

## **LAPORAN TUGAS AKHIR**

### **ANALISA KONDISI MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR BERDASARKAN PENGUJIAN DGA (DISSOLVED GAS ANALYSIS) PADA TRANSFORMATOR 3 150/20 kV 60 MVA PT PLN (PERSERO) GARDU INDUK CIBATU**

**Diajukan guna melengkapi sebagai syarat lulus dalam mencapai  
gelar Sarjana Strata Satu (S1)**



**UNIVERSITAS  
MERCU BUANA**

Disusu Oleh:

Nama : Dedi Roi Candra Sihombing  
N.I.M. : 41418320055  
Pembimbing : Agung Yoke Basuki, S.T., M.T

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS MERCUBUAN  
JAKARTA**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

# ANALISA KONDISI MINYAK ISOLASI BERDASARKAN PENGUJIAN DGA (DISSOLVED GAS ANALYSIS) PADA TRANSFORMATOR 3 150/20 kV 60 MVA PT PLN (PERSERO) GARDU INDUK CIBATU



UNIVERSITAS  
**MERCU BUANA**

Disusun Oleh:

Nama : Dedi Roi Candra Sihombing  
NIM : 41418320055  
Program Studi : Teknik Elektro

Mengetahui,  
Pembimbing Tugas Akhir

(Agung Yoke Basuki, S.T., M.T)

Kaprodi Teknik Elektro

(Dr. Setiyo Budiyanto, S.T., M.T)

Koordinator Tugas Akhir

(Ketty Siti Salamah, S.T., M.T)

## HALAMAN PERNYATAAN

Yang bertanda tangan di bawah ini.

Nama : Dedi Roi Candra Sihombing  
NIM : 41418320055  
Fakultas : Teknik  
Program Studi : Teknik Elektro  
Judul Tugas Akhir : Analisa Kondisi Minyak Isolasi Transformator Berdasarkan Pengujian DGA (Dissolved Gas Analysis) Pada Transformator 3 150/20 kV 60 MVA PT. PLN (Persero) Gardu Induk Cibatu

Dengan ini menyatakan bahwa hasil penulisan Tugas Akhir yang telah saya buat ini merupakan hasil karya sendiri dan benar keasliannya. Apabila ternyata dikemudian hari penulisan Tugas Akhir ini merupakan hasil plagiat atau penjiplakan terhadap karya orang lain, maka saya bersedia mempertanggungjawabkan sekaligus bersedia menerima sanksi berdasarkan aturan di Universitas Mercu Buana,

Demikian pernyataan ini saya buat dalam keadaan sadar dan tidak dipaksakan

Bekasi, 14 Juli 2020



Dedi Roi Candra Sihombing

## KATA PENGANTAR

Dengan nama Allah Yang Maha Pengasih Lagi Maha Penyayang. Segala puji dan syukur hanya bagi Allah SWT, yang telah melimpahkan rahmat, karunia dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini yang berjudul **“ANALISA KONDISI MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR BERDASARKAN PENGUJIAN DGA (DISSOLVED GAS ANALYSIS) PADA TRANSFORMATOR 3 150/20 kV 60 MVA PT PLN (PERSERO) GARDU INDUK CIBATU”**.

Dalam proses penyusunan Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dan memberi dukungannya selama pembuatan tugas akhir, karena bantuan dan dukungan dari banyak pihak penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada:

1. Kepada Orang Tua saya Bapak Eli Johnson Sihombing dan Ibu Dinar Sinaga, yang selalu mendoakan dan memberikan semangat serta dukungannya.
2. Bapak Dr. Setiyo Budiyanto, S.T., M.T. selaku Kaprodi Teknik Elektro Universitas Mercu Buana.
3. Ibu Ketty Siti Salamah, S.T., M.T. selaku Sekprodi Teknik Elektro Universitas Mercu Buana Kampus D Kranggan.
4. Bapak Agung Yoke Basuki, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah mengarahkan, mengoreksi, memberi dukungan moral dan nasihat sehingga laporan Tugas Akhir ini dapat diselesaikan dengan baik.
5. Dosen Program Studi Teknik Elektro Universitas Mercubuana di Kampus Krangan.

Penulis menyadari bahwa dalam pembuatan tugas akhir ini masih terdapat banyak kekurangan, oleh karena itu penulis dengan senang hati menerima sarannya yang bersifat membangun demi penyempurnakan tugas akhir ini.

Bekasi, 14 Juli 2020



Dedi Roi Candra Sihombing

## **ABSTRAK**

Pemeliharaan pada transformator merupakan hal yang wajib dilakukan untuk memastikan bahwa transformator siap untuk dibebani hal ini dikarenakan peran transformator yang sangat vital bagi system penyaluran tenaga listrik. Di PT. PLN (Persero) berdasarkan SK DIR 0520 pemeliharaan transformator dilakukan secara berkala tiap dua tahunan, pemeliharaan dilakukan meliputi *In Service Measurement* dan *Shutdown Measurement*. Kondisi sekarang ini, *In Service Measurement* menjadi suatu hal yang harus diutamakan oleh PT. PLN (Persero) bagaimana memastikan kondisi kesiapan operasi transformator secara *online* tanpa melakukan pemadaman terhadap konsumen.

Salah satu pengujian *In Service Measurement* yang dilakukan adalah pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*). Pengujian *Dissolved Gas Analysis* (DGA) digunakan untuk mengetahui kondisi transformator apakah kondisi normal atau tidak dari jumlah komposisi gas-gas terlarut dalam minyak transformator. Terdapat enam metode analisa pengujian DGA, yaitu TDCG, *Key Gasses*, *Ratio Roger's*, *Ratio Doernenburg*, *Duval Triangel* dan *Ratio CO<sub>2</sub>/CO*.

Pada penulisan Tugas Akhir ini, penulis hanya akan menggunakan empat metode analisa, yaitu TDCG, *Key Gasses*, *Ratio Roger's* dan *Duval Triangle*. Berdasarkan hasil pengujian DGA Transformator#3 150/20 kV Gardu Induk Cibatu mengindikasikan telah terjadi *arching (short circuit)* pada internal Transformator#3 150/20 kV GI Cibatu hal ini dapat kita lihat dari kenaikan yang sangat signifikan pada konsentrasi gas Asetelin (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) dari pengujian sebelumnya 0 ppm menjadi 36 ppm. Direkomendasikan untuk dilakukan pengujian *Shutdown Measurement* antara lain: Tahanan Isolasi, Tangen Delta *Winding*, *Ratio* dan *Sweep Frequency Response Analysis* (SFRA). Hasil pengujian *Shutdown Measurement* juga mengindikasikan telah terjadi *short circuit* pada internal Transformator#3 150/20 kV Gardu Induk Cibatu. Berdasarkan hasil analisa dan pengujian yang telah dilakukan pada penelitian ini, Transformator#3 150/20 kV Gardu Induk Cibatu tidak direkomendasikan untuk dibebai (dikeluarkan dari sistem) untuk dilakukan investigasi lebih lanjut.

**Kata kunci: DGA, In Service Measuremen, Shutdown Measurement, SFRA, TDCG, Ppm, Asetelin**

## ***ABSTRACT***

Maintenance of the transformer is mandatory to ensure that the transformer is ready to be burdened because of the transformer's role, which is vital for the electrical power distribution system. In PT. PLN (Persero) based on SK DIR 0520 transformer maintenance is conducted regularly every two years, maintenance is carried out, including In-Service Measurement and Shutdown Measurement. At present conditions, In-Service Measurement is a matter that must be prioritized by PT. PLN (Persero) how to ensure the readiness of transformer operating conditions online without blackout consumers.

One of the In-Service Measurement tests conducted is the DGA (Dissolved Gas Analysis) test. Dissolved Gas Analysis (DGA) test is used to determine whether the transformer's condition is normal or not from the composition of the dissolved gases in transformer oil. There are six analysis methods for DGA testing: TDCG, Key Gasses, Roger's Ratio, Doernenburg Ratio, Duval Triangel, and CO<sub>2</sub> / CO Ratio.

At the writing of this Final Project, the author will only use four analytical methods, namely TDCG, Key Gasses, Ratio Roger's, and Duval Triangle. Based on the results of the DGA Transformer test # 3 150/20 kV, the Cibatu substation indicates that there has been an arching (short circuit) on the Transformer # 3 150/20 kV GI Cibatu internal. From the previous test, 0 ppm to 36 ppm. Shutdown Measurement testing is recommended for Insulation Resistance, Tangent Delta Winding, Ratio, and Sweep Frequency Response Analysis (SFRA). The Shutdown Measurement test results also indicate that a short circuit has occurred on the internal Transformaotr # 3 150/20 kV Cibatu substation. Based on the analysis and testing results that have been carried out in this study, the Transformer # 3 150/20 kV Cibatu substation is not recommended to be loaded (removed from the system) for further investigation.

Keywords: DGA, In-Service Measurements, Shutdown Measurement, SFRA,

TDCG, Ppm, Acetin

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PERNYATAAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
<b>1.1 Latar Belakang.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Rumusan Masalah.....</b>	<b>3</b>
<b>1.3 Tujuan Penelitian .....</b>	<b>3</b>
<b>1.4 Batasan Masalah .....</b>	<b>3</b>
<b>1.6 Sistematika Penulisan .....</b>	<b>4</b>
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
<b>2.1 Transformator Tenaga .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 Bagian-Bagian Transformator.....</b>	<b>6</b>
2.2.1 Inti Besi.....	6
2.2.2 Belitan Transformator.....	6
2.2.3 Bushing .....	7
2.2.4 Konservator.....	8

2.2.5	Tap Changer.....	9
2.2.6	Pernapasan .....	10
<b>2.3</b>	<b>Minyak Transformator.....</b>	<b>11</b>
2.3.1	Minyak Sebagai Media Isolasi.....	12
2.3.2	Minyak Sebagai Media Pendingin .....	12
2.3.3	Karakteristik Minyak Trafo.....	12
<b>2.4</b>	<b>Pemeliharaan dan Pengujian Transformator .....</b>	<b>14</b>
2.4.1	<i>In Service Measurement</i> .....	14
2.4.1.1	<i>Thermovisi/ Thermal Image</i> .....	14
2.4.1.2	DGA ( <i>Dissolved Gas Analysis</i> ) .....	15
2.4.2	Shutdown Testing Measurement .....	16
2.4.2.1	Pengukuran Tahanan Isolasi .....	16
2.4.2.2	Pengukuran Tangen Delta.....	17
2.4.2.3	Pengukuran SFRA (Sweep Frequency Response Analyzer) ...	17
2.4.2.4	Pengukuran Ratio Test.....	18
2.4.2.5	Pengukuran Tahanan Rdc .....	18
<b>2.5</b>	<b>DGA (<i>Dissolved Gas Analysis</i>).....</b>	<b>19</b>
2.5.1	Metode Analisa DGA .....	21
2.5.2	Jenis Kegagalan Transformator .....	32



## **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

<b>3.1</b>	<b>Metode Penelitian.....</b>	<b>34</b>
3.1.1	Studi Literatur.....	34
3.1.2	Metode Observasi.....	34
3.1.3	Teknik Pengambilan Data.....	34
<b>3.2</b>	<b>Diagram Alir Penyusunan Tugas Akhir.....</b>	<b>34</b>
<b>3.3</b>	<b>Diagram Alir Pengujian DGA.....</b>	<b>37</b>
3.3.1	Langkah Pengujian DGA.....	38
<b>3.4</b>	<b>Data Hasil Pengujian DGA.....</b>	<b>40</b>

## **BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN**

<b>4.1</b>	<b>Gambaran Umum.....</b>	<b>41</b>
<b>4.2</b>	<b>Hasil Pengujian DGA (<i>Dissolved Gas Analysis</i>).....</b>	<b>42</b>
<b>4.3</b>	<b>Analisa Hasil Uji DGA (<i>Dissolved Gas Analysis</i>).....</b>	<b>42</b>
4.3.1	Metode TDCG.....	42
4.3.2	Key Gasses.....	46
4.3.3	Ratio Rogers.....	47
4.3.4	Ratio Doernenburg.....	48
4.3.4	Segitiga Duval.....	49
<b>4.4</b>	<b>Shutdown Test Measurement.....</b>	<b>50</b>
4.4.1	Tahanan Isolasi.....	51
4.4.2	Tandelta Winding.....	52

4.4.3	Ratio.....	53
-------	------------	----

4.4.4	SFRA .....	53
-------	------------	----

## **BAB V PENUTUP**

<b>5.1</b>	<b>Kesimpulan .....</b>	<b>55</b>
------------	-------------------------	-----------

<b>5.2</b>	<b>Saran.....</b>	<b>56</b>
------------	-------------------	-----------

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Rangkaian Transformator.....	5
Gambar 2.2	Winding Transformer.....	7
Gambar 2.3	<i>Bushing</i> .....	8
Gambar 2.4	Konservator.....	9
Gambar 2.5	<i>Tap Changer</i> .....	10
Gambar 2.6	<i>Dehydrating Breather</i> .....	11
Gambar 2.7	Kamera <i>Thermovisi</i> .....	15
Gambar 2.8	Alat Uji DGA Myrkos Morgan Schaffer.....	16
Gambar 2.9	Alat Uji Tahanan Isolasi.....	17
Gambar 2.10	Rangkaian Pengujian SFRA.....	18
Gambar 2.11	Perbandingan Konsentrasi Gas dengan Temperatur.....	20
Gambar 2.12	Grafik gas <i>Overheated oil</i> .....	24
Gambar 2.13	Grafik Gas <i>Overheated Cellulose</i> .....	25
Gambar 2.14	Grafik gas <i>Partial Discharge</i> .....	25
Gambar 2.15	Grafik gas <i>Arching in Oil</i> .....	26
Gambar 2.16	Diagram Alir Metode Rasio Doernenburg.....	27
Gambar 2.17	Segitiga Duval.....	29
Gambar 3.1	Diagram Alir Penyusunan Tugas Akhir.....	35
Gambar 3.2	Diagram Alir Analisa DGA.....	37
Gambar 4.1	Spesifikasi Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu.....	41

Gambar 4.2	Grafik Tren TDCG Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu .....	43
Gambar 4.3	Grafik Tren Konsentrasi Gas Hidrogen (H <sub>2</sub> ).....	44
Gambar 4.4	Grafik Tren Konsentrasi Gas Metana (CH <sub>4</sub> ) .....	44
Gambar 4.5	Grafik Tren Konsentrasi Gas Etilena (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ).....	45
Gambar 4.6	Grafik Tren Konsentrasi Gas Etana (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) .....	45
Gambar 4.7	Grafik Tren Konsentrasi Gas Asetelin (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ).....	46
Gambar 4.8	Grafik Metode Analisa <i>Key Gasses</i> Mengindikasikan <i>Arching</i> .....	46
Gambar 4.9	Interpretasi Segitiga Duval.....	49
Gambar 4.10	Hasil Pengujian Ratio.....	53
Gambar 4.11	Hasil Pengujian SFRA Sisi HV.....	54
Gambar 4.12	Hasil Pengujian SFRA Sisi LV .....	54

## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Histori Gangguan Trafo#3 150/20kV GI Cibatu .....	1
Tabel 2.1 Level TDCG .....	21
Table 2.2 Konsentrasi gas terlarut (ppm) TDCG .....	22
Tabel 2.3 <i>Action Based</i> metode TDCG.....	23
Tabel 2.4 Batas Konsentrasi L1 Rasio Doernenburg.....	26
Table 3.1 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu 10 April 2019 .....	40
Table 3.2 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu 20 Nop 2019 .....	40
Tabel 3.3 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu 4 Apr 2020 .....	40
Tabel 4.1 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu.....	42
Tabel 4.2 Analisa DGA Metode TDCG.....	43
Tabel 4.3 Metode Ratio Roger's .....	47
Table 4.4 Roger Ratio Transformator#3 150/20 kV GI Cibatu .....	48
Tabel 4.5 Hasil Uji Tahanan Isolasi .....	50
Tabel 4.6 Hasil Uji Tandelta Winding .....	52

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Transformator daya merupakan peralatan yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik. Fungsi utama dari transformator adalah untuk mengubah level tegangan dalam hal ini menaikkan atau menurunkan tegangan. Transformator daya dari gardu induk tegangan tinggi akan diturunkan dan disalurkan ke konsumen. Apabila terjadi kerusakan pada transformator akan menyebabkan penyaluran listrik menjadi terganggu. Perbaikan transformator memerlukan waktu yang lama dan biaya yang cukup besar. Oleh karena itu diperlukan perhatian khusus dalam perawatan transformator agar tidak terjadi kerusakan dan kegagalan operasi (*failure*).

