

STUDI PENGARUH PENUAAN (AGING)

TERHADAP LAJU DEGRADASI KUALITAS MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR TENAGA

Irwan Iryanto¹

Dr. Ir. Hermawan, DEA.²

Abdul Syakur, ST. MT.²

Abstract

The lifetime of transformers and equipments are highly dependent on the quality of insulation system. Insulation is one important component in a transformer because generally, insulations used liquid and solid insulation in accordance with its function as an insulating material and cooling media. At the time there used transformer oil aging and damage caused by several things such as impurities, water content, dissolved gases (Dissolved Gas Analysis-DGA), acidity and heating the oil. Transformers loading will cause a decrease in the quality of the transformers insulation system that resulted in the decreasing age of insulating oil.

This Final Project explained the influence of loading on the rate of decline in quality (degradation) of power transformers insulating oil. This research was conducted using sample data loading and maintenance of transformers by obtained directly with investigations into the transformers which is operating.

By using samples from a variety of loading conditions of the transformers with different levels we can see the quality and worthiness of insulation oil and the estimated the effective remaining life of transformers insulation system.

Keywords : transformer, loading, insulation oil, DGA

I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Transformator adalah salah satu peralatan penting dalam suatu sistem tenaga listrik. Fungsi utama dari transformator adalah untuk mengubah level tegangan dari satu level tegangan ke level tegangan yang lain. Pada pemakaian suatu transformator tegangan tinggi diperlukan isolasi untuk mengisolasi antara bagian yang bertegangan dan bagian yang tidak bertegangan serta untuk mengisolasi bagian-bagian antara fasa yang bertegangan.

Kelangsungan operasi dari transformator sangat bergantung pada umur dan kualitas sistem isolasinya. Salah satunya adalah kualitas sistem isolasi minyak transformator. Minyak transformator selain berfungsi sebagai isolasi dan pendingin, juga mempunyai sifat dapat melarutkan gas-gas yang timbul akibat kerusakan sistem isolasi baik isolasi padat (*cellulose*) maupun cair (minyak). Selama transformator beroperasi maka minyak transformator di dalamnya akan mengalami beban berupa medan listrik dan beban thermal yang berasal baik dari belitan maupun inti trafo. Pemakaian transformator dalam jangka panjang dapat menyebabkan penurunan karakteristik dielektrik, fisik dan kimia minyak transformator selain itu juga menyebabkan timbulnya gas-gas terlarut yang berada dalam minyak transformator, serta penurunan kualitas minyak isolasi yang diakibatkan degradasi warna, $\tan \delta$, dan tegangan tembus.

Untuk itu diperlukan analisis mengenai kualitas isolasi transformator untuk dapat mengetahui kondisi transformator dan menentukan perkiraan sisa umur efektif minyak isolasi transformator.

1.2 Tujuan

Tujuan dari pembuatan Tugas Akhir ini adalah mempelajari pengaruh tingkat beban dan usia pakai terhadap laju degradasi minyak isolasi dan sisa usia efektif minyak isolasi transformator tenaga.

1.3 Pembatasan Masalah

Agar tidak menyimpang jauh dari permasalahan, maka batasan masalah Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Jenis transformator yang dibahas adalah transformator yang dipilih untuk studi kasus isolasi minyak PT. PLN (persero) dengan tingkat beban dan usia pakai yang berbeda.
2. Penentuan laju degradasi didasarkan pada hasil uji warna minyak, $\tan \delta$, DGA, dan tegangan tembus.
3. Besaran-besaran lain yang mempengaruhi usia transformator selain warna minyak, $\tan \delta$, DGA, dan tegangan tembus diasumsikan tetap.

II DASAR TEORI

2.1 Trafo Tenaga^[7]

Transformator tenaga adalah suatu peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk mengubah tegangan tinggi ke tegangan yang lebih rendah atau sebaliknya.

Transformator ini biasanya digunakan pada pemakaian daya baik transmisi maupun distribusi tenaga listrik. Beberapa alasan digunakannya transformator, antara lain :

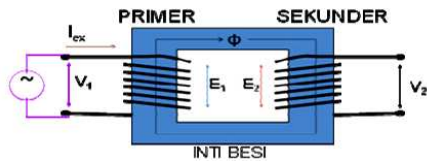
1. Tegangan yang dihasilkan sumber tidak sesuai dengan tegangan pemakai (lebih rendah atau lebih tinggi).
2. Biasanya sumber jauh dari pemakai sehingga perlu tegangan tinggi (pada jaringan transmisi).
3. Kebutuhan pemakai/beban memerlukan tegangan yang bervariasi.

¹Mahasiswa di Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Diponegoro

²Dosen di Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Diponegoro

2.2 Prinsip Kerja Transformator^[7]

Prinsip kerja suatu transformator adalah induksi bersama (mutual induction) antara dua rangkaian yang dihubungkan oleh fluks magnet. Dalam bentuk sederhana, transformator terdiri dari dua buah kumparan yang secara listrik terpisah tetapi secara magnet dihubungkan oleh suatu alur induksi. Jika salah satu kumparan dihubungkan dengan sumber tegangan bolak-balik, fluks bolak-balik timbul di dalam inti besi yang dihubungkan dengan kumparan yang lain menyebabkan atau menimbulkan ggl (gaya gerak listrik) induksi sesuai dengan induksi elektromagnet dari hukum Faraday.



Gambar 2.1 Rangkaian transformator

Berdasarkan hukum Faraday yang menyatakan magnitude dari *electromotive force* (emf) proporsional terhadap perubahan fluks terhubung didapatkan persamaan :

$$e = -\frac{d\Phi}{dt} \text{ dan } \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Dimana :

e = emf sesaat (*instantaneous emf*)

Φ = Fluks terhubung (*linked flux*)

E_1 = Tegangan sisi Primer

E_2 = Tegangan sisi Sekunder

N_1 = Jumlah lilitan sisi Primer

N_2 = Jumlah lilitan sisi Sekunder

2.3 Minyak Isolasi Transformator^[12]

Fungsi utama minyak transformator adalah sebagai bahan isolator yang memberikan fungsi isolasi antar belitan dan sebagai media pendingin transformator.

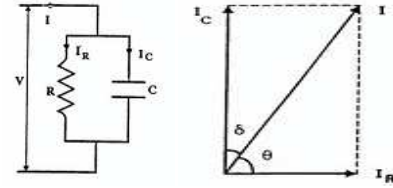
2.3.1 Tegangan Tembus Minyak Isolasi^[12]

Tegangan tembus adalah besarnya tegangan ketika tembus listrik terjadi di antara elektroda setengah bola (*hemishepre*) yang terpisah 2,5 mm (IEC 156). Tegangan tembus ini sangat tergantung pada kandungan kontaminan di dalam minyak, terutama air. Sedikit kenaikan kadar air di dalam minyak akan menyebabkan pengurangan yang tajam pada harga tegangan tembusnya.

Proses tembus listrik pada minyak dengan pengaruh medan listrik melibatkan banyak faktor. Salah satunya adalah perpindahan bahan padat yang basah seperti fiber dan bahan kontaminan lain seperti air ke daerah yang bertekanan listrik di antara kedua elektroda. Jika hal ini terus berlanjut, maka akan terbentuk jembatan di antara kedua elektroda. Gelembung akan terbentuk sepanjang jembatan tersebut dan menyebabkan terjadinya konduksi, ionisasi dan terjadinya tembus.

