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,092 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{483,208\text{ m}\Omega - 412,998\text{ m}\Omega}{483,208\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,091\%$$

7. Tap 7 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{468,634\text{m}\Omega - 400,542\text{m}\Omega}{468,634\text{m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,072\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{468,402\text{ m}\Omega - 400,343\text{ m}\Omega}{468,402\text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,077 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{471,769 \text{ m}\Omega - 403,221 \text{ m}\Omega}{471,769 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,040\%$$

8. Tap 8 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{459,335 \text{ m}\Omega - 392,594 \text{ m}\Omega}{459,335 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,082\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{457,788 \text{ m}\Omega - 391,272 \text{ m}\Omega}{457,788 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,083\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{462,629 \text{ m}\Omega - 395,409 \text{ m}\Omega}{462,629 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,066\%$$

9. Tap 9 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{448,274 \text{ m}\Omega - 383,141 \text{ m}\Omega}{448,274 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,081\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{447,332 \text{ m}\Omega - 382,335 \text{ m}\Omega}{447,332 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,082\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{451,227 \text{ m}\Omega - 385,665 \text{ m}\Omega}{451,227 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,07\%$$

10. Tap 10 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{435,743 \text{ m}\Omega - 372,43 \text{ m}\Omega}{435,743 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,079\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{435,66 \text{ m}\Omega - 372,359 \text{ m}\Omega}{435,66 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,068\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{437,782 \text{ m}\Omega - 374,173 \text{ m}\Omega}{437,782 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,083\%$$

11. Tap 11 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{450,919 \text{ m}\Omega - 385,401 \text{ m}\Omega}{450,919 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,096\%$$

- Devisiasi Fasa S



$$\left| \frac{449,053 \text{ m}\Omega - 383,806 \text{ m}\Omega}{449,053 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,073\%$$

- Deviasiasi Fasa T

$$\left| \frac{452,166 \text{ m}\Omega - 386,466 \text{ m}\Omega}{452,166 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,046\%$$

12. Tap 12 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{439,175 \text{ m}\Omega - 375,363 \text{ m}\Omega}{439,175 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,089\%$$

- Deviasiasi Fasa S

$$\left| \frac{438,814 \text{ m}\Omega - 375,055 \text{ m}\Omega}{438,814 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,075 \%$$

- Deviasiasi Fasa T

$$\left| \frac{441,364 \text{ m}\Omega - 377,234 \text{ m}\Omega}{441,364 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,065\%$$

13. Tap 13 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{429,859 \text{ m}\Omega - 367,401 \text{ m}\Omega}{429,859 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,095\%$$

- Deviasiasi Fasa S

$$\left| \frac{428,41 \text{ m}\Omega - 366,163 \text{ m}\Omega}{428,41 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,06\%$$

- Deviasiasi Fasa T

$$\left| \frac{430,995 \text{ m}\Omega - 368,372 \text{ m}\Omega}{430,995 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,088\%$$

14. Tap 14 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{419,099 \text{ m}\Omega - 358,204 \text{ m}\Omega}{419,099 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,098\%$$

- Deviasiasi Fasa S

$$\left| \frac{417,873 \text{ m}\Omega - 357,156 \text{ m}\Omega}{417,873 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,091 \%$$

- Deviasiasi Fasa T

$$\left| \frac{421,935 \text{ m}\Omega - 360,629 \text{ m}\Omega}{421,935 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,057\%$$

15. Tap 15 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{409,566 \text{ m}\Omega - 350,057 \text{ m}\Omega}{409,566 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,072\%$$

- Deviasasi Fasa S

$$\left| \frac{407,528 \text{ m}\Omega - 348,315 \text{ m}\Omega}{407,528 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,077 \%$$

- Deviasasi Fasa T

$$\left| \frac{410,76 \text{ m}\Omega - 351,077 \text{ m}\Omega}{410,76 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,067\%$$

16. Tap 16 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{398,343 \text{ m}\Omega - 340,464 \text{ m}\Omega}{398,343 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,083\%$$

- Deviasasi Fasa S

$$\left| \frac{397,029 \text{ m}\Omega - 339,341 \text{ m}\Omega}{397,029 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,080 \%$$