Tabel 1.1 Histori Gangguan Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu

No	Date	Feeder	Relay Indication	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)
1	02-Feb-17	KOPRAL	OCR M	9730	9466	9660	700
2	14-Feb-17	BINTARA	OCR M	3671	710	3702	0
3	23-Feb-17	BINTANG	GFR	130	114	304530	331
4	12-AP-17	LETNAN	OCR	990	4404	751	4,511
5	21-AP-17	WIYASA	OCR M	5309	5328	5369	100
6	28-AP-17	KOPRAL	OCR M	9600	9381	9740	210
7	04-May-17	RANGGA	GFR M	1170	226	221	9630
8	04-May-17	MAYOR	GFR M	187	257	171	190
9	04-May-17	MAYOR	GFR M	8113	8121	8187	210
10	22-Jul-17	BINTARA	OCR M	3608	3589	878	0,01
11	13-Nov-17	LAKSAMANA	GFR M	1041	83	47	974
12	11-Dec-17	LAKSAMANA	GFR M	260	932	770	907
13	13-Dec-17	RANGGA	GF M	6085	6031	1665	1728
14	13-Dec-17	KAPTEN	GFR M	3193	6095	4653	1639
15	17-Dec-17	PUNGGAWA	OCR M	8580	8599	8456	100
16	19-Apr-18	NAYAPATI	GFR	540	560	777	736
17	30-Jun-18	MAYOR	OCR M	4259	3978	222	177
18	27-Jul-18	LAKSAMANA	OCR M	6787	6773	6791	270
19	04-Aug-18	HULUBALANG	GFR M	1,015	69	72	975
20	21-Jan-19	MAYOR	OCR M	4513	4990	297	419
21	21-Apr-19	NAYAPATI	OCR M	6835	6891	6748	2300
22	13-May-19	BINTARA	OCR M	3823	3869	3879	6003
23	15-May-19	MAYOR	GFR	3795	230	230	3067
24	15-May-19	BINTARA	OCR M	4822	4961	5002	700
25	06-Apr-19	MAYOR	GFR M	3780	125	122	3725
26	06-Jun-19	MAYOR	OCR M	5347	5363	5345	10
27	07-Jan-19	MAYOR	GFR M	139	1274	136	1433
28	31-Jul-19	NAYAPATI	GFR M	86	86	949	885
29	20-Aug-19	RANGGA	GFR M	122	209	942	976
30	26-Aug-19	MAYOR	GFR M	15	15	1054	939
31	08-Oct-19	LAKSAMANA	GFR M	108	52	42	72
32	10-Oct-19	SERSAN	GFR M	201	219	919	754
33	16-Dec-19	SERDA	OCR M	7597	7663	7535	84
34	27-Dec-19	MAYOR	GFR	97	99	807	726
35	27-Jan-20	WATEK	OCR M				
36	03-Apr-20	KOPRAL	GFR M	81	165	990	288

Kelangsungan usia transformator sangat bergantung pada umur dan kualitas isolasi transformator itu sendiri. Salah satu yang menjadi sangat penting adalah bagaimana memastikan kualitas sistem isolasi minyak transformator. Selain berfungsi sebagai media isolasi, minyak transformator juga berfungsi sebagai media pendingin transformator. Selama transformator beroperasi maka kondisi minyak isolasi akan mengalami pembebanan yang dapat mengakibatkan minyak akan mengalami panas berlebih. Kondisi tersebut yang menyebabkan adanya gas-gas yang terlarut pada minyak isolasi transformator. Gas-gas dalam minyak transformator inilah yang digunakan untuk menentukan kondisi transformator. Panas berlebih yang terjadi terus-menerus dapat mempercepat penurunan usia dan unjuk kerja sistem isolasi minyak maupun isolasi kertas transformator, menurunnya efektifitas kerja sistem minyakisolasi dapat menyebabkan terjadinya *breakdown* ataupun kerusakan pada transformator.

Dikarenakan usia transformator sangat bergantung kepada kualitas isolasinya, maka perlu dilakukan pengujian terhadap sistem isolasi transformator baik isolasi padat maupun isolasi cair (minyak isolasi). Untuk pengujian isolasi padat dapat dilakukan pengujian *dissipation factor* (tangen delta) belitan dan juga bushing sisi primer dan sekunder yang memiliki fasilitas *center tap*. Sedangkan untuk pengujian isolasi cair (minyak isolasi) transformator dapat dilakukna pengujian karakteristik dan pengujian *Dissolved Gas Analysis* (DGA). PT. PLN (Persero) UPT Karawang merupakan salah satu unit PLN yang bertugas untuk melakukan pemeliharaan pada transmisi (termasuk pemeliharaan transformator daya). Berdasarkan SK DIR 0520 PT. PLN (Persero) terkait pemeliharaan minyak isolasi transformator dilakukan dilaksanakan seccara periodik tiap semester (6 bulan). Pengujian yang digunakan adalah pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dengan melihat besarnya jumlah gas terlarut di dalam minyak transformator untuk menentukan kondisi transformator.

## **1.2 Rumusan Masalah**

1. Apa saja gas dominan yang muncul pada minyak Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu?
2. Berapa konsentrasi gas pada minyak isolasi trafo#3 150/20 kV GI Cibatu berdasarkan gas yang muncul?
3. Apa rekomendasi dan tindaklanjut yang diberikan berdasarkan kondisi tersebut?

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian skripsi ini adalah untuk mengetahui serta mampu untuk menganalisa dan memberikan rekomendasi kondisi Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu berdasarkan konsentrasi gas terlarut yang muncul pada minyak isolasi Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu

## **1.4 Batasan Masalah**

Ruang lingkup yang akan dibatasi dalam penyelesaian skripsi ini adalah:

1. Dalam penelitian ini tidak dibahas tentang reaksi kimia yang terbentuk pada minyak transformator.
2. Penulis tidak membahas mengenai pembebanan transformator dan harmonisa pada transformator.
3. Analisa DGA yang dibahas hanya terbatas pada minyak mineral saja.
4. Pengujian DGA menggunakan Alat Myrkos Morgan Schaffer.



## **1.5 Sistematika Penulisan**

Sistematika yang disusun dari penulisan laporan penelitian ini

### **1. BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini berisikan tentang latar belakang, batasan masalah, rumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan sistematika penelitian.

### **2. BAB II KAJIAN PUSTAKA**

Bab ini berisikan tentang teori-teori, pengertian, dan defenisi yang dijadikan sebagai landasan dalam melakukan pembahasan dalam penelitian ini.

### **3. BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

Bab ini berisikan tentang tindakan dan metode yang akan dilakukan dalam penelitian ini.

### **4. BAB IV PEMBAHASAN**

Bab ini berisikan tentang jawaban dari perumusan masalah

### **5. BAB V PENUTUP**

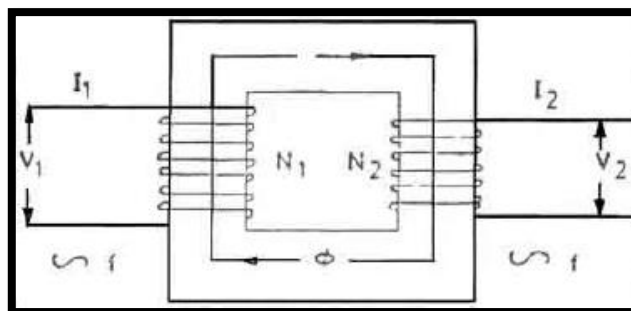
Bab ini berisikan tentang kesimpulan yang didapat dari hasil penelitian yang telah dilaksanakan serta saran berupa masukan untuk permasalahan yang diteliti.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Transformator Tenaga

Transformator merupakan peralatan listrik yang berfungsi untuk menyalurkan daya listrik dari tegangan rendah ke tegangan tinggi atau sebaliknya. Prinsip kerja transformator adalah induksi elektromagnetik dimana arus bolak balik yang mengalir mengelilingi inti besi maka inti besi tersebut akan berubah menjadi magnet, dan apabila magnet tersebut dikelilingi oleh suatu belitan maka pada kedua ujung belitan akan muncul beda potensial. Belitan primer merupakan bagian utama transformator yang terhubung dengan rangkaian sumber energi (catu daya). Belitan sekunder merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian beban. Inti besi transformator berfungsi untuk mengarahkan keleseuruhan fluks magnet yang dihasilkan oleh belitan primer agar masuk ke belitan sekunder. Berikut adalah gambar sederhana prinsip kerja transformator.



Gambar 2.1 Rangkaian Transformator

Dimana :

$V_1$	= tegangan primer	$V_2$	= tegangan sekunder
$I_1$	= arus primer	$I_2$	= arus sekunder
$N_1$	= jumlah belitan primer	$N_2$	= jumlah belitan sekunder

## **2.2 Bagian – Bagian Transformator**

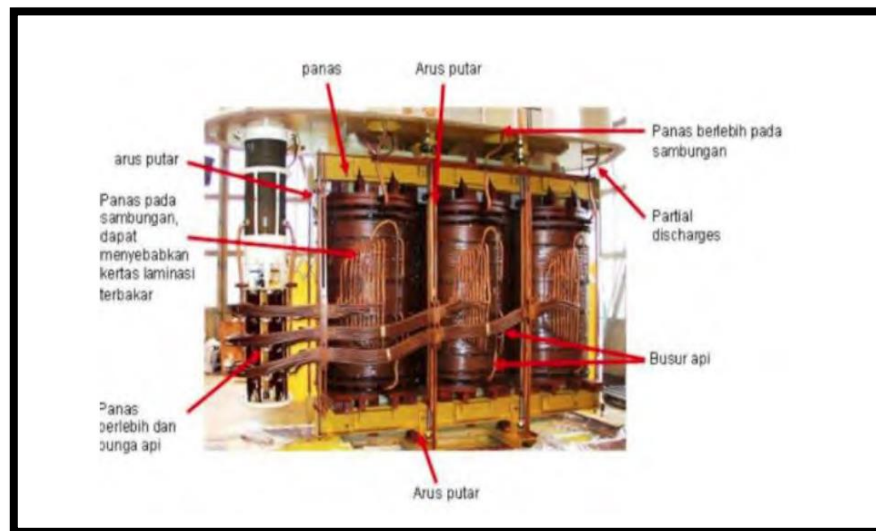
Transformator memiliki beberapa komponen penting untuk dapat beroperasi, antara lain sebagai berikut:

### **2.2.1 Inti Besi**

Inti besi berfungsi untuk mempermudah jalan fluks magnetik yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melalui kumparan. Dibat dari lempengan-lempengan besi tipis yang berisolasi, untuk mengurangi panas (sebagai rugi-rugi besi) yang ditimbulkan oleh *Eddy Current*.

### **2.2.2 Belitan Transformator**

Kumparan transformator adalah beberapa lilitan kawat berisolasi yang membentuk suatu kumparan atau gulungan. Kumparan tersebut terdiri dari kumparan primer dan kumparan sekunder yang diisolasi baik terhadap inti besi maupun terhadap antar kumparan dengan isolasi padat seperti karton, pertinak dan lain-lain. Kumparan tersebut sebagai alat transformasi tegangan dan arus.

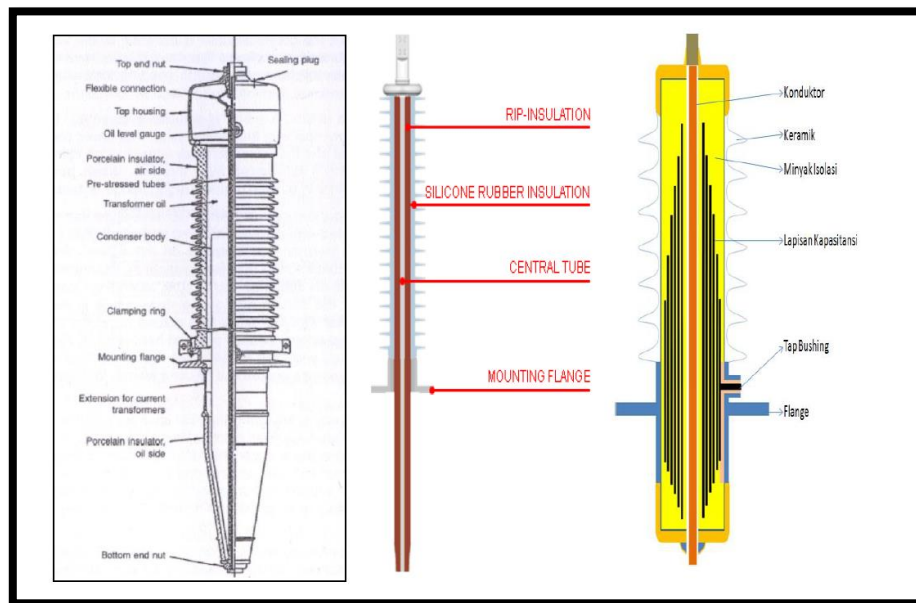


Gambar 2.2 Winding Transformer

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

### 2.2.3 Bushing

Hubungan antara kumparan transformator dengan jaringan luar melalui sebuah bushing yaitu sebuah konduktor yang diselubungi oleh isolator. *Bushing* sekaligus berfungsi sebagai penyekat/isolator antara konduktor tersebut dengan tangki transformator. Pada bushing dilengkapi fasilitas untuk pengujian kondisi bushing yang sering disebut *center tap*.



Gambar 2.3 *Bushing*

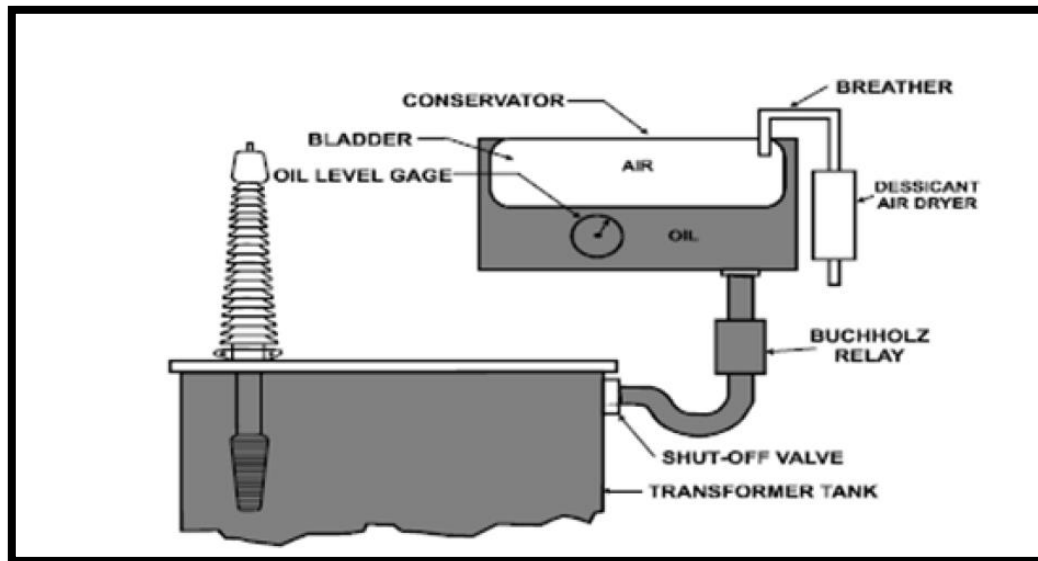
(Sumber: SK DIR PLN 0520)

Secara garis besar bushing dapat dibagi menjadi empat bagian utama yaitu isolasi, konduktor, klem koneksi, dan aksesoris. Isolasi pada bushing terdiri dari dua jenis yaitu *oil impregnated paper* (OIP) dan *resin impregnated paper* (RIP). Pada tipe *oil impregnated paper* isolasi yang digunakan adalah kertas isolasi dan minyak isolasi sedangkan pada tipe *resin impregnated paper* isolasi yang digunakan adalah kertas isolasi dan resin. Klem koneksi merupakan sarana pengikat antara stud bushing dengan konduktor penghantar diluar bushing. Aksesoris bushing terdiri dari indikasi minyak, *seal* atau gasket dan tap pengujian. *Seal* atau gasket pada *bushing* terletak dibagian bawah *mounting flange*.

#### 2.2.4 Konservator

Konservator berfungsi untuk menampung minyak cadangan dan uap/udara akibat pemanasan trafo karena arus beban. Diantara tangki dan trafo dipasangkan relai bucholz yang akan meyerap gas produksi akibat kerusakan minyak. Untuk menjaga agar minyak tidak terkontaminasi dengan air, maka pada ujung masuknya saluran udara

melalui saluran pelepasan/*venting* dilengkapi media penyerap uap air atau sering disebut dengan *silica gel* sehingga tidak keluar mencemari udara disekitarnya.



Gambar 2.4 Konservator  
(Sumber: SK DIR PLN 0520)

### 2.2.5 Tap Changer

Kestabilan tegangan dalam suatu jaringan merupakan salah satu hal yang dinilai sebagai kualitas tegangan. Trafo dituntut memiliki nilai tegangan *output* yang stabil sedangkan besarnya tegangan input tidak selalu sama. Dengan mengubah banyaknya belitan sehingga dapat merubah ratio antara belitan primer dan sekunder dan dengan demikian tegangan *output/* sekunder pun dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem berapapun tegangan input/ primernya. Penyesuaian ratio belitan ini disebut *Tap changer*.

*Tap changer* terdiri dari:

- *Selector Switch*

Dikarenakan aktifitas tap changer lebih dinamis dibanding dengan belitan utama dan inti besi, maka kompartemen antara belitan utama dengan tap changer dipisah. Selector switch merupakan rangkaian mekanis yang

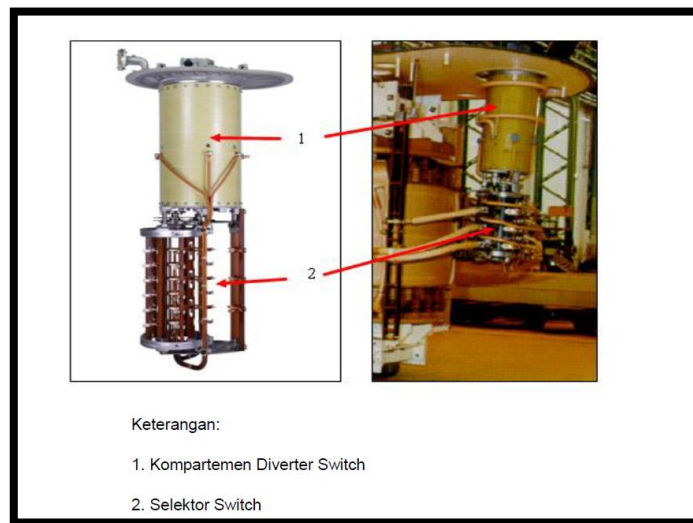
terdiri dari terminal terminal untuk menentukan posisi tap atau ratio belitan primer.