2.3.2 Faktor Rugi Dielektrik^[14]

Salah satu karakteristik penting dalam material isolasi adalah faktor rugi-rugi dielektrik ($\tan \delta$). Nilainya dapat digunakan sebagai petunjuk tentang keadaan sebenarnya dari kualitas dielektrik tersebut.



Gambar 2.2 Rangkaian ekivalen paralel dari material dielektrik dan diagram fasor I_r dan I_c

Berdasarkan vektor pada gambar 2.2 maka $\tan \delta$ dapat ditentukan berdasarkan nilai I_c dan I_r sebagai berikut :

$$\tan \delta = \frac{I_r}{I_c}$$

Jika $I_r = V_r/R$ dan $I_c = V_c/X_c$ maka

$$\tan \delta = \frac{V_r/R}{V_c/X_c} \text{ dimana } X_c = 1/j\omega C$$

Karena rangkaian ekivalen suatu dielektrik merupakan rangkaian paralel maka nilai $V_r = V_c$. Dengan demikian maka persamaan $\tan \delta$ menjadi :

$$\tan \delta = \frac{X_c}{R} \Rightarrow \tan \delta = \frac{1}{Rj\omega C}$$

$$\tan \delta = \frac{1}{Rj\omega C}$$

Dari persamaan di atas jelas terlihat bahwa besarnya $\tan \delta$ dipengaruhi oleh nilai hambatan (R) dan nilai kapasitansi (C).

2.3.3 Dissolved Gas Analysis (DGA)^[15]

DGA secara harfiah dapat diartikan sebagai analisis kondisi transformator yang dilakukan berdasarkan jumlah gas terlarut pada minyak trafo. Uji DGA dilakukan pada suatu sampel minyak diambil dari unit transformator kemudian gas-gas terlarut (*dissolved gas*) tersebut diekstrak. Gas yang telah diekstrak lalu dipisahkan, diidentifikasi komponen-komponen individualnya, dan dihitung kuantitasnya (dalam satuan ppm).

Keuntungan utama uji DGA adalah deteksi dini akan adanya fenomena kegagalan yang ada pada transformator yang diujikan. Namun kelemahan utamanya adalah diperlukan tingkat kemurnian yang tinggi dari sampel minyak yang diujikan. Rata-rata alat uji DGA memiliki sensitivitas yang tinggi, sehingga ketidakmurnian sampel akan menurunkan tingkat akurasi dari hasil uji DGA.

III STUDI KELAYAKAN MINYAK ISOLASI

Data besaran transformator yang terukur dapat dibandingkan secara langsung dengan standar kelayakan minyak isolasi diantaranya standar warna, $\tan \delta$, DGA dan tegangan tembus.

3.1 Standar Warna Minyak^{[12][14]}

Penentuan layak atau tidaknya minyak isolasi berdasarkan warna minyak dapat dibandingkan dengan skala warna standar minyak trafo sebagai berikut.



Gambar 3.1 Skala Warna Standar Minyak trafo

Warna suatu minyak isolasi dikelompokkan pada skala 0,5 s.d. 8,0 dimana semakin besar kelompok skala minyak maka semakin keruh (hitam) warna minyak yang berarti kualitas minyak semakin rendah. Sample minyak yang diambil dari trafo dengan warna tertentu mengindikasikan kondisi trafo seperti terlihat pada tabel 3.1 berikut ini.

Tabel 3.1 Petunjuk untuk Melihat Minyak Trafo^[6]

No	Warna dan kelompok	Ak Asam	IFT dn/cm	Diagnosa
1	Bagus Kuning pucat # 0,5	0,03 0,10	45 30	Pendingin dan Isolasi baik
2	Contoh A Kuning muda # 1,0	0,05 0,10	27 29	Terjadi endapan (sludge) yang membaur di minyak yang akan menyebabkan IFT menurun.
3	Umum Kuning terang # 1,5 – 2,0	0,11 0,15	24 27	Terjadi endapan asam tipis pada lilitan, sludge. Hal ini akan menjadi penyebab gangguan.
4	Jelek Kuning sawo # 2,5	0,15 0,40	18 24	Hampir semua trafo pada keadaan ini terdapat endapan sludge pada lilitan dan inti
5	Amat jelek Kuning sawo # 3,0 – 5,0	0,41 0,55	14 18	Endapan sludge akan beroksidasi kemudian mengeras dan terjadi juga di isolasi kertas.
6	Sangat jelek Coklat kehitaman # 5,0 – 7,0	0,55 1,50	9 14	Sludge menyumbat sirip-sirip pendingin yang menyebabkan kenaikan temperatur sampai 20°C
7	Minyak kelas 7 (crude oil) hitam # 7,0 – 8,0	≥1, 50	6 9	Diperlukan suatu cara untuk menghilangkan sludge. Pada kondisi ini transformator harus di-overhaul.

Pemeriksaan warna dilakukan dengan menggunakan standar ASTM D 1500. Metode ini untuk pemeriksaan visual pada minyak mineral transformator yang telah terpakai. Warna dari sampel minyak diukur dengan membandingkan secara visual warna dari sampel minyak yang telah diberi standar nomor seri tertentu.

3.2 Standar Faktor Rugi Dielektrik (tan δ)^{[10][14]}

Pengujian faktor disipasi (tan δ) dilakukan dengan mengacu pada standar ANSI C 57.12.90. Pengujian dilakukan pada dua suhu yang berbeda yaitu suhu 25 °C dan 90 °C.

Tabel 3.2 Standar tan δ minyak isolasi

Klasifikasi	tan δ	Kondisi
A	< 0,5 %	Baik
B	0,5 % s/d 0,7 %	Pemburukan
C	0,5 % s/d 1 %	Periksa ulang
D	> 1 %	Buruk

3.3 Standar DGA Test

DGA test yang dilakukan menggunakan empat metode yang berbeda yaitu TCG, Key Gas, Roger's Ratio, dan Duval's Triangle.

3.3.1 Metode Total Combustible Gases (TCG)^[14]

Gas-gas yang mudah terbakar menurut IEEE adalah Karbonmonoksida (CO), Metana (CH₄), Etana (C₂H₆), Etilen (C₂H₄), Asetilen (C₂H₂), dan Hidrogen (H₂). Jumlah konsentrasi (ppm) dari gas-gas tersebut merupakan kandungan total combustible gases (TCG). Dari data TCG ini dapat diketahui kondisi transformator sesuai batasan di bawah ini :

Tabel 3.3 Indikasi Operasi Transformator dengan TCG^[14]

Kon-disi	Konsentrasi	Diagnosa
I	0 – 500 ppm	Indikasi operasi transformator normal
II	501 – 1500 ppm	Indikasi adanya sedikit dekomposisi dari sistem isolasi dan harus dilakukan suatu tindakan terhadap gangguan yang baru terjadi agar tidak berlanjut.
III	1501 – 2500 ppm	Indikasi terjadi dekomposisi tingkat tinggi dari sistem isolasi berarti ada gangguan dan harus segera dilakukan tindakan agar tidak menjadi lebih buruk.
IV	>2500 ppm	Indikasi banyak terjadi dekomposisi dari sistem isolasi yang menyeluruh dan akan menyebabkan gangguan. Laju pembentukan gas dan penyebabnya harus diidentifikasi dan dilakukan perbaikan.