- Deviasasi Fasa T

$$\left| \frac{399,518 \text{ m}\Omega - 341,469 \text{ m}\Omega}{399,518 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,069\%$$

17. Tap 17 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{388,364 \text{ m}\Omega - 331,935 \text{ m}\Omega}{388,364 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,091\%$$

- Deviasasi Fasa S

$$\left| \frac{386,476 \text{ m}\Omega - 330,321 \text{ m}\Omega}{386,476 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,063 \%$$

- Deviasasi Fasa T

$$\left| \frac{388,663 \text{ m}\Omega - 332,191 \text{ m}\Omega}{388,663 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,095\%$$

18. Tap 18 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{377,415 \text{ m}\Omega - 322,577 \text{ m}\Omega}{377,415 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,089\%$$

- Deviasasi Fasa S

$$\left| \frac{375,709 \text{ m}\Omega - 321,119 \text{ m}\Omega}{375,709 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,092 \%$$

- Deviasasi Fasa T

$$\left| \frac{378,689 \text{ m}\Omega - 323,666 \text{ m}\Omega}{378,689 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,072\%$$

19. Tap 19 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{367,728 \text{ m}\Omega - 314,297 \text{ m}\Omega}{367,728 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,069\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{365,362 \text{ m}\Omega - 312,275 \text{ m}\Omega}{365,362 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,084 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{367,505 \text{ m}\Omega - 314,107 \text{ m}\Omega}{367,505 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,059\%$$

20. Tap 1 (Sekunder)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{30,05 \text{ m}\Omega - 23,684 \text{ m}\Omega}{30,05 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,062\%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{30,042 \text{ m}\Omega - 25,677 \text{ m}\Omega}{30,042 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,081\%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{30,018 \text{ m}\Omega - 25,657 \text{ m}\Omega}{30,018 \text{ m}\Omega} \right| \times 100\% = 0,091\%$$

**G. Perhitungan Turn Ratio**

1. Tap 1

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{3,1897 - 3,1978}{3,1897} \right| \times 100\% = 0,25 \%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{3,1897 - 3,1962}{3,1897} \right| \times 100\% = 0,20 \%$$

- Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{3,1897 - 3,1962}{3,1897} \right| \times 100\% = 0,20 \%$$

2. Tap 2

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{3,1408 - 3,1487}{3,1408} \right| \times 100\% = 0,25 \%$$

- Deviasi Fasa S

$$\left| \frac{3,1408 - 3,1471}{3,1408} \right| \times 100\% = 0,20 \%$$

- Deviasiasi Fasa T  

$$\left| \frac{3,1408 - 3,1487}{3,1408} \right| \times 100\% = 0,25\%$$
- 3. Tap 3(Primer)
  - Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{3,0918 - 3,1002}{3,0918} \right| \times 100\% = 0,27\%$$
  - Deviasiasi Fasa S  

$$\left| \frac{3,0918 - 3,0989}{3,0918} \right| \times 100\% = 0,23\%$$
  - Deviasiasi Fasa T  

$$\left| \frac{3,0918 - 3,0989}{3,0918} \right| \times 100\% = 0,23\%$$
- 4. Tap 4
  - Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{3,0429 - 3,0507}{3,0429} \right| \times 100\% = 0,26\%$$
  - Deviasiasi Fasa S  

$$\left| \frac{3,0429 - 3,0494}{3,0429} \right| \times 100\% = 0,21\%$$
  - Deviasiasi Fasa T  

$$\left| \frac{3,0429 - 3,0497}{3,0429} \right| \times 100\% = 0,22\%$$
- 5. Tap 5 (Primer)
  - Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,994 - 3,0021}{2,994} \right| \times 100\% = 0,27\%$$
  - Deviasiasi Fasa S  

$$\left| \frac{2,994 - 3,0006}{2,994} \right| \times 100\% = 0,22\%$$
  - Deviasiasi Fasa T  

$$\left| \frac{2,994 - 3,0009}{2,994} \right| \times 100\% = 0,23\%$$
- 6. Tap 6 (Primer)
  - Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,9432 - 2,9532}{2,9432} \right| \times 100\% = 0,34\%$$
  - Deviasiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,9432 - 2,9523}{2,9432} \right| \times 100\% = 0,31\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,9432 - 2,9523}{2,9432} \right| \times 100\% = 0,31\%$$