- *Diverter Switch*

Diverter switch merupakan rangkaian mekanis yang dirancang untuk melakukan kontak atau melepaskan kontak dengan kecepatan yang tinggi.

- Tahanan Transisi

Tahanan transisi merupakan tahanan sementara yang akan dilewati arus primer pada saat perubahan tap.



Gambar 2.5 Tap Changer

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

### 2.2.6 Pernapasan (*Dehydrating Breather*)

Sebagai tempat penampungan pemuaiian minyak isolasi akibat panas yang timbul, maka minyak ditampung pada tangki yang sering disebut sebagai konservator. Pada konservator ini permukaan minyak diusahakan tidak boleh bersinggungan dengan udara, karena kelembaban udara yang mengandung uap air akan mengkontaminasi minyak walaupun proses pengkontaminasinya berlangsung cukup lama. Untuk mengatasi hal tersebut, udara yang masuk kedalam tangki konservator pada saat

minyak menjadi dingin memerlukan suatu media penghisap kelembaban, yang digunakan biasanya adalah silica gel.



Gambar 2.6 *Dehydrating Breather*

Jika transformator panas maka akan terjadi penyusutan dan dapat menghisap udara dari luar masuk kedalam tangki. Untuk menghindari terkontaminasi oleh kelembaban udara maka diperlukan suatu media penghisap kelembaban yaitu silica gel, yang secara khusus dirancang untuk maksud tersebut diatas.

### **2.3 Minyak Transformator**

Bahan isolasi pada peralatan tegangan tinggi terdiri dari bahan isolasi padat, gas, dan cair, dimana bahan – bahan isolasi ini memiliki kekuatan dielektrik yang lebih tinggi dibandingkan dengan kekuatan dielektrik udara. Minyak isolasi merupakan salah satu bahan dielektrik yang mempunyai peranan penting dalam sistem kelistrikan bidang peralatan tegangan tinggi khususnya sebagai bahan isolasi. (Yustinus, 2012).



### 2.3.1 Minyak Sebagai Media Isolasi

Sifat isolasi suatu material difungsikan untuk memisahkan dua buah penghantar atau lebih yang berdekatan untuk mencegah adanya arus hubung singkat, juga sebagai pelindung mekanis dari kerusakan yang diakibatkan oleh adanya korosif atau *stressing*. Minyak isolasi transformator dapat dibedakan menjadi dua jenis, yaitu minyak mineral dan minyak sintetik. Di PT. PLN (Persero) UPT Karawang, minyak isolasi yang digunakan adalah minyak mineral yang sudah disesuaikan dengan baik untuk kebutuhan peralatan juga untuk keamanan lingkungan, dan kesehatan personil.

### 2.3.2 Minyak Sebagai Media Pendingin

Selama beroperasi transformator daya tidak terlepas dari adanya rugi-rugi energi yang berdampak pada kenaikan suhu belitan dan inti besi. Apabila proses pemanasan yang terjadi terus-menerus seiring operasi transformator tidak diimbangi dengan proses pendinginan yang baik, maka dapat mengakibatkan terjadinya *overheating* pada belitan dan inti besi yang akan dapat mempengaruhi unjuk kerja dan kerusakan pada transformator. Dengan adanya minyak sebagai media pendingin maka akan dapat mereduksi panas berlebih yang terjadi pada belitan dan inti besi transformator. Tetapi dengan seiringnya transformator beroperasi, minyak transformator akan mengalami penuaan (*ageing*) yang dapat mengakibatkan terjadinya degradasi pada minyak transformator.

### 2.3.3 Karakteristik Minyak Trafo

Adapun persyaratan yang harus dipenuhi oleh minyak transformator adalah sebagai berikut:

a. Kejernihan (*Appearance*)

Minyak transformator tidak boleh ada suspensi atau endapan (sedimen).

b. Massa Jenis (*Density*)

Massa jenis adalah perbandingan massa suatu volume cairan pada suhu 15,56 oC dengan massa air pada volume dan suhu yg sama. Massa jenis minyak transformator lebih kecil dibanding air, oleh karena itu adanya air

dalam minyak transformator akan mudah dipisahkan, karena air akan turun ke bawah, sehingga akan lebih mudah dikeluarkan dari tangki minyak transformator.

c. Viskositas Kinematik (*Kinematic Viscosity*)

Viskositas merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinyu dan merata tanpa adanya turbulensi dan gaya – gaya lain. Viskositas minyak biasanya diukur dari waktu alir minyak dengan volume tertentu dan pada kondisi yang diatur. Sebagai media pendingin maka viskositas minyak transformator merupakan faktor penting dalam aliran konveksi memindahkan panas.

d. Titik Nyala (*Flash Point*)

Ini menunjukkan bahwa minyak dapat dipanaskan sampai suhu tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Titik nyala yang rendah juga menunjukkan bahwa minyak mengandung zat yang berbahaya, seperti zat yang mudah menguap dan terbakar.

e. Tegangan tembus (*Breakdown voltage*)

Tegangan tembus minyak transformator perlu diukur karena menyangkut kesanggupan minyak menahan electric stress tanpa adanya kerusakan. Tegangan tembus dapat diukur dengan cara memasukan 2 buah elektroda bola (setengah bola) kedalam minyak yang akan diukur. Kalau didapat tegangan tembus yang rendah, maka dapat dikatakan minyak transformator telah terkontaminasi

f. Tandelta Minyak (*Dielectric Dissipation Factor*)

Nilai yang tinggi dari factor ini menunjukkan adanya kontaminasi atau kerusakan (deterioration product) misalnya air, hasil oksidasi, logam alkali-koloid bermuatan, dll.

g. Kandungan air (*water content*)

Adanya air dalam minyak dapat menyebabkan turunnya nilai tegangan tembus minyak selain itu kandungan air juga dapat mempercepat proses kerusakan pada kertas isolasi trafo.

h. Tegangan permukaan (*interfacial tension*)

Adanya kontaminasi dengan zat yang terlarut (*soluble contamination*) atau hasil hasil kerusakan minyak, umumnya menurunkan nilai tegangan permukaan. Penurunan tegangan permukaan juga menurunkan indikator yang peka bagi awal kerusakan minyak.

## **2.4 Pemeliharaan Dan Pengujian Transformator**

### **2.4.1 *In Service Measurement***

*In Service Measurement* merupakan kegiatan pengukuran atau pengujian yang dilakukan secara *online* (transformator dalam keadaan operasi). Tujuan dilakukan *In Service Measurement* adalah untuk mengetahui kondisi transformator lebih dalam tanpa melakukan pemadaman. Beberapa pengujian yang dilakukan dengan kondisi transformator beroperasi adalah sebagai berikut;

#### **2.4.1.1 *Thermovisi/ Thermal Image***

Pada saat transformator beroperasi bagian trafo yang dialiri arus akan menghasilkan panas. Panas pada radiator trafo dan maintank yang berasal dari belitan trafo akan memiliki tipikal suhu bagian atas akan lebih panas dari bagian bawah secara gradasi. Sedangkan untuk bushing, suhu klem pada stud bushing akan lebih panas dari sekitarnya. Suhu yang tidak normal pada trafo dapat diartikan sebagai adanya ketidaknormalan pada bagian atau lokasi tersebut. Metoda pemantauan suhu trafo secara menyeluruh untuk melihat ada tidaknya ketidaknormalan pada trafo dilakukan dengan menggunakan *thermovisi/ thermal image camera*.



Gambar 2.7 Kamera *Thermovisi*  
(Sumber: SK DIR PLN 0520)

#### 2.4.1.2 DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Trafo sebagai peralatan tegangan tinggi tidak lepas dari kemungkinan mengalami kondisi abnormal, dimana pemicunya dapat berasal dari internal maupun external trafo. Ketidaknormalan ini akan menimbulkan dampak terhadap kinerja trafo. Secara umum, dampak/ akibat ini dapat berupa *overheat*, *corona* dan *arcing*. Salah satu metoda untuk mengetahui ada tidaknya ketidaknormalan pada trafo adalah dengan mengetahui dampak dari ketidaknormalan trafo itu sendiri. Untuk mengetahui dampak ketidaknormalan pada trafo digunakan metoda DGA (*Dissolved gas analysis*).

Pada saat terjadi ketidaknormalan pada trafo, minyak isolasi sebagai rantai hidrocarbon akan terurai akibat besarnya energi ketidaknormalan dan akan membentuk gas - gas hidrocarbon yang larut dalam minyak isolasi itu sendiri. Pada dasarnya DGA adalah proses untuk menghitung kadar / nilai dari gas-gas hidrocarbon yang terbentuk akibat ketidaknormalan. Dari komposisi kadar / nilai gas - gas itulah dapat diprediksi dampak – dampak ketidaknormalan apa yang ada di dalam trafo, apakah *overheat*, *arcing* atau *corona*.

Gas gas yang dideteksi dari hasil pengujian DGA adalah H<sub>2</sub> (hidrogen), CH<sub>4</sub> (Methane), N<sub>2</sub> (Nitrogen), O<sub>2</sub> (Oksigen), CO (Carbon monoksida), CO<sub>2</sub> (Carbondioksida), C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (Ethylene), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (Ethane), C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (Acetylene).



Gambar 2.8 Alat Uji DGA Myrkos Morgan Schaffer

#### **2.4.2 Shutdown Testing Measurement**

*Shutdown Testing Measurement* merupakan pengujian yang dilakukan pada saat transformator dalam keadaan padam. Pekerjaan ini dilakukan pada saat pemeliharaan rutin maupun pada saat dilakukan investigasi pasca gangguan atau ada ditemukannya anomaly pada peralatan.

##### **2.4.2.1 Pengukuran Tahanan Isolasi**

Pengukuran ini bertujuan untuk mengetahui kondisi isolasi antara belitan dengan ground atau antara dua belitan. Metoda yang umum dilakukan adalah dengan memberikan tegangan dc dan merepresentasikan kondisi isolasi dengan satuan megohm. Tahanan isolasi yang diukur merupakan fungsi dari arus bocor yang menembus melewati isolasi atau melalui jalur bocor pada permukaan eksternal. Pengujian tahanan isolasi dapat dipengaruhi suhu, kelembaban dan jalur bocor pada permukaan eksternal seperti kotoran pada bushing atau isolator. Megaohm meter biasanya memiliki kapasitas pengujian 500, 1000, 2500 atau 5000 V dc.



Gambar 2.9 Alat Uji Tahanan Isolasi  
(Sumber: SK DIR PLN 0520)

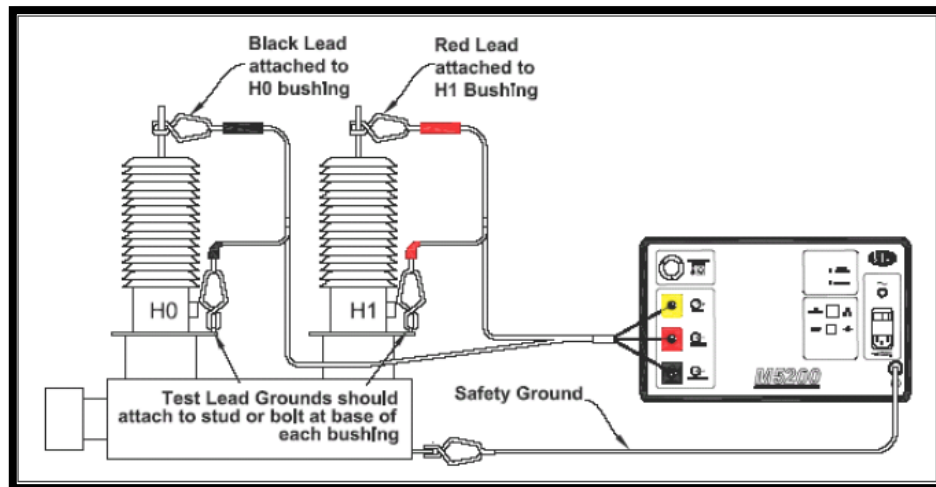
#### 2.4.2.2 Pengukuran Tangen Delta

Isolasi yang baik akan bersifat kapasitif sempurna seperti halnya sebuah isolator yang berada diantara dua elektroda pada sebuah kapasitor. Pada kapasitor sempurna, tegangan dan arus fasa bergeser  $90^\circ$  dan arus yang melewati isolasi merupakan kapasitif. Jika ada *defect* atau kontaminasi pada isolasi, maka nilai tahanan dari isolasi berkurang dan berdampak kepada tingginya arus resistif yang melewati isolasi tersebut. Isolasi tersebut tidak lagi merupakan kapasitor sempurna. Tegangan dan arus tidak lagi bergeser  $90^\circ$  tapi akan bergeser kurang dari  $90^\circ$ . Besarnya selisih pergeseran dari  $90^\circ$  merepresentasikan tingkat kontaminasi pada isolasi.

#### 2.4.2.3 Pengukuran SFRA (*Sweep Frequency Resnponse Analyzer*)

SFRA adalah suatu metode untuk mengevaluasi kesatuan struktur mekanik dari inti, belitan dan struktur *clamping* pada trafo dengan mengukur fungsi transfer elektrik terhadap sinyal bertegangan rendah dalam rentang frekuensi yang lebar. SFRA

merupakan metode komparatif, yaitu evaluasi kondisi trafo dilakukan dengan membandingkan hasil pengukuran terbaru terhadap referensi.



Gambar 2.10 Rangkaian Pengujian SFRA

(Sumber SK DIR PLN 0520)

#### 2.4.2.4 Pengukuran *Ratio Test*

Tujuan dari pengujian rasio belitan pada dasarnya untuk mendiagnosa adanya masalah dalam antar belitan dan seksi-seksi sistem isolasi pada trafo. Pengujian ini akan mendeteksi adanya hubung singkat antar lilitan, putusya lilitan, maupun ketidaknormalan pada tap changer. Metoda pengujiannya adalah dengan memberikan tegangan variabel pada sisi HV dan melihat tegangan yang muncul pada sisi LV. Dengan membandingkan tegangan sumber dengan tegangan yang muncul maka dapat diketahui ratio perbandingannya.

#### 2.4.2.5 Pengukuran Tahanan Rdc

Pengujian tahanan dc dimaksudkan untuk mengukur nilai resistif (R) dari belitan dan pengukuran ini hanya bisa dilakukan dengan memberikan arus dc (*direct current*) pada belitan. Oleh karena itu pengujian ini disebut pengujian tahanan dc. Pengujian tahanan dc dilakukan untuk mengetahui kelayakan dari koneksi-koneksi yang ada di belitan dan memperkirakan apabila ada kemungkinan hubung singkat atau

resistansi yang tinggi pada koneksi di belitan. Pada trafo tiga fasa proses pengukuran dilakukan pada masing-masing belitan pada titik fasa ke netral.

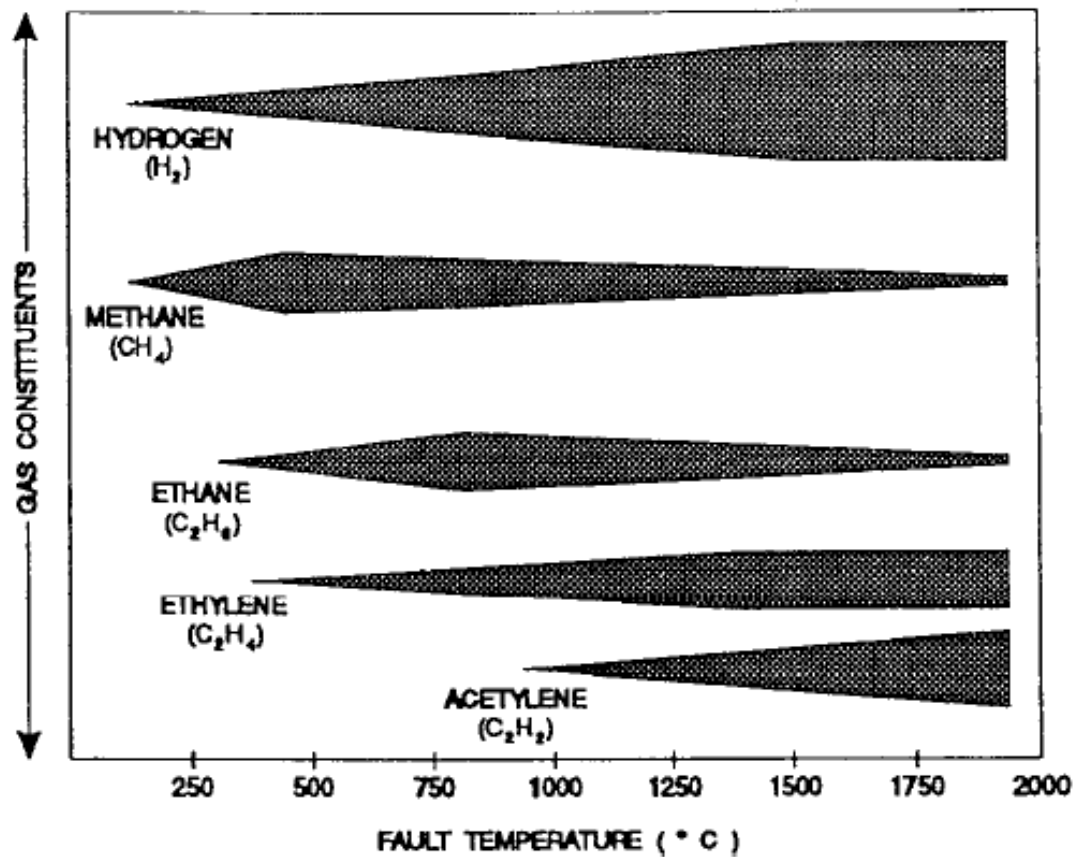
## **2.5 Dissolved Gas Analysis (DGA)**

Transformator sebagai peralatan tegangan tinggi tidak lepas dari kemungkinan mengalami kondisi abnormal, dimana pemicunya dapat berasal dari internal maupun external transformator. Ketidaknormalan ini akan menimbulkan dampak terhadap kinerja transformator. Secara umum dampak yang terjadi berupa *overheat*, *corona* dan *arcing*. Salah satu metoda untuk mengetahui ada tidaknya ketidaknormalan pada transformator adalah dengan mengetahui dampak dari ketidaknormalan transformator itu sendiri. Untuk mengetahui dampak ketidaknormalan pada transformator digunakan metoda DGA. Pada saat terjadi ketidaknormalan pada transformator, minyak isolasi sebagai rantai hidrokarbon akan terurai akibat besarnya energi ketidaknormalan dan akan membentuk gas-gas hidrokarbon yang larut dalam minyak isolasi itu sendiri (Sizwe Magiya, 2007).