3.3.2 Metode Rasio Rogers^{[14][18]}

Diagnosa gangguan transformator menurut metode Rasio Rogers merupakan metode analisis kandungan gas terlarut yang diperoleh dengan membandingkan kuantitas suatu gas kunci terhadap gas kunci lainnya. Nilai dan diagnosa gangguan dengan Rasio Rogers berdasarkan standar IEC 60599 adalah sebagai berikut :

Tabel 3.4 Perbandingan menurut Rogers^{[6][14][18]}

Range Code rasio		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
<0.1		0	1	0
0.1-1		1	0	0
1-3		1	2	1
>3		2	2	2
Case	Tippe Gangguan			
0	No fault	0	0	0
1	Low energy partial discharge	1	1	0
2	High energy partial discharge	1	1	0
3	Low energy discharges, sparking, arcing	1-2	0	1-2
4	High Energy discharges, arcing	1	0	2
5	Thermal fault less than 150 °C	0	0	1
6	Thermal fault temp. 150-300 °C	0	2	0
7	Thermal fault temp. 300-700°C	0	2	1
8	Thermal fault temp. over 700 °C	0	2	2

3.3.3 Metode Gas Kunci^[14]

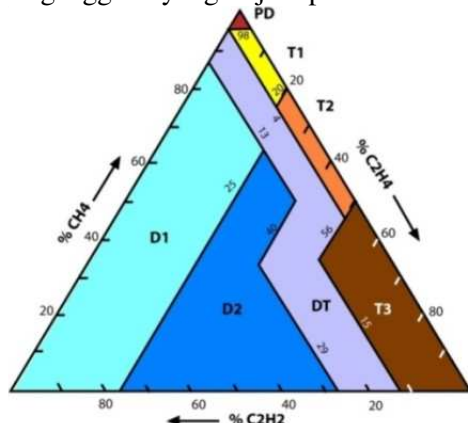
Key Gas Method didasarkan pada standar IEEE C57.104. Gas kunci yang dijadikan indikator antara lain Hidrogen (H₂), Karbon Monoksida (CO), Metana (CH₄), Etana (C₂H₆), Ethilena (C₂H₄), dan Acetilena (C₂H₂). Komposisi gas terlarut tersebut dapat merepresentasikan kondisi minyak itu sendiri.

Tabel 3.5 Kondisi Level Minyak Trafo^[14]

Gas Kunci	IEEE Limits (Kondisi Level)			
	Kondisi I	Kondisi II	Kondisi III	Kondisi IV
H ₂	100	700	1800	> 1800
CO	350	570	1400	> 1400
CH ₄	120	140	1000	> 1000
C ₂ H ₄	50	100	200	> 200
C ₂ H ₈	65	100	150	> 150
C ₂ H ₂	35	50	80	> 80
Total	720	1660	4630	> 4630

3.3.4 Metode Segitiga Duval^[14]

Segitiga Duval memaparkan analisis tentang konsentrasi gas yang terkandung di dalam minyak dan jenis gangguan yang terjadi pada isolasi minyak.



Gambar 3.2 Segitiga Duval

Keterangan :

- PD = Partial discharge
- T1 = Low-range thermal fault (below 300°C)
- T2 = Medium-range thermal fault (300-700°C)
- T3 = High-range thermal fault (above 700°C)
- D1 = Low-energy electrical discharge
- D2 = High-energy electrical discharge
- DT = Indeterminate - thermal fault or electrical discharge.

3.4 Standar Tegangan Tembus^[14]

Berikut merupakan standar IEC 60422 tentang Dielectric Strength dari Minyak untuk Tegangan Operasi masing-masing 500 kV, 150 kV, dan 70 kV.

Tabel 3.6 Standar Dielectric Strength Minyak isolasi^[6]

Kategori Tegangan (kV)	Tegangan Tembus (kV/2,5 mm)		
	Baik	Wajar/Cukup	Buruk
500	> 60	50 – 60	< 50
150	> 50	40 – 50	< 40
70	> 40	30 – 40	< 30

IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Sample minyak isolasi transformator yang digunakan dalam studi kasus untuk menganalisis laju degradasi minyak isolasi diantaranya adalah :

1. Trafo 2 GI Spondol (beban rata-rata 62,8%)

2. IBT 2 GITET Ungaran (beban rata-rata 94,4%)

Hasil uji minyak isolasi yang dianalisis diantaranya warna minyak, tan δ, DGA, dan Tegangan tembus.

4.1 Warna Minyak

Data terukur yang diperoleh dari transformator sample dapat dibandingkan secara langsung dengan standar kelayakan warna minyak isolasi.

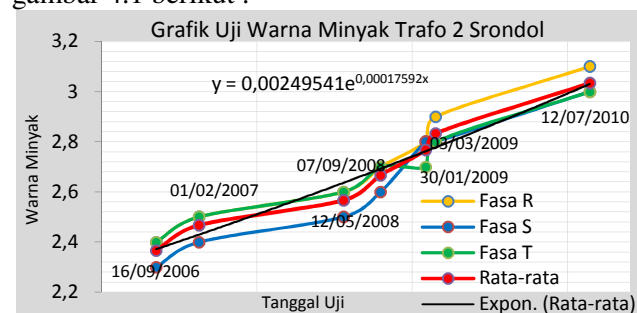
4.1.1 Warna Minyak Trafo 2 GI Spondol

Data warna minyak Trafo 2 GI Spondol seperti terlihat pada tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.1 Data warna minyak Trafo 2 GI Spondol

Tanggal Uji	Fasa R		Fasa S		Fasa T		Rata-rata
	Klp. Warna	Klp. Warna	Klp. Warna	Klp. Warna	Klp. Warna	Klp. Warna	
17/09/06	2,4	Umum	2,3	Jelek	2,4	Jelek	2,37
03/02/07	2,5	Jelek	2,4	Jelek	2,5	Jelek	2,47
17/05/08	2,6	Jelek	2,5	Jelek	2,6	Jelek	2,57
15/09/08	2,7	Jelek	2,6	Jelek	2,7	Jelek	2,67
03/01/09	2,8	Jelek	2,8	Jelek	2,7	Jelek	2,77
13/03/09	2,9	Jelek	2,8	Jelek	2,8	Jelek	2,83
28/04/10	3,1	Amat Jelek	3,0	Amat Jelek	3,0	Amat Jelek	3,03

Berdasarkan data uji minyak pada tabel 4.1 di atas dapat disajikan dalam bentuk grafik seperti gambar 4.1 berikut :