7. Tap 7 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,8961 - 2,9043}{2,8961} \right| \times 100\% = 0,28\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,8961 - 2,9029}{2,8961} \right| \times 100\% = 0,23\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,8961 - 2,9032}{2,8961} \right| \times 100\% = 0,25\%$$

8. Tap 8 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,8472 - 2,8556}{2,8472} \right| \times 100\% = 0,3\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,8472 - 2,854}{2,8472} \right| \times 100\% = 0,24\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,8472 - 2,8543}{2,8472} \right| \times 100\% = 0,25\%$$

9. Tap 9 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,7982 - 2,8062}{2,7982} \right| \times 100\% = 0,29\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,7982 - 2,8054}{2,7982} \right| \times 100\% = 0,26\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,7982 - 2,8054}{2,7982} \right| \times 100\% = 0,26\%$$

10. Tap 10 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,7493 - 2,7572}{2,7493} \right| \times 100\% = 0,29\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,7493 - 2,756}{2,7493} \right| \times 100\% = 0,24\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,7493 - 2,7561}{2,7493} \right| \times 100\% = 0,25\%$$

11. Tap 11 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,7003 - 2,7085}{2,7003} \right| \times 100\% = 0,3\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,7003 - 2,7076}{2,7003} \right| \times 100\% = 0,27\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,7003 - 2,7078}{2,7003} \right| \times 100\% = 0,28\%$$

12. Tap 12 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,6514 - 2,6594}{2,6514} \right| \times 100\% = 0,3\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,6514 - 2,658}{2,6514} \right| \times 100\% = 0,25\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,6514 - 2,6582}{2,6514} \right| \times 100\% = 0,26\%$$

13. Tap 13 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,6025 - 2,6101}{2,6025} \right| \times 100\% = 0,29\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,6025 - 2,6092}{2,6025} \right| \times 100\% = 0,26\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,6025 - 2,6093}{2,6025} \right| \times 100\% = 0,26\%$$

14. Tap 14 (Primer)
- Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,5535 - 2,5614}{2,5535} \right| \times 100\% = 0,31\%$$
  - Deviasi Fasa S  

$$\left| \frac{2,5535 - 2,5602}{2,5535} \right| \times 100\% = 0,26\%$$
  - Deviasi Fasa T  

$$\left| \frac{2,5535 - 2,5603}{2,5535} \right| \times 100\% = 0,27\%$$
15. Tap 15 (Primer)
- Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,5046 - 2,5122}{2,5046} \right| \times 100\% = 0,3\%$$
  - Deviasi Fasa S  

$$\left| \frac{2,5046 - 2,5112}{2,5046} \right| \times 100\% = 0,26\%$$
  - Deviasi Fasa T  

$$\left| \frac{2,5046 - 2,5111}{2,5046} \right| \times 100\% = 0,26\%$$
16. Tap 16 (Primer)
- Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,4557 - 2,463}{2,4557} \right| \times 100\% = 0,30\%$$
  - Deviasi Fasa S  

$$\left| \frac{2,4557 - 2,462}{2,4557} \right| \times 100\% = 0,26\%$$
  - Deviasi Fasa T  

$$\left| \frac{2,4557 - 2,4628}{2,4557} \right| \times 100\% = 0,29\%$$
17. Tap 17 (Primer)
- Deviasi Fasa R  

$$\left| \frac{2,4067 - 2,4145}{2,4067} \right| \times 100\% = 0,32\%$$
  - Deviasi Fasa S  

$$\left| \frac{2,4067 - 2,4132}{2,4067} \right| \times 100\% = 0,27\%$$
  - Deviasi Fasa T

$$\left| \frac{2,4067 - 2,4134}{2,4067} \right| \times 100\% = 0,28\%$$

18. Tap 18 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,3578 - 2,3652}{2,3578} \right| \times 100\% = 0,31\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,3578 - 2,3641}{2,3578} \right| \times 100\% = 0,27\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,3578 - 2,3643}{2,3578} \right| \times 100\% = 0,28\%$$