DGA adalah proses untuk menghitung kadar/nilai dari gas-gas hidrokarbon yang terbentuk akibat ketidaknormalan minyak isolasi menggunakan alat uji DGA. Dari komposisi kadar / nilai gas – gas itulah dapat diprediksi dampak – dampak ketidaknormalan apa yang ada di dalam transformator, apakah *overheat*, *arcing* atau *corona*.

Secara garis besar gas-gas yang larut didalam minyak isolasi Transformator akan diekstraksi/dipisahkan dari minyak isolasi itu sendiri terlebih dahulu sehingga nantinya gas tersebut dapat diuraikan dan diketahui kadarnya. Setelah terpisah antara gas dengan minyak, gas tersebut akan diuraikan kembali berdasarkan jenis gas nya dengan menggunakan metode *chromatography*.





Gambar 2.11 Perbandingan Konsentrasi Gas dengan Temperatur  
(Sumber SK DIR PLN 0520)

Dari gambar 2.11 dapat kita lihat perbandingan antara jumlah konsentrasi gas terlarut dalam minyak transformator terhadap suhu. Gas Hidrogen ( $H_2$ ) merupakan gas yang paling mudah muncul kemudian diikuti gas Metana ( $CH_4$ ) yang ketika suhu semakin tinggi konsentrasi gasnya semakin sedikit, kemudian diikuti gas Etana ( $C_2H_6$ ), gas Etilena ( $C_2H_4$ ) dan yang terakhir gas Asetelin yang muncul mengindikasikan telah terjadi overheating pada internal transformator.

Hal-hal yang diperhatikan dalam pengujian ini adalah:

1. Rasio konsentrasi antara gas-gas tertentu.
2. Gas-gas apa saja yang terbentuk dan seberapa besar.

Dengan memperhatikan kedua hal di atas kemudahan diambil suatu interpretasi pada tingkatan seberapa gas-gas tersebut berpengaruh terhadap adanya gangguan dan kegagalan, dan menentukan jenis gangguan apa yang berkaitan dengan pembentukan gas-gas di dalam minyak isolasi (SPLN, 2007).

Gas – gas yang telah terurai akan dideteksi oleh detektor berupa sinyal. Sinyal ini lah yang nantinya digunakan untuk mengetahui jumlah kadar gas dengan memperhitungkan luas sinyal tiap-tiap gas. Gas keluaran yang akan dideteksi pada pengujian DGA dengan skema chromatography ada sembilan gas keluaran yang akan di analisa untuk menentukan keadaan minyak isolasi transformator. Adanya ketidaknormalan akan disesuaikan dan dianalisa berdasarkan konsentasi tiap-tiap gas yang dihasilkan DGA dan disesuaikan dengan standart IEEE.

### 2.5.1 Metode Analisa DGA

#### 1. Metode TDCG (*Total Dissolved Combustible Gas*)

Menurut IEEE trafo yang sehat harus mengandung 0-720 ppm (v/v) konsentransi TDCG atau gas yang mudah terbakar yaitu, hidrogen (H<sub>2</sub>) dan hidrokarbon rantai pendek seperti metana (CH<sub>4</sub>), etana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), dan asitilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>). Berdasarkan standar IEEE C57-104-1991 serta ASTM D-3612 memberikan petunjuk mengenai penggunaan analisis dengan TDCG serta kandungan gas – gas secara individual.

Tabel 2.1 Level TDCG

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

<b>LEVEL 1</b>	TDCG di bawah level ini mengindikasikan bahwa trafo beroperasi dengan baik. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level ini, maka harus segera dilakukan investigasi.
<b>LEVEL 2</b>	TDCG pada level ini menandakan level gas mudah terbakar sudah melebihi batas normal. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level ini, maka harus segera dilakukan investigasi. Lakukan tindakan

	untuk mendapatkan tren (kecenderungan). Kemungkinan telah terjadi gangguan.
<b>LEVEL 3</b>	TDCG pada level ini mengindikasikan terjadinya dekomposisi tingkat tinggi. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level ini, maka harus segera dilakukan investigasi. Lakukan tindakan untuk mendapatkan trend (kecenderungan). Kemungkinan telah terjadi gangguan.
<b>LEVEL 4</b>	TDCG melebihi batasan nilai ini mengindikasikan terjadinya pemburukan pada tingkat yang sangat tinggi. Melanjutkan operasi trafo dapat mengakibatkan kerusakan trafo.

Tabel 2.2 Konsentrasi gas terlarut (ppm) TDCG

Status	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	TDCG
Kondisi 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Kondisi 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Kondisi 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Kondisi 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabel berikut memberikan rekomendasi awal interval sampling dan prosedur operasi yang sebaiknya dilakukan untuk berbagai level TDCG. Kenaikan laju pembentukan gas mengindikasikan adanya kerusakan yang semakin parah, sehingga interval sampling harus dipersingkat.

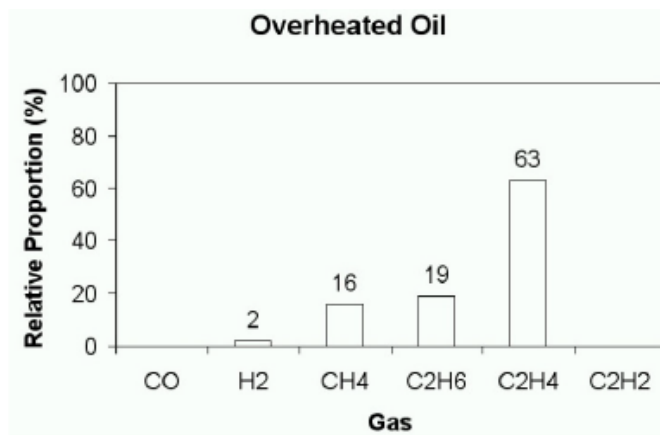
Tabel 2.3 *Action Based* metode TDCG

Kondisi	Level TDCG (ppm)	TDCG Rate (ppm/hari)	Interval Sampling	Prosedur Operasi
Kondisi 1	$\leq 720$	$> 30$	Bulanan	- Analisis gas individual - Tentukan pengaruh pembebanan terhadap laju pembentukan gas
		10 - 30	Setiap 4 bulan	Operasi secara normal
		$< 10$	Tahunan	
Kondisi 2	721 - 1920	$>30$	Bulanan	- Analisis gas individual - Tentukan pengaruh pembebanan terhadap laju pembentukan gas
		10 - 30	Bulanan	
		$< 10$	Setiap 4 bulan	
Kondisi 3	1921 - 4630	$>30$	Mingguan	- Analisis gas individual - Rencanakan pemadaman - Informasikan ke pabrikan
		10 - 30	Mingguan	
		$< 10$	Bulanan	
Kondisi 4	$> 4630$	$>30$	Harian	

	10 - 30	Harian	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pertimbangkan untuk penggantian</li> <li>- Informasikan ke pabrikan</li> </ul>
	< 10	Mingguan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analisis gas individual</li> <li>- Rencanakan pemadaman</li> <li>- Informasikan ke pabrikan</li> </ul>

## 2. Metode Key Gasses

Keterkaitan antara temperatur minyak dan gas hasil dekomposisi selulosa memberikan panduan untuk penentuan jenis gangguan secara kualitatif dari gas yang tipikal atau dominan, pada temperatur yang bervariasi. Gas signifikan dan proporsinya ini disebut “*key gases*”.

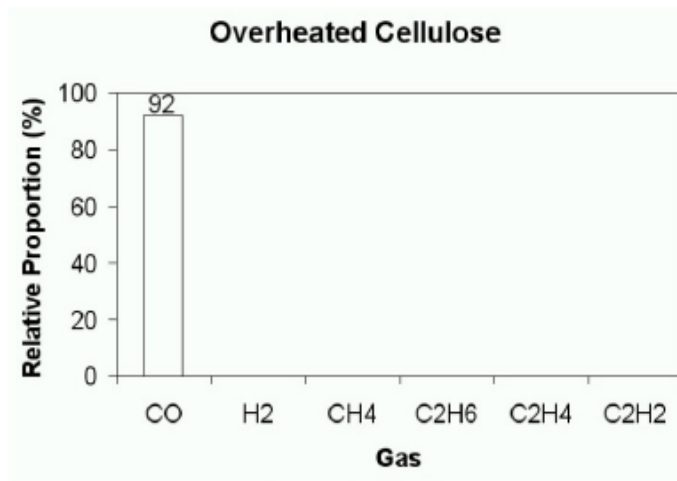


Dekomposisi produk yang muncul adalah etilena dan metana, disertai dengan sejumlah kecil hidrogen dan etana. Asetilena juga bisa terbentuk jika kerusakan yang terjadi cukup parah atau melibatkan kontrak elektrik.

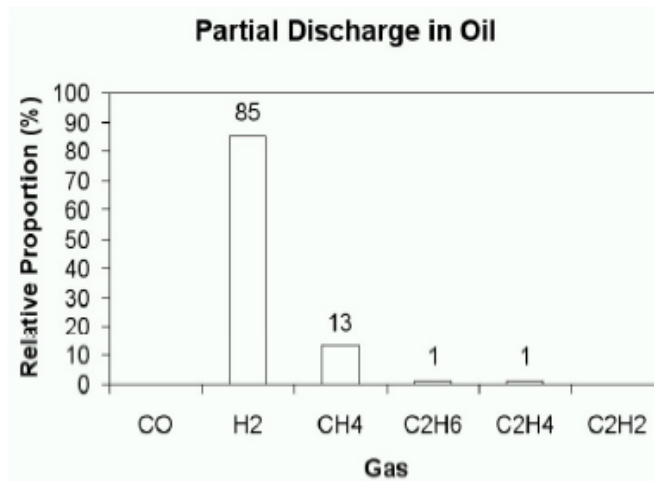
Gas utama : etilena

Gambar 2.12 Grafik gas *Overheated oil*

(Sumber: SK DIR PLN 0520)



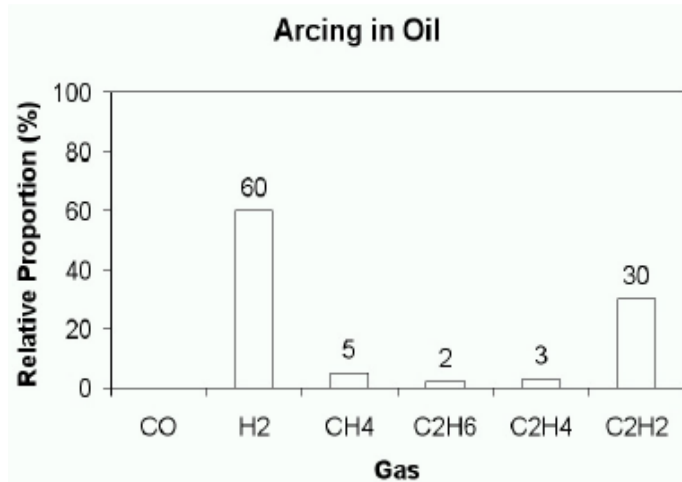
Gambar 2.13 Grafik Gas Overheated Cellulose  
(Sumber SK DIR PLN 0520)



Gambar 2.14 Grafik gas *Partial Discharge*  
(Sumber: SK DIR PLN 0520)

Sejumlah besar gas karbon dioksida dan karbon monoksida dihasilkan dari selulosa yang mengalami overhear. Gas hidrokarbon seperti metana dan etilena akan terbentuk jika gangguan pada trafo melibatkan struktur oil-impregnated. Gas utama : karbon monoksida

Discharge elektrik energi rendah menghasilkan gas hidrogen dan metana, serta sejumlah kecil etana dan etilena. Jumlah karbon monoksida dan karbon dioksida yang sebanding kemungkinan berasal dari discharge di selulosa. Gas Utama: Hidrogen



Gambar 2.15 Grafik gas *Arcing in Oil*

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

Berbeda dengan metode TDCG yang dapat memberikan output berupa saran untuk interval pengujian yang harus dilakukan serta prosedur operasi yang diambil pada kondisi tersebut, metode key gas hanya dapat memberikan indikasi tentang stress yang dialami trafo.

### 3. Metode Ratio Doernenburg

Metode ini menggunakan konsentrasi gas untuk mengindikasikan adanya gangguan dalam minyak transformator. Perbandingan molekul gas dalam rasio ini dibentuk menyerupai batas – batas rasio antara gas tertentu. Rasio gas – gas ini yaitu CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/ CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>.

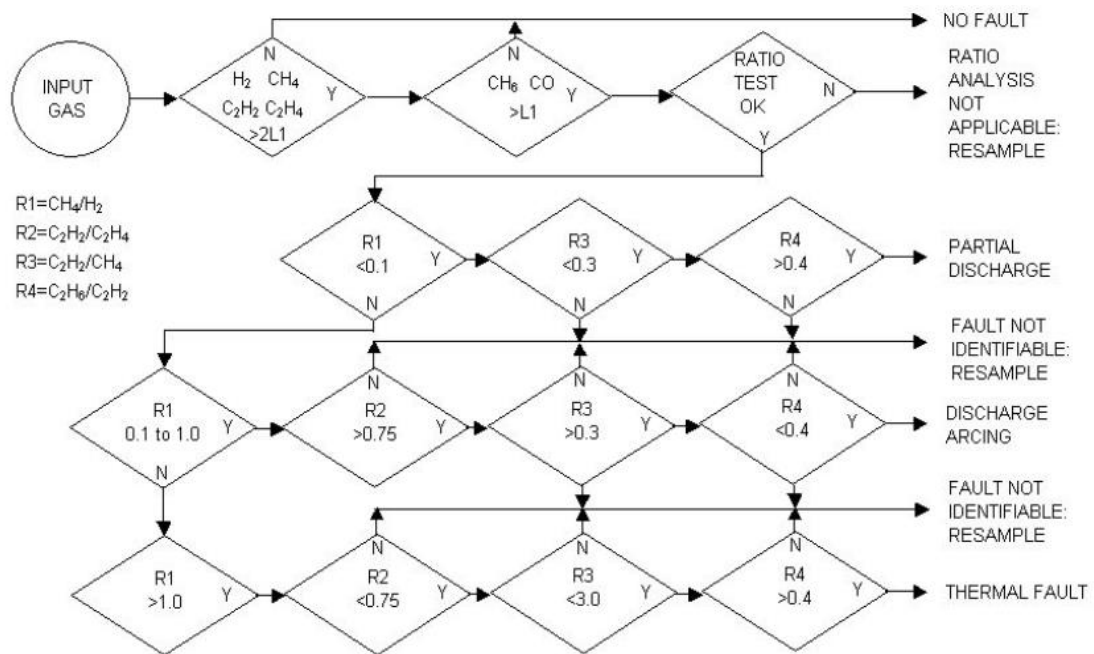
Tabel 2.4 Batas Konsentrasi L1 Rasio Doernenburg

Gas Terlarut	Konsentrasi L1 (ppm)
H <sub>2</sub>	100
CH <sub>4</sub>	120

Sejumlah besar hidrogen dan asetilena dihasilkan dari proses arcing, disertai dengan sedikit metana dan etilena. Karbon dioksida dan karbon monoksida juga bisa terbentuk jika gangguan terjadi di selulosa. Gas utama asetilena.

CO	350
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	1
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	50
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	65

Langkah-langkah penerapan metode rasio Doernenburg terdapat pada diagram alir berikut ini:



Gambar 2.16 Diagram Alir Metode Rasio Doernenburg

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

Deskripsi dari tahapan yang digambarkan pada diagram di atas adalah sebagai berikut :

- Jika salah satu dari konsentrasi gas (dalam ppm) H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, atau CH<sub>4</sub> melebihi dua kali L1 dan salah satu dari gas C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> atau CO melebihi batas nilai L1, maka trafo tersebut dianggap mengalami gangguan.