Gambar 4.1 Grafik Uji Warna Minyak Trafo 2 Spondol

Dari grafik pada gambar 4.1 dengan persamaan laju degradasi warna minyak secara eksponensial :

$$y = 0,00249541 e^{0,00017592x}$$

maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa usia efektif minyak isolasi) untuk nilai $y = 7$ (minyak kelas 7) adalah sebagai berikut:

$$y = 0,00249541 e^{0,00017592x}$$

$$7 = 0,00249541 e^{0,00017592x}$$

$$2805,150256 = e^{0,00017592x}$$

$$\ln(2805,150256) = 0,00011599 x$$

$$7,939212384 = 0,00011599 x$$

$$x = 45129,6748 \text{ (22/07/2023)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju eksponensial degradasi warna minyak Trafo 2 (01 Juni 2011):

$$= 22/07/2023 - 01/06/2011$$

$$= 12 \text{ tahun } 1 \text{ bulan } 21 \text{ hari}$$

$$= 12,14 \text{ tahun}$$

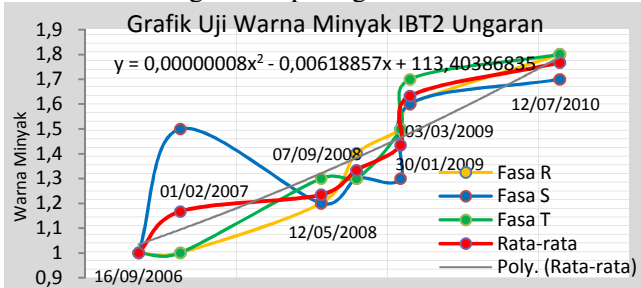
4.1.2 Warna Minyak IBT2 GITET Ungaran

Data yang diperoleh dari uji minyak isolasi IBT2 GITET Ungaran adalah sebagai berikut :

Tabel 4.2 Data warna minyak Trafo IBT 2 Ungaran

Tanggal Uji	Kelompok Warna						Rata-rata
	Fasa R		Fasa S		Fasa T		
16/09/06	1	Cth A	1	Cth A	1	Cth A	1
01/02/07	1	Cth A	1,5	Cth A	1	Cth A	1,17
12/05/08	1,2	Cth A	1,2	Cth A	1,3	Cth A	1,23
07/09/08	1,4	Cth A	1,3	Cth A	1,3	Cth A	1,33
30/01/09	1,5	Umum	1,3	Cth A	1,5	Umum	1,43
03/03/09	1,6	Umum	1,6	Umum	1,7	Umum	1,63
12/07/10	1,8	Umum	1,7	Umum	1,8	Umum	1,77

Dari data uji minyak pada tabel di atas dapat dalam bentuk grafik seperti gambar 4.2 di bawah ini:



Gambar 4.2 Grafik Uji Warna Minyak IBT 2 Ungaran

Berdasarkan grafik pada gambar 4.2 dengan persamaan laju pemburukan warna minyak :

$$y = 0,00000022 e^{0,00039418x}$$

maka perkiraan sisa usia efektif minyak untuk nilai $y=7$ (minyak kelas 7) sebagai berikut:

$$y = 0,00000022 e^{0,00039418x}$$

$$7 = 0,00000022 e^{0,00039418x}$$

$$31818181,8 = e^{0,00039418x}$$

$$\ln(31818181,8) = 0,00039418 x$$

$$17,2755484 = 0,00039418 x$$

$$x = 43826,5474 \text{ (27/12/2019)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi warna minyak IBT 2 (01 Juni 2011):

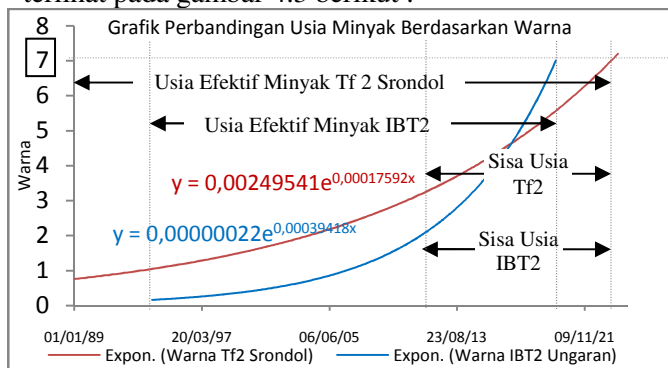
$$= 27/12/2019 - 01/06/2011$$

$$= 8 \text{ tahun } 6 \text{ bulan } 26 \text{ hari}$$

$$= 8,57 \text{ tahun}$$

4.1.3 Perbandingan Warna Minyak Trafo 2 Sronдол dan IBT2 Ungaran

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi warna minyak seperti terlihat pada gambar 4.3 berikut :



Gambar 4.3 Grafik Perbandingan *Historical Trend* Uji Warna Minyak Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Hasil perhitungan menunjukkan Trafo 2 dengan tingkat pembebanan 62,8% memiliki umur

yang lebih panjang dibanding IBT2 dengan tingkat pembebanan 94,4%. Dari hasil analisis warna minyak isolasi ini dapat disimpulkan bahwa tingkat pembebanan yang lebih tinggi mengakibatkan laju degradasi minyak isolasi semakin cepat.

4.2 Tan δ

Pengujian faktor disipasi (tan δ) minyak isolasi suatu transformator dilakukan dengan mengacu pada standar seperti pada tabel 3.2 di atas.

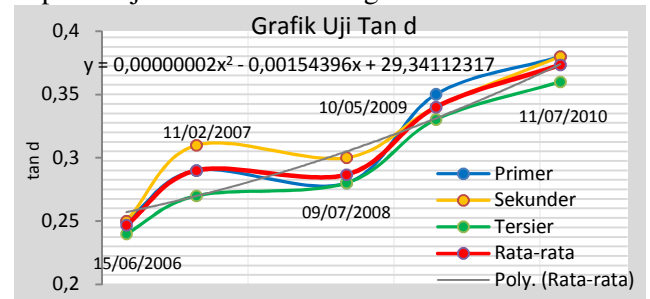
4.2.1 Tan δ Transformator 2 GI Sronдол

Hasil perhitungan rata-rata tan δ Trafo 2 GI Sronдол yang diperoleh dari lapangan seperti terlihat pada tabel 4.7 di bawah ini.

Tabel 4.3 Data Tan δ Trafo 2 GI Sronдол

No	Tanggal uji	Tan δ		
		Primer	Sekunder	Rata-rata
1	15/06/2006	0,25	0,24	0,245
2	11/02/2007	0,29	0,29	0,290
3	09/07/2008	0,29	0,28	0,285
4	10/05/2009	0,35	0,33	0,340
5	11/07/2010	0,37	0,36	0,365

Berdasarkan data uji minyak pada tabel di atas dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut ini:



Gambar 4.4 Grafik Uji Tan δ Trafo 2 GI Sronдол

Grafik pada gambar 4.4 menunjukkan adanya degradasi tan δ dimana seiring waktu operasi nilai tan δ terus meningkat secara exponential dengan persamaan :

$$y = 0,00001387 e^{0,00025247x}$$

Dengan laju exponential analisis uji tan δ di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=1$ (klasifikasi D) sebagai berikut :

$$y = 0,00001387 e^{0,00025247x}$$

$$1 = 0,00001387 e^{0,00025247x}$$

$$72568,94049 = e^{0,00025247x}$$

$$\ln(72568,94049) = 0,00025247 x$$

$$11,19229229 = 0,00025247 x$$

$$x = 44331,1771 \text{ (15/05/2021)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi tan δ secara exponential (01 Juni 2011):

$$= 15/05/2021 - 01/06/2011$$

$$= 9 \text{ tahun } 11 \text{ bulan } 14 \text{ hari}$$

$$= 9,96 \text{ tahun}$$

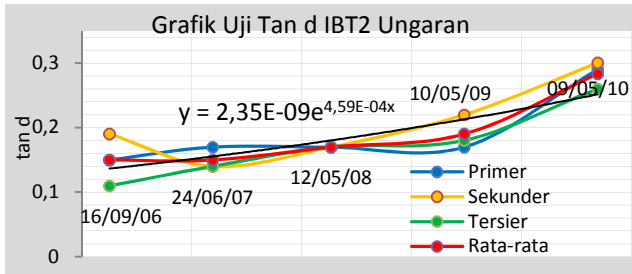
4.2.2 Tan δ IBT2 GITET Ungaran

Hasil perhitungan rata-rata uji tan δ minyak isolasi IBT2 GITET Ungaran adalah sebagai berikut :

Tabel 4.4 Rata-rata tan δ IBT 2 GITET Ungaran

No	Tanggal uji	Tan δ			Rata-rata
		Primer	Sekunder	Tersier	
1	16/09/2006	0,15	0,19	0,11	0,15
2	24/06/2007	0,17	0,14	0,14	0,15
3	12/05/2008	0,17	0,17	0,17	0,17
4	10/05/2009	0,17	0,22	0,18	0,19
5	09/05/2010	0,29	0,3	0,26	0,28

Tabel 4.4 dalam bentuk grafik seperti gambar 4.7 di bawah ini.



Gambar 4.7 Grafik Uji Tan δ IBT 2 GITET Ungaran

Dengan menggunakan persamaan laju degradasi tan δ dari grafik analisis uji tan δ di atas :

$$y = 2,35E-09e^{4,59E-04x}$$

maka dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak berdasarkan tan δ untuk nilai y=1 (klasifikasi D) sebagai berikut :

$$y = 2,35E-09e^{4,59E-04x}$$

$$1 = 2,35E-09e^{4,59E-04x}$$

$$425531914,89 = e^{4,59E-04x}$$

$$\ln(425531914,89) = 4,59E-04 x$$

$$19,86885051 = 4,59E-04 x$$

$$x = 43287,2560 \text{ (06/07/2018)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi

tan δ secara exponential (01 Juni 2011):

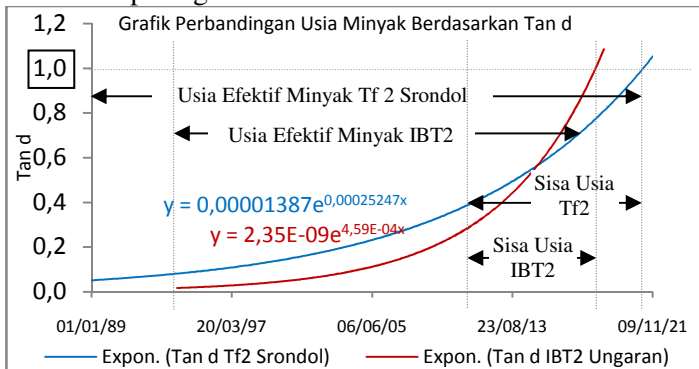
$$= 06/07/2018-01/06/2011$$

$$= 7 \text{ tahun } 1 \text{ bulan } 5 \text{ hari}$$

$$= 7,09 \text{ tahun}$$

4.2.3 Perbandingan Tan δ Trafo 2 Sronдол dan IBT2 Ungaran

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi tan δ minyak seperti terlihat pada gambar 4.5 di bawah ini.



Gambar 4.5 Grafik Perbandingan Uji tan δ Minyak Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Sebagaimana analisis warna, hasil analisis uji tan δ menunjukkan IBT2 dengan tingkat pembebanan lebih tinggi (94,4%) memiliki umur yang lebih pendek dan laju degradasi minyak lebih cepat dibanding Trafo 2 (62,8%).

4.3 DGA (Dissolved Gas Analysis)

Selain berdasarkan warna minyak dan tan δ, kelayakan minyak transformator dapat ditinjau dari hasil DGA test dengan metode yang berbeda.

4.3.1 Analisis Metode TCG

Jumlah konsentrasi (ppm) dari gas-gas yang mudah terbakar merupakan kandungan *Total Combustible Gases* (TCG).

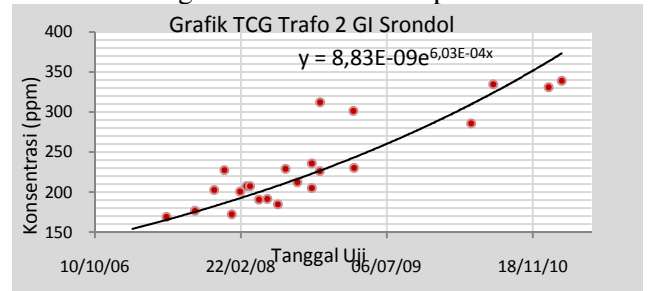
4.3.1.1 TCG Transformator 2 GI Sronдол

Berikut ini merupakan rata-rata nilai TCG berdasarkan data DGA dari trafo 2 GI Sronдол.

Tabel 4.5 Nilai TCG Trafo 2 GI Sronдол

No	Combustible Gases	Konsentrasi (ppm)				
		2007	2008	2009	2010	2011
1	Carbon monoksida (CO)	2,42	2,40	21,78	28,01	49,31
2	Metana (CH ₄)	123,53	130,88	103,45	147,55	153,29
3	Etana (C ₂ H ₆)	1,02	8,54	28,87	28,95	38,35
4	Etilen (C ₂ H ₄)	42,40	68,06	76,70	82,91	64,39
5	Asetilen (C ₂ H ₂)	3,45	1,31	16,25	23,13	10,86
6	Hydrogen (H ₂)	0	2,54	19,00	0	19,05
Total		172,81	213,72	266,05	310,54	335,24
Kondisi		I	I	I	I	I

Hasil perhitungan TCG berdasarkan data DGA dalam bentuk grafik akan terlihat seperti berikut.



Gambar 4.6 Hasil Perhitungan TCG Trafo 2 GI Sronдол

Dengan menggunakan persamaan laju degradasi minyak berdasarkan kondisi TCG sesuai grafik gambar 4.14 di atas :

$$y = 8,83E-09 e^{6,03E-04x}$$

dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai y=2500 (kondisi IV) sebagai berikut :

$$y = 8,83E-09e^{6,03E-04x}$$

$$2500 = 8,83E-09e^{6,03E-04x}$$

$$2,83E+11 = e^{6,03E-04x}$$

$$\ln(2,83E+11) = 6,03E-04 x$$

$$26,36915683 = 6,03E-04 x$$

$$x = 43729,9450 \text{ (21/09/2019)}$$

Sisa usia efektif minyak berdasarkan laju degradasi DGA dengan metode TCG secara exponential (01 Juni 2011):

$$= 21/09/2019-01/06/2011$$

$$= 8 \text{ tahun } 3 \text{ bulan } 20 \text{ hari}$$

$$= 8,30 \text{ tahun}$$

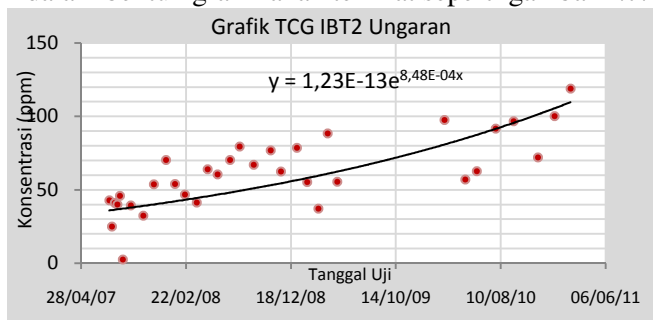
4.3.1.2 TCG IBT 2 GITET Ungaran

Dari data yang diperoleh dari hasil DGA test, kemudian diambil nilai rata-rata setiap tahun menunjukkan bahwa konsentrasi gas-gas yang mudah terbakar adalah sebagai berikut :