19. Tap 19 (Primer)

- Deviasi Fasa R

$$\left| \frac{2,3089 - 2,3197}{2,3089} \right| \times 100\% = 0,47\%$$

- Devisiasi Fasa S

$$\left| \frac{2,3089 - 2,3162}{2,3089} \right| \times 100\% = 0,32\%$$

- Devisiasi Fasa T

$$\left| \frac{2,3089 - 2,3172}{2,3089} \right| \times 100\% = 0,36\%$$

#### H. Kalkulasi Faktor Historis

$$NH = \frac{NA \text{ Total}}{Bobot \text{ Total}}$$

$$NH = \frac{61}{18}$$

$$NH = 3,38$$

#### I. Kalkulasi Faktor Kondisi

$$NK = \frac{NA \text{ Total}}{Bobot \text{ Total}}$$

$$NK = \frac{67}{18}$$

$$NK = 3,72$$

#### J. Kalkulasi Akhir Health Index



$$HI = (0,4 \times NH) + (0,6 \times NK)$$

$$HI = (0,4 \times 3,33) + (0,6 \times 3,72)$$

$$HI = 3,56$$

**LAMPIRAN B**  
**DATA TEKNIS PENELITIAN**

Lampiran ini merupakan pengumpulan data teknis pada BAB III Metodologi Penelitian sebagai informasi awal terhadap penelitian yang dilakukan dalam menganalisis parameter-parameter HI.

Tabel B-1 Spesifikasi Alat Baur Oil Tester DTA

<i>Input Voltage</i>	90 to 264 V
<i>Rated Power</i>	Max 70 VA
<i>Ambient Temperature</i>	-10 °C to + 55°C
<i>Weight</i>	39 kg
<i>Test Standard</i>	IEC 60156



Gambar B-1 Wujud Alat Baur Oil Tester DTA

Tabel B-2 Spesifikasi GE Kelman Transport X

<i>Input Voltage</i>	90 to 264 V
<i>Rated Power</i>	Max 60 VA
<i>Ambient Temperature</i>	-10 °C to + 55°C
<i>Weight</i>	11 kg
<i>Diagnostic base</i>	Rogers'Ratio, Duval's Triangle, Japanese Extra, dan Key's Gas.



Gambar B-2 Wujud Alat GE Kelman Transport X

Tabel B-3 Spesifikasi Fluke 1555

<i>Selectable Test</i>	50 V, 100 V, 250 V, 1 kV, dan 10 kV
<i>Resistance Measurement</i>	Max 2 T Ohm
<i>Ambient Temperature</i>	-10 °C to + 55°C
<i>Weight</i>	3 kg



Gambar B-3 Wujud Alat Fluke 155

Tabel B-4 Spesifikasi Huazheng HZ-3320D

Rate Current	10mA to 20 A
Data base	Dapat menyimpan 100 set data
Akurasi	0.2% ± 0.4 μΩ
Resolusi Minimum	0.1 μΩ
Volume	420 mm x 320 mm x 200 mm
Berat bersih	13.8 kg

**Huazheng**®



Gambar B-4 Wujud Alat Huazheng HZ-3320D

Tabel B-4 Spesifikasi Omicron CPC 100

Rate Voltage	2000 V
Rate Current	800 A
Rate frekuensi	15 Hz to 400 Hz

Berat bersih	29 kg
--------------	-------



Gambar B-4 Wujud Alat Huazheng HZ-3320D

Tabel B-5 Posisi dan *Level Energi* Tap Transformator AV 08 MTS 2 PT KDL

Tap	VOLTAGE (V)	ARUS (R)
1	174003	265.4
2	171336	269.6
3	168669	273.8
4	166002	288.2
5	163335	282.8
6	260668	287.5
7	158001	282.3
8	155334	297.3
9	152667	302.5
10	150000	307.9
11	147333	313.5
12	144666	319.3
13	141999	325.3
14	139332	331.5
15	136665	338.0
16	133998	344.7
17	131331	351.7
18	128664	359.0
19	125997	366.6



Gambar B-5 Name Plate Transformator AV 08