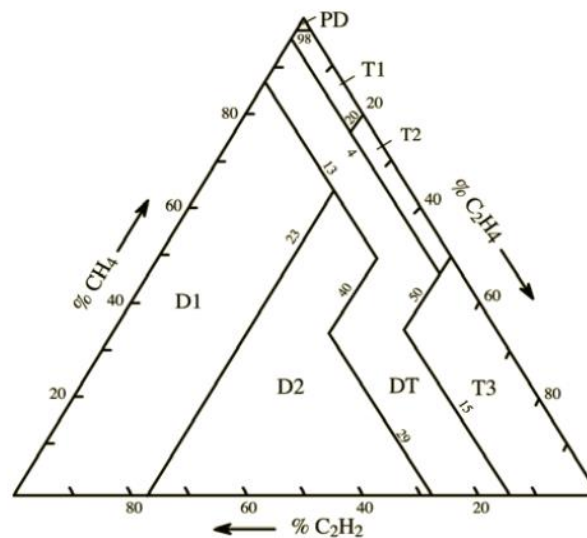


b. Menentukan validitas prosedur rasio : jika salah satu gas pada setiap rasio R1, R2, R3, atau R4 melebihi batas L1, maka prosedur rasio valid dilakukan. Jika tidak, maka rasio tidak signifikan, harus dilakukan sampel ulang dan investigasi dengan prosedur lain.

c. Jika analisis rasio valid, setiap rasio tersebut dibandingkan dengan nilai pada tabel di bawah ini. Jika semua rasio untuk jenis gangguan tertentu sesuai dengan tabel di bawah, maka diagnosis yang disarankan valid.

#### **4. Metode Duval Triangle**

Metode Duval Triangle atau segitiga Duval ditemukan oleh Michel Duval pada tahun 1974. Kondisi khusus yang diperhatikan adalah konsentrasi metana ( $\text{CH}_4$ ), etilen ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) dan asetilen ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ). Dalam metode Duval Triangle total ketiga gas ini dinyatakan 100%. Perubahan pada komposisi dari ketiga gas ini menunjukkan adanya gangguan yang terjadi pada suatu Transformator. Cara menganalisis suatu transformator dengan menggunakan metode duval triangle adalah jumlahkan nilai-nilai dari ketiga gas tersebut ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ). Selanjutnya bandingkan nilai masing-masing gas tersebut dan buat dalam bentuk persen (%). Gambarkan garis pada Duval Triangle untuk ketiga gas tersebut sesuai nilai prosentase tadi. Daerah pertemuan dari ketiga gas tersebut menunjukkan kondisi yang terjadi pada transformator.



Gambar 2.17 Segitiga Duval

(Sumber: SK DIR PLN 0520)

$C_2H_4$ , dan  $C_2H_2$  digunakan di semua metode interpretasi DGA untuk merepresentasikan gangguan dengan energi besar (seperti *arcing*) dan temperature tinggi. Sedangkan  $H_2$  digunakan di beberapa metode untuk merepresentasikan gangguan dengan energi yang sangat rendah seperti PD, dimana terbentuk  $H_2$  dalam kuantitas yang cukup besar. Pada jenis gangguan ini,  $CH_4$  dibentuk dalam jumlah yang lebih kecil daripada  $H_2$  (biasanya sekitar 10–20 kali lebih kecil), tetapi keberadaannya masih dapat terukur dalam DGA.  $CH_4$  dipilih dalam metode segitiga Duval karena  $CH_4$  memberikan diagnosa yang lebih baik pada semua jenis gangguan.  $H_2$  menghambur lebih cepat daripada gas hidrokarbon dalam minyak trafo melalui gasket dan sambungan logam. Oleh karena itu, rasio gas menggunakan  $H_2$  akan banyak terpengaruh oleh banyaknya gas  $H_2$  yang hilang dibandingkan hanya menggunakan gas hidrokarbon saja yang memiliki laju difusi lebih rendah dan sebanding.

Untuk menggunakan segitiga Duval, pertama hitung dahulu persentase masing-masing gas  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ , dan  $C_2H_2$ .

$$\% CH_4 = \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} \times 100$$

$$\% C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} \times 100$$

$$\% C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} \times 100$$

Selanjutnya persentase masing-masing gas tersebut dipetakan kedalam segitiga Duval sehingga didapatkan salah satu zona tipe gangguan.

#### 5. Metode Ratio Roger's

Berbeda dengan rasio Doernenburg yang mempunyai batasan level minimum, rasio Rogers tidak memberlakukan batas level minimum. Metode ini dapat digunakan apabila kandungan gas telah melewati level normalnya. Ratio Rogers diperoleh dengan membandingkan jumlah konsentrasi dari berbagai gas-gas kunci yang akan memberikan nilai rasio terhadap gas kunci lainnya

Rasio Rogers secara umum memiliki prosedur yang sama dengan metode rasio Doernenburg, tetapi hanya empat rasio (R1, R2, R3 dan R4) yang digunakan.

Tabel 2.5 Tipe gangguan Metode Ratio Roger's  
(Sumber: Power Transformer Principle and Application M, Dekker)

CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Diagnostic
R1	R2	R3	R4	
0	0	0	0	<i>Normal deterioration</i>
1	0	0	0	<i>Slight overheating 150 C</i>
1	1	0	0	<i>Slight overheating 150 C – 200 C</i>
0	1	0	0	<i>Slight overheating 200 C – 300 C</i>
0	0	1	0	<i>General conductor overheating</i>
1	0	1	0	<i>Circulating current and/or overheating joints</i>
0	0	0	1	<i>Flashover without power follow through</i>
0	1	0	1	<i>Tap changer selector breaking current</i>
0	0	1	1	<i>Arc with power follow through of persistent sparking</i>

## 6. Metode Ratio CO<sub>2</sub>/CO

Gangguan di isolasi kertas dianggap lebih serius dibandingkan gangguan di minyak karena isolasi kertas berada di area medan listrik yang tinggi (pada belitan atau sebagai *voltage barriers*), dan kerusakan isolasi kertas dapat mengakibatkan hubung singkat atau *arcing*. Untungnya gangguan di kertas jarang terjadi dibandingkan gangguan di minyak (tipikal hanya 10%), tetapi karena konsekuensi yang ditimbulkan lebih serius, maka deteksi gangguan di kertas berdasarkan DGA menjadi hal yang penting.

Salah satu cara yang banyak digunakan untuk mendeteksi gangguan di isolasi kertas berdasarkan hasil uji DGA adalah dengan melihat rasio CO<sub>2</sub>

terhadap CO. Nilai  $CO_2 / CO < 3$  merupakan indikasi gangguan di kertas pada temperatur 200 – 300 °C (termasuk *arcing*) dimana kertas terdegradasi sangat cepat bahkan terjadi karbonisasi. Namun demikian, banyak hal yang menjadi penyebab munculnya CO dan  $CO_2$  dalam minyak trafo (kecuali pada tahun pertama operasi trafo baru) sehingga kita harus berhati-hati dalam menggunakan rasio tersebut. Nilai rasio  $CO_2 / CO > 10$  juga merupakan indikasi gangguan termal di kertas pada temperatur  $< 150$  °C, temperatur tersebut berdampak pada penuaan kertas jangka panjang dan mengurangi umur trafo.

## 2.5.2 Jenis Kegagalan Transformator

### 1. *Overheating*

Ketika transformator yang beroperasi kelebihan beban, maka akan menghasilkan panas yang berlebih dan dapat memperburuk isolasi. Berdasarkan hasil penelitian yang pernah dilakukan hasil DGA menunjukkan karbon monoksida dan karbon dioksida tinggi. Dalam kasus dengan suhu yang lebih hasil penelitian menunjukkan gas metana dan etilena berada pada tingkat yang lebih tinggi (Arismunandar, 1975)

### 2. *Partial Discharge*

Korona adalah terlepasnya muatan listrik dari permukaan konduktor. Modus terlepasnya muatan ini dalam skala besar dapat terlihat oleh mata telanjang, sedangkan dalam skala kecil tidak dapat terlihat oleh mata. Korona terjadi dikarenakan kadar hidrogen yang tinggi pada minyak isolasi. Gas hidrogen adalah gas satu – satunya yang menghasilkan korona namun terkadang gas hidrogen juga terbentuk akibat adanya reaksi kimia antara kandungan air yang berada dalam minyak logam (Arismunandar, 1975).

### 3. *Arcing* (busur api)

Arcing adalah gangguan yang paling berbahaya pada minyak isolasi dan transformator yang diakibatkan oleh gas asetilena pada minyak isolasi

(Arismunandar, 1975). Gas – gas yang timbul karena gangguan ini adalah:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$  munculnya busur api dalam minyak isolasi ditandai dengan pembentukan gas – gas hidrogen dan asetilena sebagai gas-gas yang paling dominan.

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

#### **3.1 Metode Penelitian**

##### **3.1.1 Studi Literatur**

Studi literatur dilakukan guna memperoleh informasi secara lengkap untuk mendukung data penelitian serta dijadikan sebagai acuan/ pedoman konsep berpikir yang relevan pada penelitian ini.

##### **3.1.2 Metode Observasi**

Pengumpulan data melalui pembacaan buku-buku teori pendukung, pencaharian data pendukung dengan *browsing* di internet, serta informasi dari buku

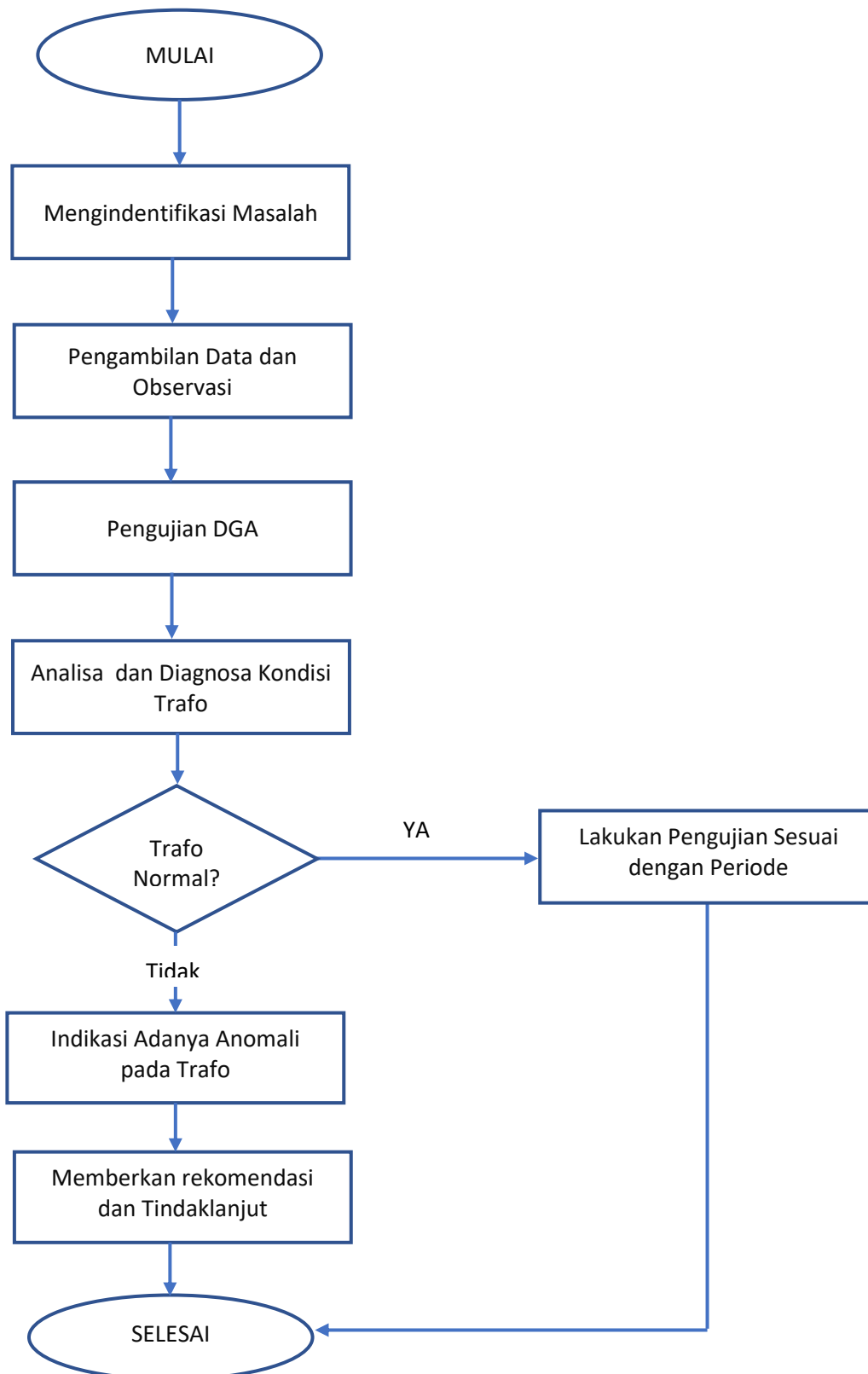
##### **3.1.3 Teknik Pengambilan Data**

Data yang digunakan untuk Tugas Akhir ini didapat dari observasi secara langsung ke lapangan. Data yang diperoleh sebagai berikut:

1. Data hasil uji DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu
2. Data hasil uji elektrik Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu

#### **3.2 Diagram Alir Penyusunan Tugas Akhir**

Berikut ini merupakan diagram alir dalam penyusunan Tugas Akhir:





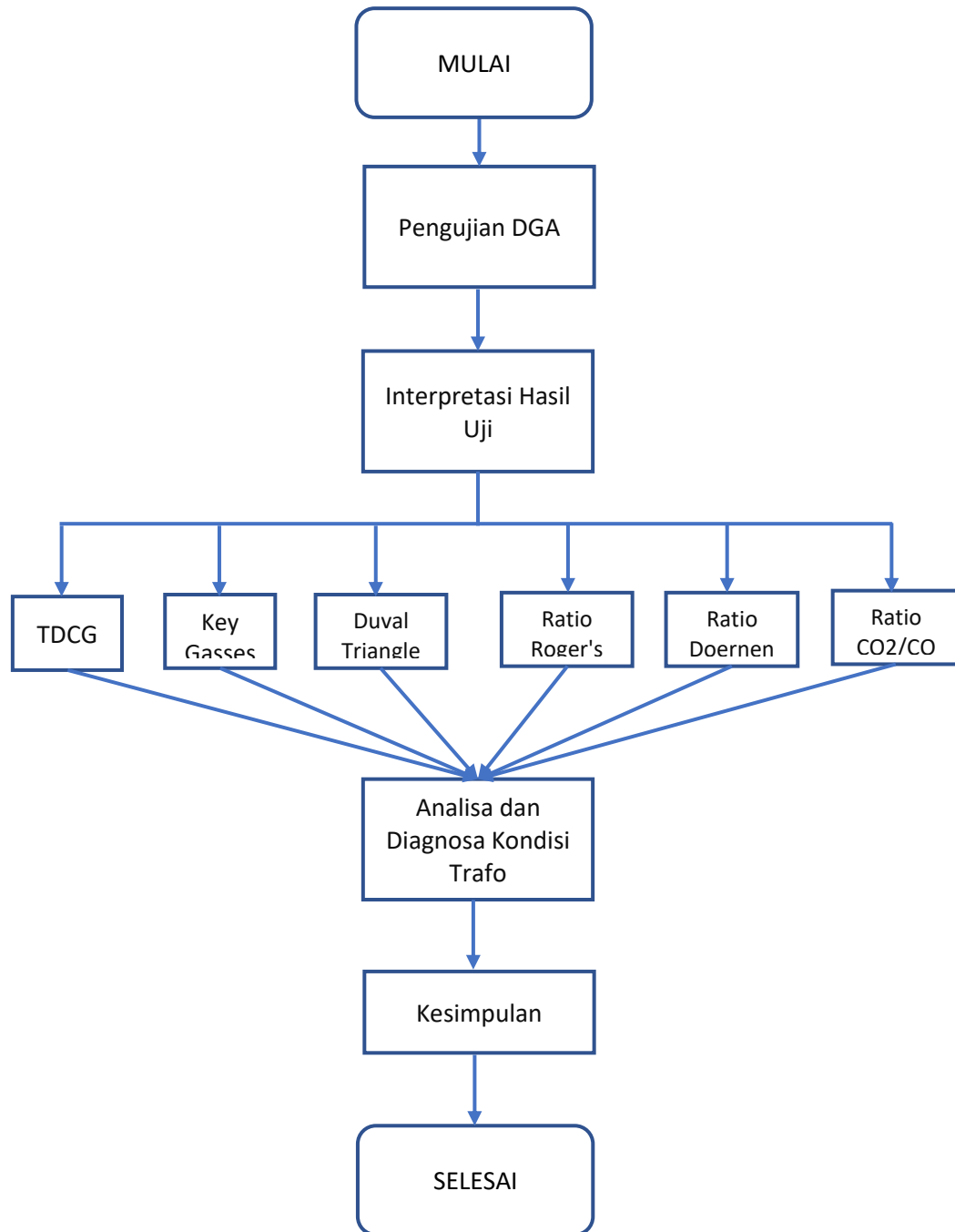
Gambar 3.1 Diagram Alir Penyusunan Tugas Akhir

Penjelasan diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir:

1. Mengidentifikasi masalah dan melakukan pengujian DGA minyak transformator.
2. Melakukan observasi/ pengamatan langsung terkait kondisi transformator.
3. Mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan hasil uji DGA transformator yang dijadikan sebagai studi kasus.
4. Melakukan analisa dari hasil pengujian DGA transformator yang dijadikan studi kasus
5. Memberikan kondisi transformator yang dijadikan studi kasus berdasarkan standar-standar yang ada.
6. Memberikan kesimpulan, saran serta rekomendasi terkait kondisi transformator berdasarkan hasil pengujian DGA yang telah didapatkan.