Tabel 4.6 Nilai TCG IBT 2 GITET Ungaran

No	Combustible Gases	Konsentrasi (ppm)				
		2007	2008	2009	2010	2011
1	Carbon monoksida (CO)	16,29	0,67	7,00	21,48	22,60
2	Metana (CH ₄)	23,57	60,16	51,64	56,60	85,25
3	Etana (C ₂ H ₆)	0	0	1,6	0	0
4	Etilen (C ₂ H ₄)	0,90	1,20	1,20	1,33	1,50
5	Asetilen (C ₂ H ₂)	0,25	0,30	0,30	0,25	0,25
6	Hidrogen (H ₂)	0	0	1,30	0	0
Total		41,01	62,33	63,04	79,67	109,60
Kondisi		I	I	I	I	I

Hasil perhitungan TCG berdasarkan data DGA dalam bentuk grafik akan terlihat seperti gambar 4.7.



Gambar 4.7 Hasil Perhitungan TCG Trafo IBT 2

Sesuai dengan grafik gambar 4.16 dengan menggunakan persamaan exponential :

$$y = 1,23E-13e^{8,48E-04x}$$

maka berdasarkan analisis uji TCG di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=2500$ (kondisi IV) sebagai berikut :

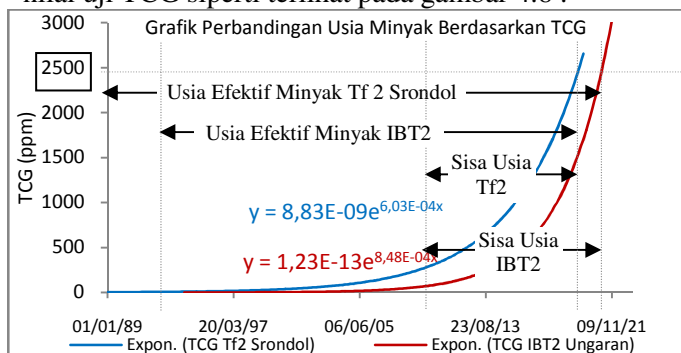
$$\begin{aligned}
 y &= 1,23E-13e^{8,48E-04x} \\
 2500 &= 1,23E-13e^{8,48E-04x} \\
 2,03.E+16 &= e^{8,48E-04x} \\
 \ln(2,03.E+16) &= 8,48E-04 x \\
 37,55063805 &= 8,48E-04 x \\
 x &= 44281,4128 \text{ (26/03/2021)}
 \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi DGA dengan metode TCG secara exponential (01 Juni 2011):

$$\begin{aligned}
 &= 26/03/2021-01/06/2011 \\
 &= 9 \text{ tahun } 9 \text{ bulan } 25 \text{ hari} \\
 &= 9,81 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

4.3.1.3 Perbandingan TCG Trafo 2 Sronдол dan IBT2 Ungaran

Analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi minyak berdasarkan nilai uji TCG seperti terlihat pada gambar 4.8 .



Gambar 4.8 Grafik Perbandingan TCG Minyak Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Hasil analisis uji DGA berdasarkan TCG menunjukkan IBT2 dengan tingkat pembebanan lebih tinggi (94,4%) memiliki umur yang lebih pendek dan laju degradasi minyak isolasi lebih cepat dibanding Trafo 2 dengan pembebanan 62,8%.

4.3.2 Analisis Metode Key Gas

Metode ini menganalisis konsentrasi gas-gas kunci yang terkandung dalam minyak isolasi transformator sample.

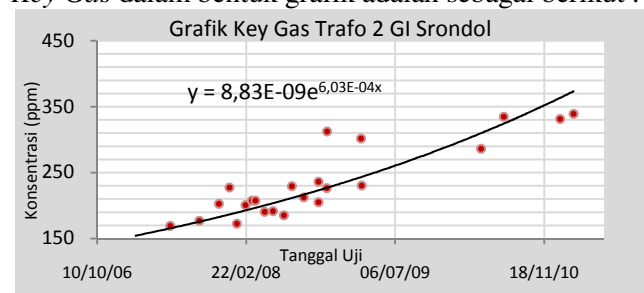
4.3.2.1 Key Gas Transformator 2 GI Sronдол

Dari data hasil uji DGA, berikut adalah konsentrasi rata-rata gas kunci pada trafo sample :

Tabel 4.7 Konsentrasi Gas Kunci Trafo 2 GI Sronдол

Key Gas	2007		2008		2009		2010		2011	
	ppm	C	ppm	C	ppm	C	ppm	C	ppm	C
CO	2,42	I	2,40	I	21,78	I	28,01	I	49,31	I
CH ₄	123,53	II	130,88	II	103,45	I	147,55	II	153,29	II
C ₂ H ₆	1,02	I	8,54	I	28,87	I	28,95	I	38,35	I
C ₂ H ₄	42,40	I	68,06	II	76,70	II	82,91	II	64,39	II
C ₂ H ₂	3,45	I	1,31	I	16,25	I	23,13	I	10,86	I
H ₂	0	I	2,54	I	19,00	I	0	I	19,05	I
Total	172,81		213,72		266,05		310,54		335,24	
Kondisi	I		I		I		I		I	

Rata-rata konsentrasi gas kunci setiap tahun masih berada pada kondisi I. Adapun perhitungan Key Gas dalam bentuk grafik adalah sebagai berikut :



Gambar 4.9 Konsentrasi Gas Kunci Trafo 2 GI Sronдол

Dengan menggunakan persamaan laju degradasi minyak berdasarkan kondisi Key Gas sesuai grafik pada gambar 4.19 di atas :

$$y = 8,83E-09e^{6,03E-04x}$$

dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=4630$ (kondisi IV) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 y &= 8,83E-09e^{6,03E-04x} \\
 4630 &= 8,83E-09e^{6,03E-04x} \\
 5,24E+11 &= e^{6,03E-04x} \\
 \ln(5,24E+11) &= 6,03E-04 x \\
 26,98542297 &= 6,03E-04 x \\
 x &= 44751,9452 \text{ (09/07/2022)}
 \end{aligned}$$

Sisa usia efektif minyak berdasarkan laju degradasi DGA dengan metode Key Gas secara exponential (01 Juni 2011):

$$\begin{aligned}
 &= 09/07/2022-01/06/2011 \\
 &= 11 \text{ tahun } 1 \text{ bulan } 8 \text{ hari} \\
 &= 11,10 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

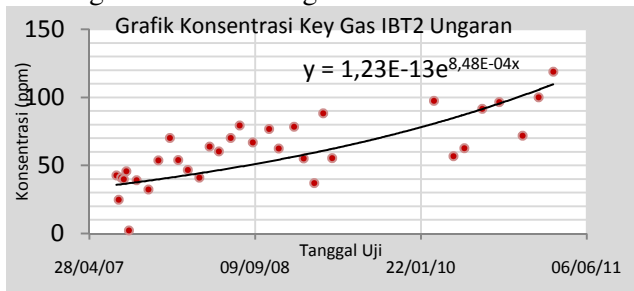
4.3.2.2 Key Gas Transformator IBT 2 GITET Ungaran

Dari data hasil uji DGA, berikut adalah konsentrasi rata-rata gas kunci pada trafo sample :

Tabel 4.8 Konsentrasi Gas Kunci Trafo IBT 2

Key Gas	2007		2008		2009		2010		2011	
	ppm	C	ppm	C	ppm	C	ppm	C	ppm	C
CO	16,29	I	0,67	I	7,00	I	21,48	I	22,60	I
CH4	23,57	I	60,16	I	51,64	I	56,60	I	85,25	I
C2H6	0	I	0	I	1,6	I	0	I	0	I
C2H4	0,90	I	1,20	I	1,20	I	1,33	I	1,50	I
C2H2	0,25	I	0,30	I	0,30	I	0,25	I	0,25	I
H2	0	I	0	I	1,30	I	0	I	0	I
Total	41,01		62,33		63,04		79,67		109,60	
Kondisi	I		I		I		I		I	

Rata-rata gas kunci setiap tahun masih berada pada kondisi I. Adapun perhitungan *Key Gas* dalam bentuk grafik adalah sebagai berikut :



Gambar 4.10 Konsentrasi Gas Kunci IBT2 Ungaran

Sesuai dengan grafik gambar 4.21 dengan menggunakan persamaan exponential :

$$y = 1,23E-13e^{8,48E-04x}$$

maka berdasarkan analisis uji gas kunci di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=4630$ (kondisi IV) sebagai berikut :

$$y = 1,23E-13e^{8,48E-04x}$$

$$4630 = 1,23E-13e^{8,48E-04x}$$

$$3,76.E+16 = e^{8,48E-04x}$$

$$\ln(3,76.E+16) = 8,48E-04 x$$

$$38,16690419 = 8,48E-04 x$$

$$x = 45008,1417 \text{ (23/03/2023)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi DGA dengan metode *Key Gas* secara exponential (01 Juni 2011):

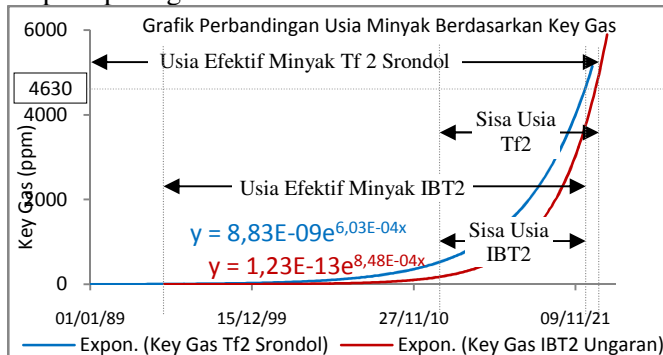
$$= 23/03/2023-01/06/2011$$

$$= 11 \text{ tahun } 9 \text{ bulan } 22 \text{ hari}$$

$$= 11,81 \text{ tahun}$$

4.3.2.3 Perbandingan Key Gas Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan hasil rata-rata nilai uji warna minyak seperti pada gambar 4.11 di bawah ini.



Gambar 4.11 Grafik Perbandingan Rata-rata Gas Kunci Minyak Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Hasil analisis uji DGA berdasarkan Konsentrasi *Key Gas* menunjukkan IBT2 dengan tingkat pembebanan lebih tinggi (94,4%) memiliki umur yang lebih pendek dan laju degradasi minyak isolasi lebih cepat dibanding Trafo 2 dengan tingkat pembebanan 62,8%.

4.3.3 Analisis Metode Rasio Roger

Rasio Rogers dapat diperoleh dengan membandingkan kuantitas dari gas-gas kunci yang akan memberikan sebuah nilai rasio suatu gas kunci terhadap gas lainnya.

4.3.3.1 Rasio Roger Transformator 2 GI Sronдол

Berdasarkan data DGA minyak isolasinya maka didapatkan hasil perbandingan gas setiap tahunnya seperti terlihat pada tabel 4.9 di bawah ini:

Tabel 4.9 Hasil perhitungan Rasio Roger Trafo 2 GI Sronдол

Tahun	Case	Freq.	Fault Type
2007	6	3	Thermal fault temp. range 150-300 °C
	7	2	Thermal fault temp. range 300-700 °C
2008	7	10	Thermal fault temp. range 300-700 °C
	8	1	Thermal fault temp. range over 700 °C
2009	8	1	Thermal fault temp. range over 700 °C
2010			Undefined
2011			Undefined

Analisis hasil perhitungan rasio pada tabel 4.9 di atas menunjukkan case cenderung meningkat dari 6, 7, dan 8, walaupun masih didominasi case 7. Kondisi ini menggambarkan terjadinya kenaikan temperatur thermal fault dari 150 C menuju 700 C. Hal ini mengindikasikan terjadinya degradasi kualitas minyak isolasi selama lima tahun terakhir.

4.3.3.2 Rasio Roger IBT 2 GITET Ungaran

Berdasarkan data DGA minyak isolasinya maka didapatkan rata-rata perbandingan gas setiap tahunnya seperti terlihat pada tabel 4.11 di bawah ini:

Tabel 4.10 Hasil perhitungan perbandingan metode Rasio Roger Trafo IBT 2

Tahun	Case	Freq.	Fault Type
2007	1&2	1	Partial Discharge
	6	5	Thermal fault temp. range 150-300 °C
2008	6	4	Thermal fault temp. range 150-300 °C
	7	2	Thermal fault temp. range 300-700 °C
2009	1&2	1	Partial Discharge
	6	1	Thermal fault temp. range 150-300 °C
	7	2	Thermal fault temp. range 300-700 °C
2010	7	1	Thermal fault temp. range 300-700 °C
	8	2	Thermal fault temp. range over 700 °C
2011	8	1	Thermal fault temp. range over 700 °C

Sebagaimana Trafo 2 Sronдол, analisis hasil perhitungan rasio IBT2 pada tabel 4.10 di atas menunjukkan case cenderung meningkat dari 6, 7, dan 8, akan tetapi masih didominasi case 6. Sedangkan Case 1&2 hanya terjadi dua kali. Kondisi ini menggambarkan terjadinya kenaikan temperatur thermal fault dari 150°C menuju 700°C. Hal ini mengindikasikan terjadinya degradasi kualitas minyak isolasi pada kurun lima tahun terakhir.

4.3.4 Analisis Metode Segitiga Duval

Analisis dengan metode Segitiga Duval menggunakan akumulasi total dari tiga gas yang ada pada segitiga duval yaitu CH₄, C₂H₄, dan C₂H₂.