### 3.3 Diagram Alir Analisa Pengujian DGA (Dissolved Gas Analysis)

Berikut ini pemaparan terkait diagram alir analisa hasil pengujian DGA:



Gambar 3.2 Diagram Alir Analisa DGA

### Penjelasan Diagram Alir Analisa DGA

1. Mengumpulkan data hasil uji pengujian DGA.
2. Melakukan analisa dengan melihat tren dari hasil pengujian sebelumnya.
3. Melakukan analisa menggunakan metode TDCG.
4. Melakukan analisa DGA menggunakan metode Key Gasses.
5. Melakukan analisa DGA menggunakan metode Duval Triangle.
6. Melakukan analisa DGA menggunakan metode Ratio Roger's.
7. Melakukan analisa DGA menggunakan metode Ratio Doernenburg.
8. Melakukan analisa DGA menggunakan metode Ratio CO<sub>2</sub>/CO.
9. Apabila hasil analisa dari metode TDCG, Key Gasses, Ratio Roger's, Ratio Doernenburg, Duval Triangle, dan Ratio CO<sub>2</sub>/CO mengindikasikan adanya anomali pada internal transformator maka perlu dilakukan pengujian ulang untuk mendapatkan tren dan evaluasi lebih lanjut.
10. Membuat kesimpulan, saran dan rekomendasi.
11. Selesai

#### **3.3.1 Langkah Pengujian DGA (Dissolved Gas Analysis)**

##### Alat Kerja

1. DGA Portable Merk Myrkos Morgan Schaffer
2. Syringe sample minyak
3. Tabung Gas Kalibrasi (Cal Gas)
4. Gas Carrier (helium)
5. Syringe Gas Kalibrasi dan Syringe udara bebas
6. Filter udara bebas
7. Oil Trap
8. Stoppe dan selang minyak
9. Laptop

**Perlengkapan**

1. Tisu
2. Majun
3. Sarung Tangan Karet

**Langkah Pelaksanaan****Persiapan**

1. Persiapkan semua instrument yang dibutuhkan.
2. Persiapkan sample minyak transformator yang akan diuji.
3. Pastikan gas helium berada pada posisi > 200 psi.
4. Hubungkan laptop dengan alat uji DGA Myrkos Morgan Schaffer.
5. Hubungkan alat uji DGA dengan supply 220 V atau menggunakan batere yang sudah terisi penuh.
6. Nyalakan alat dengan menekan tombol ON (lampu indikato ditandai warna hijau).
7. Nyalakan laptop yang sudah terhubung dengan alat DGA dan buka program PPM Report.
8. Standarisasikan alat DGA selama 45 menit hinggann temperature pada column mencapai 45C. Tercapainya temperature alat akan ditunjukkan oleh program PPM Report.

**Pengukuran Sample Minyak**

1. Pilih menu “Caliibration” untuk mengkalibrasi alat menggunakan gas kalibrasi (Cal gas).
2. Pilih menu “Measure Oil Sample”.
3. Pasang syringe yang sudah terisi sampel minyak ke holder.
4. Buang minyak yang ada pada syringe sebanyak 10 mL, dan dikocok selama 1 menit.
5. Hubungkan syringe dengan port pada alat uji DGA menggunakan oil trap.
6. Pilih menu “Inject” untuk melakukan pengujian sampel dengan posisi piston diberikan tekanan untuk mendorong gas.
7. Setekah ada petunjuk dari program untuk mengubah posisi syringe segera ubah posisi piston syringe agat tidak memberikan tekanan lagi.
8. Isikan data nameplate transformator, penguji, no. syringe, dll.
9. Tunggu hasil uji DGA keluar.

### 3.4 Data Hasil Pengujian DGA

Berikut ini merupakan data hasil pengujian DGA (Dissolved Gas Analysis), diambil dari beberapa pengujian terakhir :

Tabel 3.1 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu  
(10 April 2019)

Measurement Report						
H2 (Hydrogen)	CH4 (Methane)	CO (Carbon Monoxide)	CO2 (Carbon Dioxide)	C2H4 (Ethylene)	C2H6 (Ethane)	C2H2 (Acetylene)
64 ppm	97 ppm	236 ppm	1111 ppm	8 ppm	164 ppm	0 ppm

Tabel 3.2 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu  
(20 Nop 2019)

Measurement Report						
H2 (Hydrogen)	CH4 (Methane)	CO (Carbon Monoxide)	CO2 (Carbon Dioxide)	C2H4 (Ethylene)	C2H6 (Ethane)	C2H2 (Acetylene)
51 ppm	92 ppm	240 ppm	1331 ppm	4 ppm	165 ppm	0 ppm

Tabel 3.3 Hasil Pengujian Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu  
(4 April 2020)

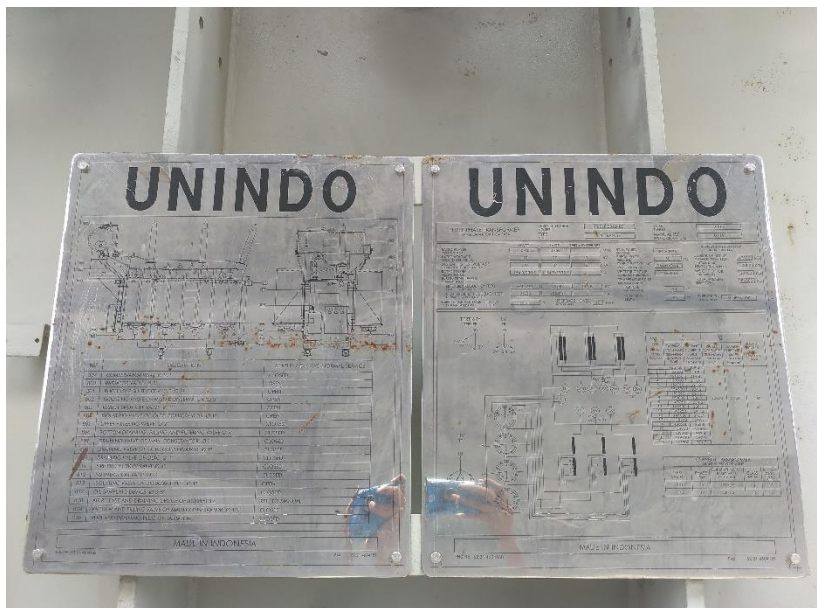
Measurement Report						
H2 (Hydrogen)	CH4 (Methane)	CO (Carbon Monoxide)	CO2 (Carbon Dioxide)	C2H4 (Ethylene)	C2H6 (Ethane)	C2H2 (Acetylene)
211 ppm	130 ppm	314 ppm	1299 ppm	28 ppm	192 ppm	36 ppm

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Gambaran Umum

Transformator yang digunakan sebagai bahan untuk diuji dan dianalisa merupakan sebuah unit transformator daya pada Gardu Induk Cibatu yang berlokasi di daerah Cikarang, Jawa Barat. Transformator#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu merupakan transformator eks Wonogiri yang telah beroperasi sejak tahun 2006 dimana transformator pernah mengalami gangguan dan dilakukan perbaikan sebelum dikirim ke GI Cibatu pada tahun 2015 .



Gambar 4.1 Spesifikasi Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu

Transformator ini merupakan jenis transformator dengan pendingin minyak (*Oil Immersed Type Transformer*), dan tipe sistem pendingin O.N.A.N, O.N.A.F, dan

O.F.A.F. Spesifikasi dari transformator yang dijadikan sebagai sampel untuk diuji adalah sebagai berikut: Transformator ini sendiri menggunakan minyak isolasi jenis Nynas Nitro Libra. Minyak eksisting transformator merupakan minyak lama yang telah mengalamai proses pembebanan sejak transformator beroperasi 2015.

Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dilakukan menggunakan Myrkos Morgan Schaffer produksi tahun 2016. Alat ini dapat mendeteksi tujuh jenis *fault* gas yang terlarut dalam minyak, yaitu hydrogen (H<sub>2</sub>), metana (CH<sub>4</sub>), etilena (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), asetelin (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), karbon monoksida (CO) dan karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dengan menggunakan metode *Chromatoraph* untuk ekstraksi gas terlarut.

#### 4.2 Hasil Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Pengujian dilakukan di ULTG Cikarang menggunakan alat uji Myrkos Morgan Schaffer. Hasil pengujian sebagai berikut:

Tabel 4.1 Hasil Pengujian DGA Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu

Measurement Report						
H <sub>2</sub> (Hydrogen)	CH <sub>4</sub> (Methane)	CO (Carbon Monoxide)	CO <sub>2</sub> (Carbon Dioxide)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> (Ethylene)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (Ethane)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (Acetylene)
211	130	314	1299	28	192	36

#### 4.3 Analisa Hasil Uji DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Analisa hasil uji DGA ini akan menggunakan beberapa metode yaitu metode TDCG, Key Gasses, Ratio Roger's, Ratio Doernenburg, Segitiga Duval, dan Ratio CO<sub>2</sub>/CO. Metode tersebut digunakan untuk mengetahui kondisi dari munculnya masing-masing gas yang terlarut dalam minyak isolasi terhadap kondisi transformator.

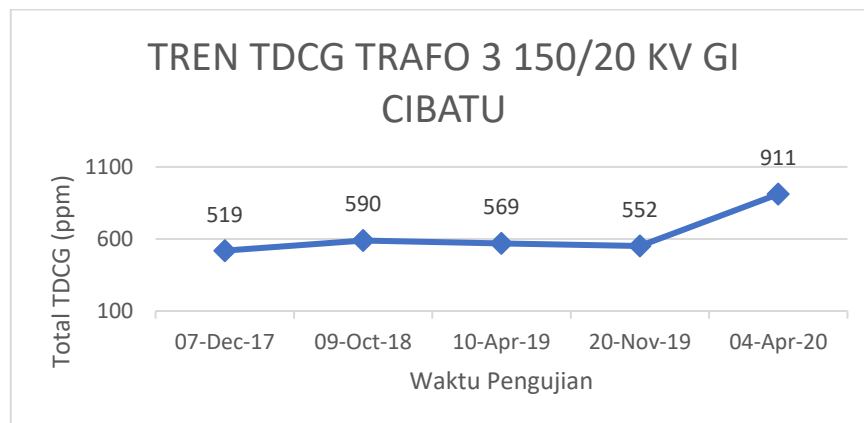
##### 4.3.1 Metode TDCG

Metode TDCG merupakan salah satu metode interpretasi DGA dengan berdasarkan pada jumlah total gas yang mudah terbakar pada minyak terlarut. Berdasarkan IEEE C.57.104.2019 antara lain hidrogen (H<sub>2</sub>), metana (CH<sub>4</sub>), etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), asetelin (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), dan karbon monoksida (CO). Dari jumlah konsentrasi gas tersebut akan didapat nilai TDCG.

Tabel 4.2 Analisa DGA Metode TDCG

Gas	9 Oct 2018	10 Apr 2018	20 Nop 2019	Pasca Gangguan (4 Apr 2020)	IEEE C57.104-2008			
	(ppm)	(ppm)	(ppm)	(ppm)	Condition 1	Condition 2	Condition 3	Condition 4
H2	76	64	51	211	≤ 100	101 - 700	701 - 1800	> 1800
CH4	95	97	92	130	≤ 120	121 - 400	401 - 1000	> 1000
C2H6	179	164	165	192	≤ 65	66 - 100	101 - 150	> 150
C2H4	8	8	4	28	≤ 50	51 - 100	101 - 200	> 200
C2H2	0	0	0	36	≤ 1	2 - 9	10 - 35	> 35
CO	232	236	240	314	≤ 350	351 - 570	571 - 1400	> 1400
CO2	1134	1111	1331	1299	≤ 2500	2501 - 4000	4001 - 10000	> 10000
<b>TDCG</b>	<b>590</b>	<b>569</b>	<b>552</b>	<b>911</b>	≤ 720	721 - 1920	1921 - 4630	> 4630

Kondisi transformator#3 150/20 kV GI Cibatu berdasarkan metode analisa TDCG berada pada kondisi 2 menandakan bahwa level gas mudah terbakar sudah melebihi batas normal dengan laju pertumbuhan gas per hari 3 ppm/day. Berdasarkan *action based* diromendasikan untuk melakukan analisa gas individu dan melakukan pengaruh pembebanan terhadap laju pembentukan gas. Dengan tetap melakukan monitoring pengujian DGA selama 4 bulan 1 kali.

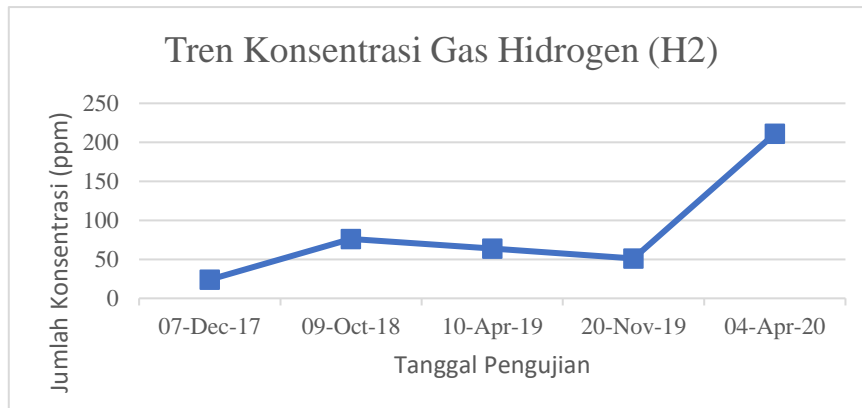


Gambar 4.2 Grafik Tren TDCG Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu

Gambar 4.2 di atas menunjukkan terjadi kenaikan yang cukup signifikan nilai TDCG pada tanggal 4 April 2020 Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu apabila kita bandingkan pada pengujian sebelumnya tanggal 21 Nopember 2019. Hal ini

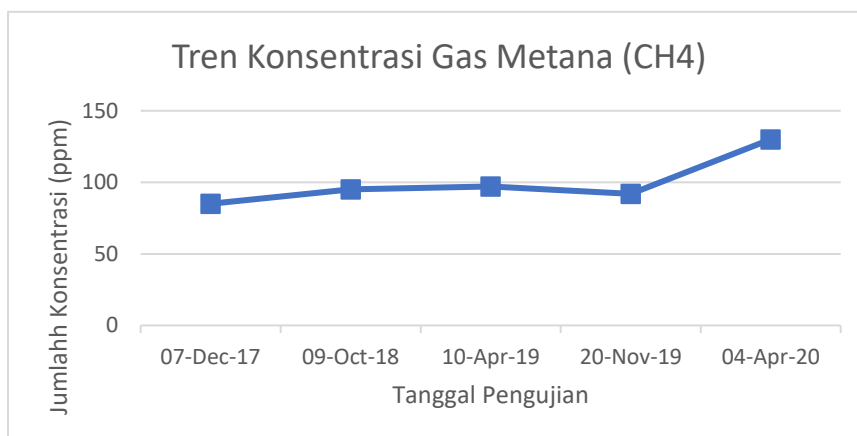


menandakan bahwa level gas mudah terbakar pada trafo#3 150/20 kV GI Cibatu sudah melebihi batas normal.



Gambar 4.3 Grafik Tren Konsentrasi Gas Hidrogen (H<sub>2</sub>)

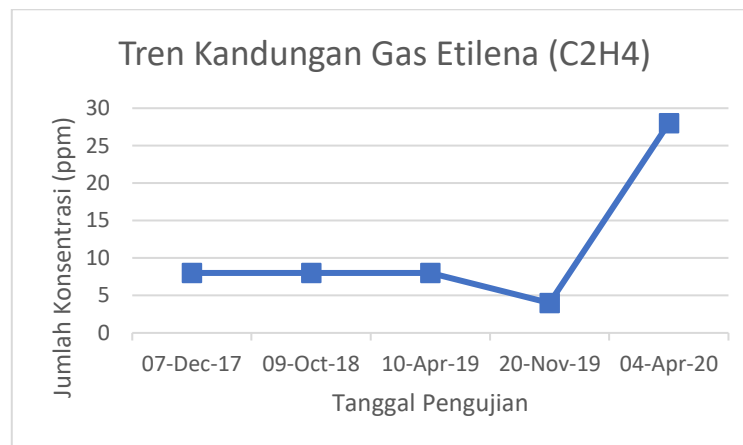
Berdasarkan gambar 4.3, terjadi kenaikan 160ppm pada konsentrasi gas Hidrogen (H<sub>2</sub>) menjadi 211ppm pada pengujian tanggal 4 April 2020 apabila kita bandingkan pada pengujian tanggal 20 Nopember 2019 sebesar 51ppm. Kenaikan gas Hidrogen ini dipicu akibat adanya panas berlebih pada internal Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu.



Gambar 4.4 Grafik Tren Konsentrasi Gas Metana (CH<sub>4</sub>)

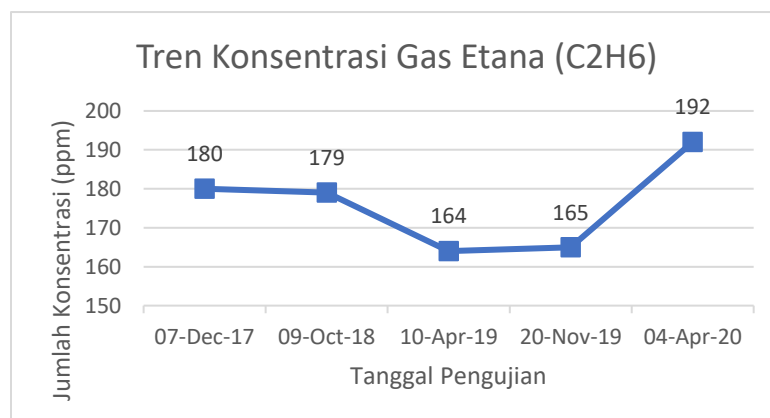
Berdasarkan gambar 4.4, terjadi kenaikan 28ppm gas Metana (CH<sub>4</sub>) menjadi 120ppm pada pengujian 4 April 2020 apabila kita bandingkan dengan pengujian

tanggal 20 Nopember 2019 sebesar 92ppm. Kenaikan gas Metana ( $\text{CH}_4$ ) mengindikasikan ada telah terjadi *thermal* berlebih pada internal Trafo#3 150/20kV GI Cibatu.



Gambar 4.5 Grafik Tren Konsentrasi Gas Etilena ( $\text{C}_2\text{H}_4$ )

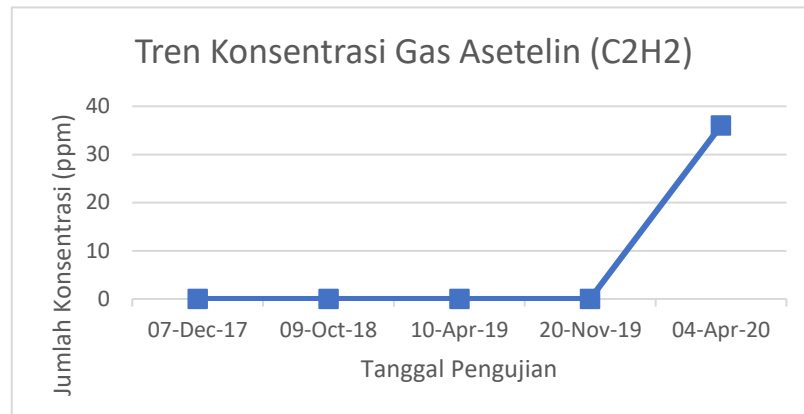
Berdasarkan gambar 4.5, terjadi kenaikan 24ppm gas Etinela ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) menjadi 28ppm pada pengujian tanggal 4 April 2020 apabila kita bandingkan pada pengujian 20 Nopember 2019 yang hanya sebesar 4ppm. Akan tetapi kenaikan kosentrasi gas nya masih dalam tahap wajar (kondisi 1).



Gambar 4.6 Grafik Tren Konsentrasi Gas Etana ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )

Berdasarkan grafik 4.6, terjadi kenaikan 27ppm pada konsentrasi gas Etilena ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) menjadi 192ppm pada pengujian tanggal 4 April 2020 apabila kita bandingkan dengan pengujian pada tanggal 20 Nopember 2019. Akan tetapi sejak pengujian

tanggal 7 Desember 2019 konsentrasi gas Etilena sudah berada pada kondisi 2 yang mengindikasikan terjadi *overheating* pada Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu

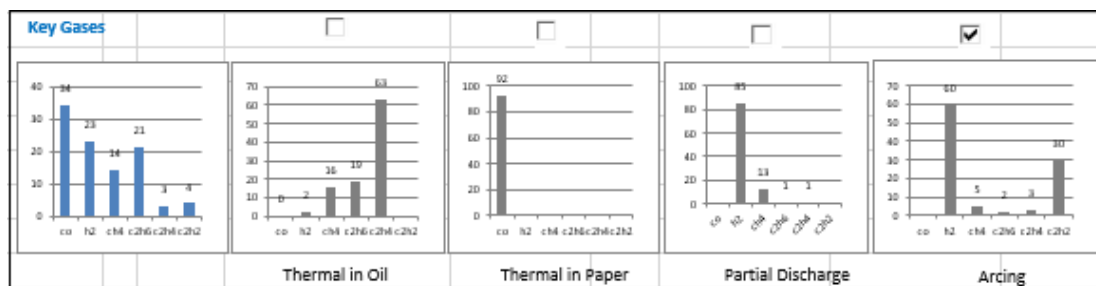


Gambar 4.7 Grafik Tren Konsentrasi Gas Asetelin (C2H2)

Berdasarkan gambar 4.7, terjadi kenaikan yang sangat signifikan pada konsentrasi gas Asetelin (C2H2) menjadi 36 ppm pada pengujian tanggal 4 April 2020 apabila kita bandingkan dengan pengujian sebelumnya 0ppm. Gas Asetelin merupakan gas yang muncul apabila suhu  $>700^{\circ}\text{C}$ , dan suhu yang sangat tingginya ini salah satunya dipicu akibat adanya *short circuit* pada internal trafo.

#### 4.3.2 Key Gasses

Dengan menggunakan metode analisa *key gasses* dapat kita lihat bahwa telah terjadi kenaikan yang sangat signifikan konsentrasi gas Asetelin (C2H2) yang diikuti oleh kenaikan gas Hidrogen (H2). Hal ini mengindikasikan telah terjadi *arching* pada internal Trafo 3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu.



Gambar 4.8 Grafik Metode Analisa *Key Gasses* Mengindikasikan *Arching*

Perlu dilakukan analisa lebih lanjut untuk memastikan lokasi titik *arching* pada Trafo 3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu.

### 4.3.3 Ratio Roger's

Metode analisa Ratio Roger's merupakan salah satu metode pelengkap dalam melakukan interpretasi hasil pengujian DGA. Metode ini membandingkan nilai antar gas dalam minyak terlarut. Rasio yang digunakan antara lain R1 ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ), R2 ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ) dan R3 ( $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ ).

$$\begin{aligned} \text{R1 (CH}_4/\text{H}_2) &= 130/211 \\ &= 0.61 \\ \text{R2 (C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4) &= 192/130 \\ &= 1.48 \\ \text{R3 (C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6) &= 28/192 \\ &= 0.14 \\ \text{R4 (C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4) &= 36/28 \\ &= 1.29 \end{aligned}$$

Tabel 4.3 Metode Ratio Roger's

(Sumber: Power Transformer Principle and Application M, Dekker)

CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Diagnostic
R1	R2	R3	R4	
0	0	0	0	<i>Normal deterioration</i>
1	0	0	0	<i>Slight overheating 150 C</i>
1	1	0	0	<i>Slight overheating 150 C – 200 C</i>
0	1	0	0	<i>Slight overheating 200 C – 300 C</i>
0	0	1	0	<i>General conductor overheating</i>

1	0	1	0	<i>Circulating current and/or overheating joints</i>
0	0	0	1	<i>Flashover without power follow through</i>
0	1	0	1	<i>Tap changer selector breaking current</i>
0	0	1	1	<i>Arc with power follow through of persistent sparking</i>

Metode Ratio Rogers merupakan salah satu metode analisa yang digunakan untuk melengkapi dalam melakukan analisa gas terlarut dalam minyak transformator dengan membandingkan nilai konsentrasi antar gas. Gas yang digunakan sebagai perbandingan yaitu gas CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> (R1), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/CH<sub>4</sub> (R2), C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (R3), C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (R4). Apabila dari hasil perbandingan gas-gas tersebut >1 maka pembulatan dari rasio Roger akan bernilai 1, jika hasil perbandingan gas tersebut bernilai ≤ 1 maka rasio Roger akan bernilai 0. Nilai dan diagnosis gangguan dengan menggunakan rasio roger dapat dilihat pada tabel 4.2 perhitungan Roger ratio sebagai berikut:

Tabel 4.4 Roger Ratio Transformator#3 150/20 kV GI Cibatu

R1	R2	R3	R4
0	1	0	1

Berdasarkan tabel diagnosis gangguan 4.2 menggunakan Ratio Rogers, mengindikasikan telah terjadi *tap changer selector breaking current* artinya terdapat arus yang besar atau adanya arus hubung singkat saat terjadi perpindahan *tap* pada selector switch di dalam On Load Tap Changer (OLTC) Trafo#3 150/20 kV GI Cibatu.

#### 4.3.4 Ratio Doernenburg

Metode analisa Ratio Doernenburg merupakan salah satu metode pelengkap dalam melakukan interpretasi hasil pengujian DGA. Metode ini membandingkan nilai antar gas dalam minyak terlarut. Ratio yang digunakan antara lain R1 (CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>), R2 (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), R3 (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), dan R4 (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>).

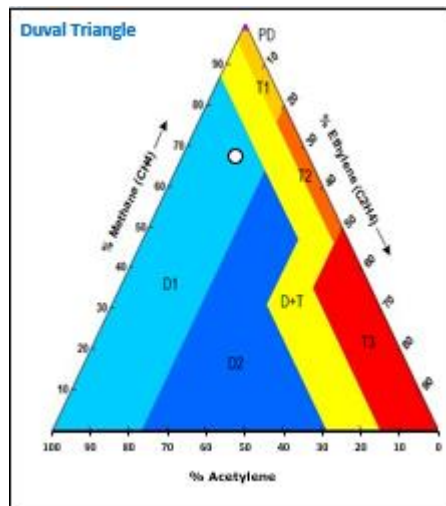
$$R1 (CH_4/H_2) = 130/211$$

$$\begin{aligned}
 &= 0.61 \\
 R2 (C2H2/C2H4) &= 36/28 \\
 &= 1.28 \\
 R5 (C2H4/C2H6) &= 192/28 \\
 &= 0.14
 \end{aligned}$$

Analisa menggunakan Ratio Doernenburg tidak dapat mendefenisikan kondisi transformator#3 150/20 kV GI Cibatu.

#### 4.3.5 Segitiga Duval

Analisa segitiga duval merupakan salah satu metode analisa yang paling banyak digunakan selain analisa TDCG dan *Key Gasses*. Metode analisa segitiga duval menggunakan perbandingan komposisi gas Asetelin ( $C_2H_2$ ), Metana ( $CH_4$ ), dan Etilena ( $C_2H_4$ ).



Gambar 4.9 Interpretasi Segitiga Duval

Keterangan:

- PD : Corona Partial Discharge
- D1 : Low Energy Discharge
- D2 : High Energy Discharge
- T1 : Thermal Faults <300C
- T2 : Thermal Faults dari 300-700C

T3 : Thermal Faults >700C

Dengan menggunakan segitiga duval, dapat kita lihat jika Trafo 3 150/20 kV GI Cibatu mengalami *Low Energi Discharge* yang apabila terjadi secara terus menerus akan menjadi bersifat *explosive* sehingga akan mengakibatkan trafo terbakar. Aktivitas *Low Energy Discharge* ini dipicu oleh adanya sumber titik panas pada internal trafo.

#### 4.4 Shutdown Test Measurement

##### 4.4.1 Tahanan Isolasi

Berdasarkan hasil pengujian tahanan isolasi, Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu mengindikasikan adanya short circuit pada belitan sekunder terhadap ground dan tersier.

Tabel 4.5 Hasil Uji Tahanan Isolasi

NO	KOMPONEN YANG DIPERIKSA	KONDISI PERALATAN
<b>1</b>	<b>DETAIL PENGUJIAN</b>	
1.1	Tanggal Pengujian	Sabtu, 04 April 2020
1.2	Nama Pelaksana	SYAHRUL
1.3	Alat Uji	Kyoritsu
<b>2</b>	<b>HASIL UJI TAHANAN ISOLASI 1 MENIT</b>	
2.1	Suhu Top Oil	28 °C
2.2	Primer - Ground	2450 MΩ
2.3	Sekunder - Ground	0 MΩ
2.4	Tersier - Ground	1 MΩ
2.5	Primer - Sekunder	3410 MΩ
2.6	Primer - Tersier	3380 MΩ
2.7	Sekunder - Tersier	1 MΩ
<b>3</b>	<b>HASIL UJI TAHANAN ISOLASI 10 MENIT</b>	
3.1	Primer - Ground	5480 MΩ
3.2	Sekunder - Ground	0 MΩ
3.3	Tersier - Ground	1 MΩ
3.4	Primer - Sekunder	6910 MΩ
3.5	Primer - Tersier	7900 MΩ
3.6	Sekunder - Tersier	1 MΩ



PT. PLN (PERSERO)  
PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN JAWA BALI

### PENGUJIAN TAHANAN ISOLASI TRAFO

KANTOR INDUK	: UITJBT	MERK	: UNINDO
APP	: KARAWANG	TYPE	: N/RING
GI	: 150 KV CIBATU	NO. SERIE	: P60LEEC362-03
BAY	: 150/20 KV TRF #3	POSISI	: IBT PHASA R

NO	KOMPONEN YANG DIPERIKSA	KONDISI PERALATAN
<b>4</b>	<b>HASIL INDEK POLARISASI</b>	
4.1	Primer - Ground	2.23
4.2	Sekunder - Ground	-
4.3	Tersier - Ground	1,00
4.4	Primer - Sekunder	2.2
4.5	Primer - Tersier	2.3
4.6	Sekunder - Tersier	1,00



#### 4.4.2 Tandelta Winding

Berdasarkan hasil pengujian Tandelta Winding, Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu mengindikasikan adanya short circuit pada belitan sekunder dan tersier, hal ini dapat kita ketahui pada saat dilakukan inject tegangan 10 kV melalui alat uji, belitan sekundet dan tersier mengalami *error*.

Tabel 4.6 Hasil Uji Tandelta Winding



PT. PLN (PERSERO)  
UNIT INDUK TRANSMISI JAWA BAGIAN TENGAH

#### PENGUJIAN TANGEN DELTA BELITAN TRAF0

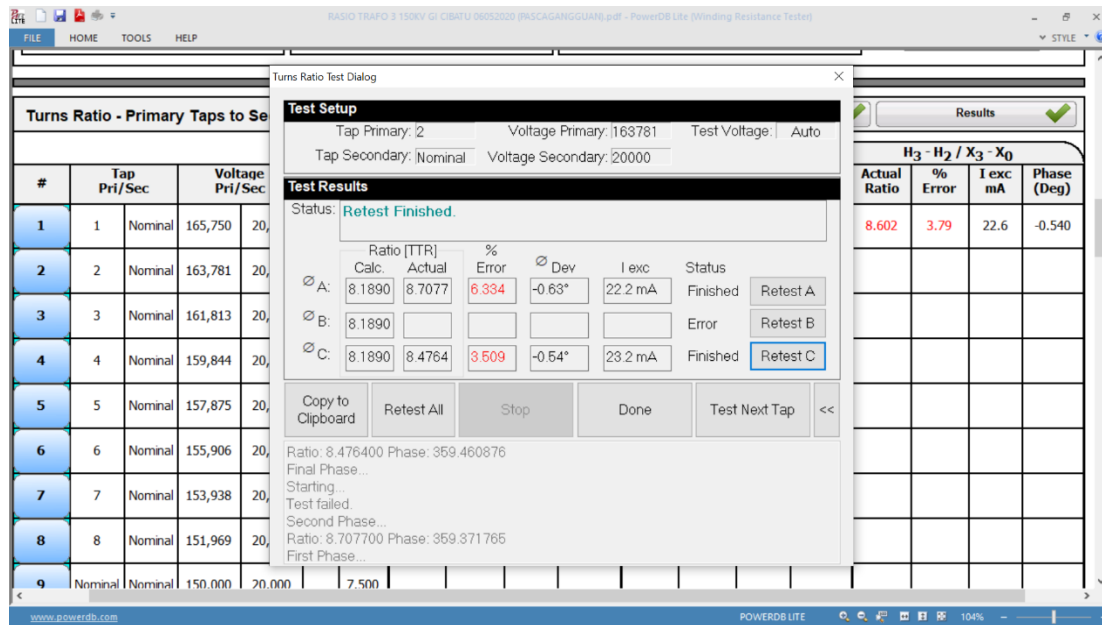
KANTOR INDUK : UITJBT  
UPT : KARAWANG  
GI : 150 KV CIBATU  
BAY : 150/20 KV TRF #3

MERK : UNINDO  
TYPE : N\RING  
NO. SERIE : P60LEC362-03

NO	KOMPONEN YANG DIPERIKSA		KONDISI PERALATAN	
1	DETAIL PENGUJIAN			
1.1	Tanggal Pengujian		MINGGU, 05 APRIL 2020	
1.2	Nama Penguji 1		SYAHRUL	
1.3	Nama Penguji 2		NUGRAHA YUNALDI	
2	ALAT UJI			
2.1	MERK		MEGGER	
3	HASIL PENGUJIAN			
3.1	PRIMER			
3.1.1	CHL	POWER FACTOR	0.2	%
3.1.2		CAPACITANCE	217.93	Pf
3.1.1	CHG	POWER FACTOR	2.68	%
3.1.2		CAPACITANCE	5054	Pf
3.1.1	CHL + CHG	POWER FACTOR	2.5	%
3.1.2		CAPACITANCE	5179	Pf
3.1	SEKUNDER			
3.1.1	CLT	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf
3.1.1	CLG	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf
3.1.1	CLT + CLG	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf
3.1	TERSIER			
3.1.1	CTH	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf
3.1.1	CTG	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf
3.1.1	CTH + CTG	POWER FACTOR	SHORT CIRCUIT	%
3.1.2		CAPACITANCE	SHORT CIRCUIT	Pf

### 4.4.3 Ratio

Pengujian Ratio dilakukan untuk melihat kondisi belitan apakah normal atau mengalami *short circuit*.



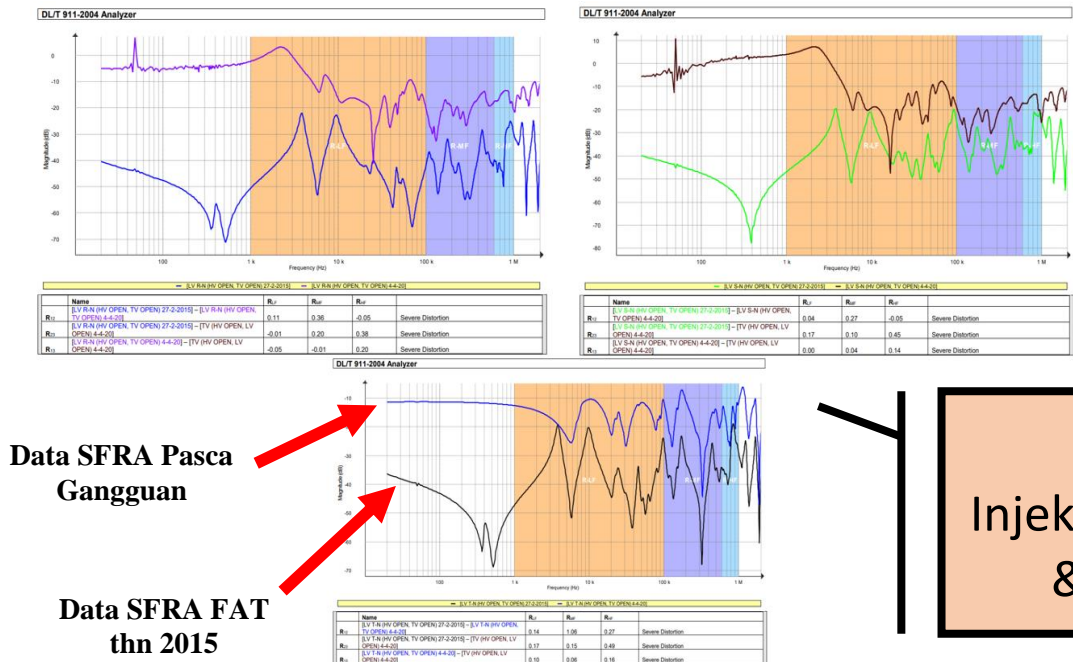
Gambar 4.10 Hasil Pengujian Ratio

Berdasarkan pengujian ratio, Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu mengalami *short circuit* pada belitan sekunder fasa S, hal ini dapat kita lihat pada saat dilakukan pengujian ratio, fasa S *error*, akan tetapi fasa lain juga menunjukkan kondisi tidak normal (melembi standar 0,5%).

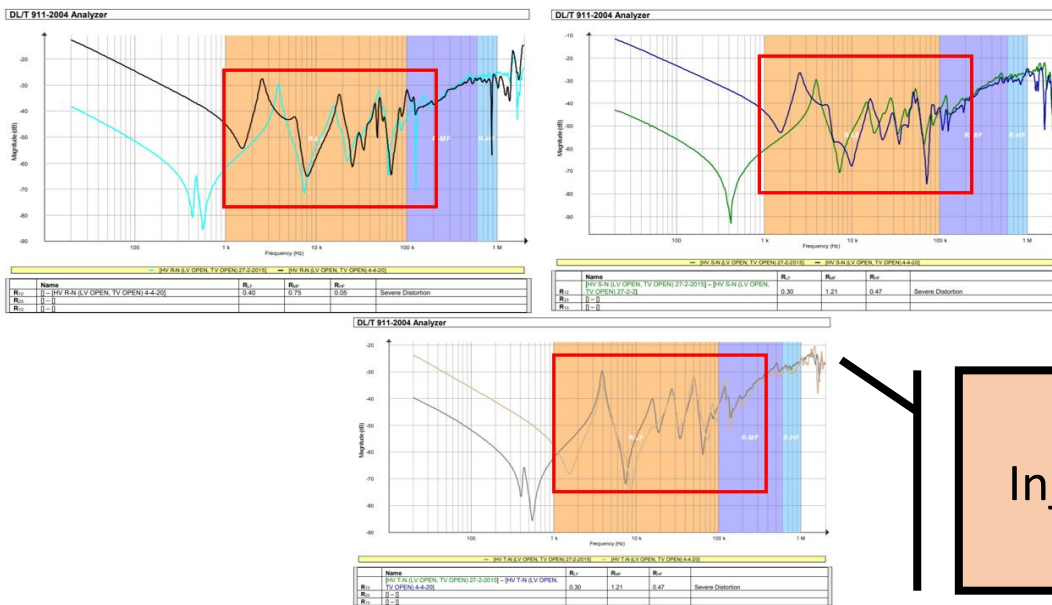
### 4.4.4 SFRA (Sweep Frequency Resnponse Analysis)

Pengujian SFRA (Sweep Frequency Resnponse Analysis) dilakukan untuk melihat ada atau tidaknya deformasi (pergeseran) pada winding pasca terjadinya gangguan penyulang koprak pada Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu.

Berdasarkan hasil pengujian SFRA, dapat kita lihat bahwa Trafo#3 150/20 kV 60 MVA GI Cibatu mengalami deformasi yang cukup besar pada belitan sekunder dan tersier.



Gambar 4.11 Hasil Pengujian SFRA Sisi HV



Gambar 4.12 Hasil Pengujian SFRA Sisi LV

## BAB V

### PENUTUP

#### 5.1 Kesimpulan

Dari penelitian ini dapat kita Tarik kesimpulan bahwa:

1. Berdasarkan tabel analisa DGA metode TDCG, gas paling dominan yang muncul pada Trafo#3 150/20kV GI Cibatu adalah Asetelin ( $C_2H_2$ ). Ini membuktikan bahwa telah terjadi *arching (short circuit)* pada internal Trafo#3 150/20kV GI Cibatu.
2. Berdasarkan tabel analisa DGA metode TDCG, Trafo#3 150/20kV GI Cibatu berada pada kondisi 2 dengan laju kenaikan nilai TDCG adalah 3ppm/hari. Hal ini mengindikasikan bahwa konsentrasi gas yang mudah terbakar sudah melebihi batas normal.
3. Sesuai hasil dan pembahasan pada bab IV perihal pengujian *Shutdown Measurement* diberikan kesimpulan sebagai berikut:
  - 3.1 Meningkatkan pengawasan, melakukan analisis tambahan untuk menentukan sensitivitas pembebanan, menurunkan pembebanan trafo atau menghentikan opsai trafo.
  - 3.2 Tidak direkomendasikan untuk dilakukan pembebanan (dikeluarkan dari sistem)
  - 3.3 Melakukan pemeriksaan secara detail dengan inspeksi internal berdasarkan SK DIR PLN 0520.

## 5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan penulis berdasarkan analisa dari pengujian DGA dan pengujian eletrikal yang telah dilakukan adalah:

1. Melakukan monitoring pengujian DGA dari 4 bulanan menjadi 1 bulanan untuk mengetahui laju tren kenaikan gas pada trafo.
2. Jika terdapat kenaikan gas Asetelin yang melebihi standar dilakukan pengujian *Partial Discharge* untuk melihat tingkat reaktif tiap konsentrasi gas pada Trafo.
3. Untuk mendapatkan informasi masalah pada trafo secara detail dilakukan pemeriksaan bagian yang mengalami *short circuit* pada internal trafo.
4. Jika ditemukan kondisi *short circuit* pada internal trafo, maka dilakukan perbaikan dengan spesifikasi pabrikan.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Buku Pedoman Pemeliharaan Trafo Tenaga SKDIR No.0520-2.K/DIR/2014.
- [2] IEEE.std C57.104-1991 IEEE guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer.
- [3] Duval, Micheal. 2014. *The Duval Pentagon- A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers*. Canada.
- [4] M.M Schaffer, Myrkos Field Package Operation Manual, Canada 2014
- [5] IEEE C57.104 :2008. *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformers*. New York. 2008
- [6] M.M Schaffer, Myrkos Field Package Operation Manual, Canada 2014
- [7] T. Committee of the IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std C57.146TM-2005, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Silicone-Immersed Transformers*, vol. 2008, no. February. 2006.
- [8] R. M. a. A. Guzmán, "Transformer Maintenance Interval Management," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA, 2005.
- [9] IEC 60599: 2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis
- [10] J.R.JUNG, dkk, "Advanced Dissolved Gas Analysis (DGA) Diagnostic Methods with Estimation of Fault Location for Power Transformer Based on Field Database", Korea, 2016
- [11] Suwarno, *Diagnosis of High Voltage Equipment*, Bandung: Penerbit TB,2010.
- [12] L. Londo, "Assessment of Transformer Condition using the Improve Key Gas Methods Assessment of Transformer Condition using the Improve Key Gas Methods," no. May, 2015.
- [13] J.B DiGirgio, Ph.D., *Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulation Fluids*, NTT-Technical Bulletin, 1996-1999
- [14] *Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformator*. China, DL/T 911-2004.
- [15] Myers, S.D, Kelly, J.J. dan Parrish, R.H, 1981. *A Gulde to Transformer Maintenance*, Transformer Maintenance Institut of S.D. Myers. Inc. Akron, Ohio

# LAMPIRAN



## Transformer Fault Gas Analysis



## Transformer Fault Gas Analysis

Results Sample	
Equipment ID: TRAF0 3 CIBATU	Serial Number: P60LEC362-03
Apparatus Type: TRN	Sampling Point: BOTTOM
Designation: X	Syringe ID:
Sampled By: ULTG CKRG	Date Sampled: 2020/04/04
Oil Temperature: 28 °C	Tank Pressure:
Comment: Oil type: ASTM D3812	

Analysis Files	Measurement Results
Method: 20200404 Daily Method.prm	H2 (Hydrogen) 211 ppm
Calgas: 20200404174813 Calibration.prs	CH4 (Methane) 130 ppm
Air: 20200404181238 Air.prs	CO (Carbon Monoxide) 314 ppm
Oil: 20200404182658 Oil.prs	CO2 (Carbon Dioxide) 1299 ppm
Calgas O2N2: 20200404174813 Calibration.prs	C2H4 (Ethylene) 28 ppm
Air O2N2: 20200404181238 Air.prs	C2H6 (Ethane) 192 ppm
Oil O2N2:	C2H2 (Acetylene) 36 ppm
	O2 (Oxygen) - ppm
	N2 (Nitrogen) - ppm
	TDG: - %
	TDCG: 0.09 %
	THCG (O2N2): - %
	THCG (Pressure): - %

Analysis Identification
Analyzed By: UPT KRWG
Date Acquired: 2020/04/04
Instrument ID: 11728008
Version: PPMreport 3.5.0

Results Sample	
Equipment ID: TRAF0 3 CIBATU	Serial Number: P60LEC362-03
Apparatus Type: TRN	Sampling Point: BOTTOM
Designation: X	Syringe ID:
Sampled By: ULTG CKRG	Date Sampled: 2019/11/20
Oil Temperature: 55 °C	Tank Pressure:
Comment: Oil type: ASTM D3812	

Analysis Files	Measurement Results
Method: 20191120 Daily Method.prm	H2 (Hydrogen) 51 ppm
Calgas: 20191120113420 Calibration.prs	CH4 (Methane) 92 ppm
Air: 20191120114845 Air.prs	CO (Carbon Monoxide) 240 ppm
Oil: 20191120122949 Oil.prs	CO2 (Carbon Dioxide) 1331 ppm
Calgas O2N2: 20191120113420 Calibration.prs	C2H4 (Ethylene) 4 ppm
Air O2N2: 20191120114845 Air.prs	C2H6 (Ethane) 165 ppm
Oil O2N2:	C2H2 (Acetylene) 0 ppm
	O2 (Oxygen) - ppm
	N2 (Nitrogen) - ppm
	TDG: - %
	TDCG: 0.06 %
	THCG (O2N2): - %
	THCG (Pressure): - %

Analysis Identification
Analyzed By: ULTG CKRG
Date Acquired: 2019/11/20
Instrument ID: 11728008
Version: PPMreport 3.5.0

**Turns Ratio - Primary Taps to Secondary**

#	Tap Pri/Sec	Voltage Pri/Sec	Voltage Sec
1	1	Nominal	165,750
2	2	Nominal	163,781
3	3	Nominal	161,813
4	4	Nominal	159,844
5	5	Nominal	157,875
6	6	Nominal	155,906
7	7	Nominal	153,938
8	8	Nominal	151,969
9	Nominal	Nominal	150,000

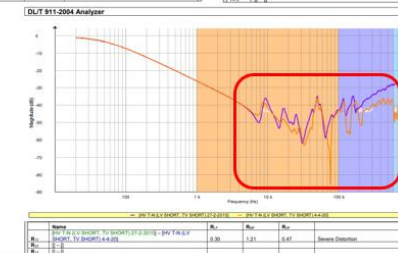
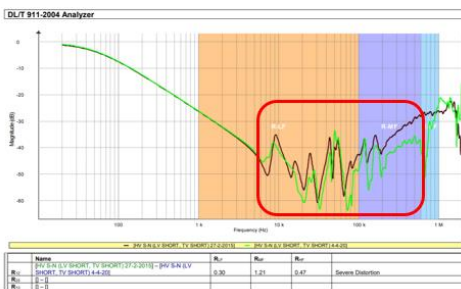
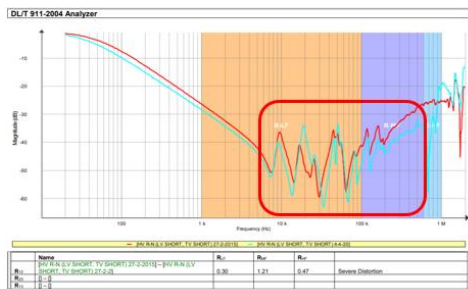
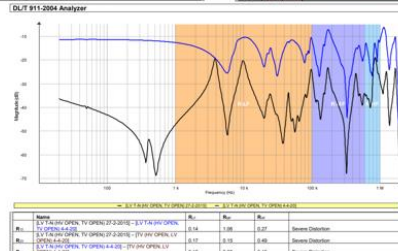
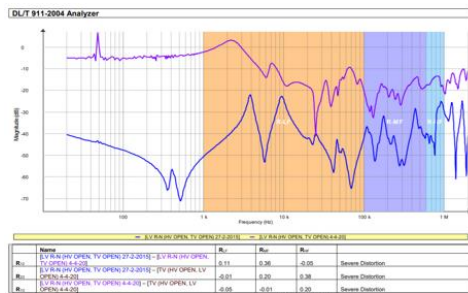
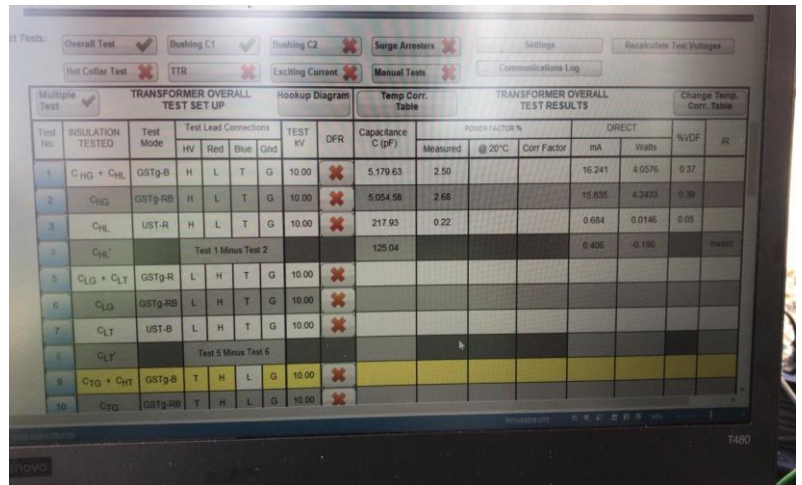
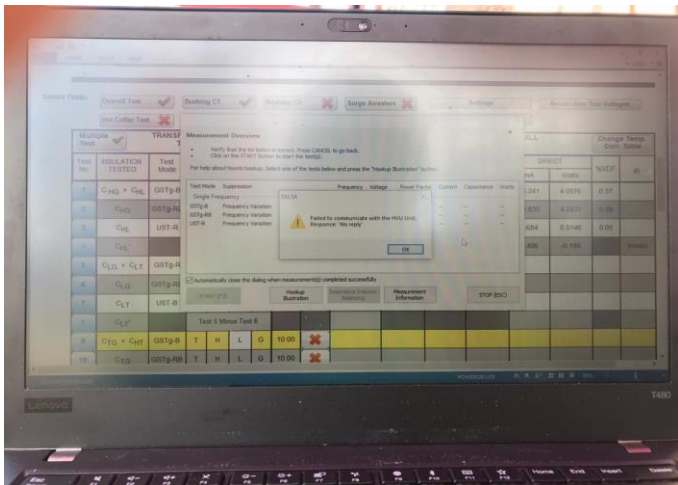
**Turns Ratio Test Dialog**

Test Setup  
 Tap Primary: 2 Voltage Primary: 1163761 Test Voltage: Auto  
 Tap Secondary: Nominal Voltage Secondary: 20000

Test Results  
 Status: Retest Finished.

Phase	Ratio [TTR]		% Error	Dev	I exc	Status	Action
	Calc	Actual					
A	8.1890	8.7077	6.384	-0.63*	22.2 mA	Finished	Retest A
B	8.1890					Error	Retest B
C	8.1890	8.4764	3.509	-0.54*	23.2 mA	Finished	Retest C

Ratio: 8.476400 Phase: 359.460876  
 Final Phase...  
 Starting...  
 Test failed  
 Second Phase...  
 Ratio: 8.707700 Phase: 359.371765  
 First Phase...





	TCG levels (%)	TCG rate (%/day)	Sampling intervals and operating procedures for gas generation rates	
			Sampling interval	Operating procedures
Condition 4	≥5	>.03	Daily	Consider removal from service. Advise manufacturer
		.01-.03	Daily	
		<.01	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise Manufacturer
Condition 3	<5 to ≥2 >2 to <5	>.03	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise manufacturer.
		.01-.03	Weekly	
		<.01	Monthly	
Condition 2	<2 to ≥5 >.05 to <2	>.03	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		.03-.01	Monthly	
		<.01	Quarterly	
Condition 1	<.05	>.03	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		.01-.03	Quarterly	
		<.01	Annual	Continue normal operation.