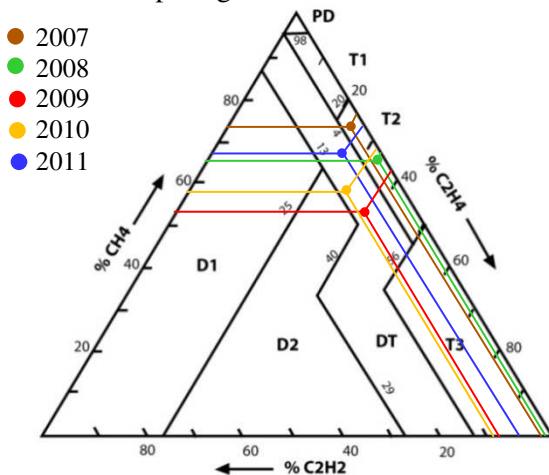
4.3.4.1 Segitiga Duval Transformator 2 GI Sronдол

Berdasarkan data yang diperoleh dari hasil uji DGA didapatkan konsentrasi rata-rata CH₄, C₂H₄, dan C₂H₂ sebagai berikut :

Tabel 4.11 Konsentrasi rata-rata CH₄, C₂H₂, dan C₂H₄ Trafo 2 GI Sronдол

Konsentrasi Gas	2007	2008	2009	2010	2011
CH ₄	73,72%	65,49%	53,47%	58,21%	67,10%
C ₂ H ₂	2,12%	0,67%	8,85%	8,99%	4,74%
C ₂ H ₄	24,17%	33,84%	37,68%	32,80%	28,16%

Apabila di-plot ke dalam segitiga Duval maka akan terlihat seperti gambar 4.12 di bawah ini.



Gambar 4.12 Segitiga Duval Trafo 2 GI Sronдол

Setelah di-plot pada Segitiga Duval terlihat pada tahun 2007 sampai 2008 minyak isolasi berada pada daerah T2 (*Medium-range thermal fault*) dimana minyak mengalami gangguan termal tingkat menengah. Pada tahun 2009 hingga 2011 kondisi minyak berada pada daerah DT (*Indeterminate - thermal fault or electrical discharge*) yaitu terjadi gangguan termal yang tidak menentu atau electrical discharge.

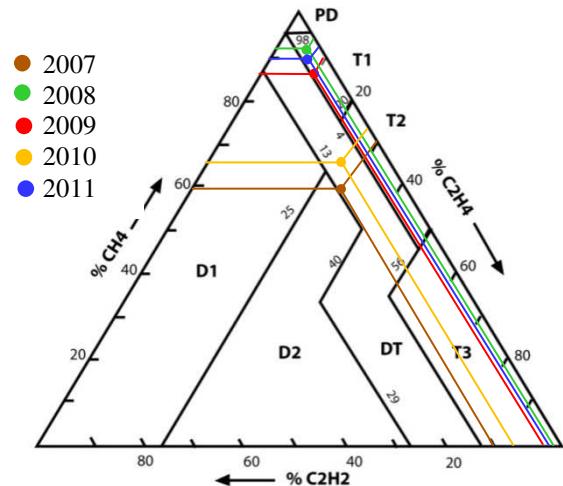
4.3.4.2 Segitiga Duval IBT 2 GITET Ungaran

Berdasarkan data yang diperoleh dari hasil uji DGA didapatkan konsentrasi rata-rata CH₄, C₂H₄, dan C₂H₂ sebagai berikut :

Tabel 4.12 Konsentrasi rata-rata CH₄, C₂H₂, dan C₂H₄ IBT 2

Konsentrasi Gas	2007	2008	2009	2010	2011
CH ₄	58,61%	97,46%	87,11%	64,88%	95,97%
C ₂ H ₂	10,87%	0,48%	1,93%	5,86%	0,45%
C ₂ H ₄	30,53%	2,06%	10,96%	29,26%	3,57%

Apabila di-plot ke dalam segitiga Duval maka akan terlihat seperti gambar di bawah ini.



Gambar 4.13 Segitiga Duval IBT 2 GITET Ungaran

Setelah di-plot pada Segitiga Duval terlihat pada tahun 2007 minyak isolasi berada pada daerah DT (*Indeterminate - thermal fault or electrical discharge*) dimana minyak mengalami gangguan termal yang tidak menentu atau electrical discharge. Pada tahun 2008 dan 2009 kondisi minyak berada di daerah T1 (*Low-range thermal fault*) yaitu terjadi gangguan termal tingkat rendah di bawah 300°C. Namun pada tahun 2010 minyak kembali pada kondisi DT, dan awal 2011 kembali pada kondisi T1.

4.4 Tegangan Tembus

Analisis degradasi minyak isolasi berdasarkan tegangan tembus terdiri dari minyak bagian atas dimana terdapat lebih banyak pertikel gas dan minyak bagian bawah yang banyak terkotori oleh partikel padat.

4.4.1 Tegangan Tembus Trafo 2 GI Sronдол

Data rata-rata tegangan tembus trafo 2 GI Sronдол masing-masing untuk minyak bagian atas dan bagian bawah adalah sebagai berikut :

Tabel 4.13 Tegangan tembus minyak Trafo 2 GI Sronдол

Tanggal Uji	Suhu Sample (°C)				Kadar Air (ppm)				Beban Rata2 (%)
	R	S	T	Rata2	R	S	T	Rata2	
01/10/06	25	25	25	25	1.7	1.6	1.7	1.67	62.91
21/09/07	26	26	26	26	1.8	1.7	1.7	1.73	63.02
02/07/08	25	25	25	25	2.1	2	2	2.03	62.72
14/08/09	25	25	25	25	2.2	2.2	2.2	2.20	62.67
01/11/10	26	26	26	26	2.4	2.3	2.4	2.37	63.11

Apabila nilai konstanta hottest spot rise Trafo 2 GI Sronдол adalah 10, dan diasumsikan tegangan tembus maksimal minyak isolasinya adalah 90 kV/2,5 mm maka dengan persamaan :

$$U_d = U_{d_{max}} \left\{ 1 - \frac{C_w}{k} e^{0,0375 (T_o + c B^{1,5849})} \right\}$$

Tegangan Tembus untuk tahun 2006 adalah:

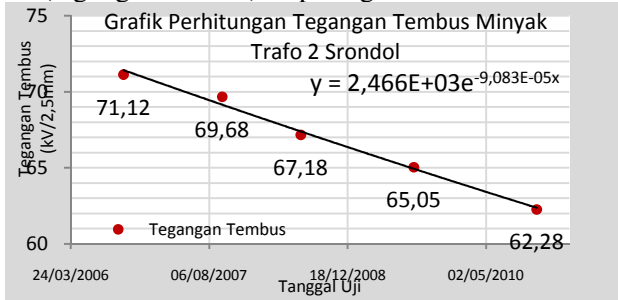
$$U_d = 90 \left\{ 1 - \frac{1,67}{24,34} e^{0,0375 (25 + 10 (0,6291)^{1,5849})} \right\}$$

$$U_d = 90 \left\{ 1 - (0,066) e^{1,12} \right\}$$

$$U_d = 90 \left\{ 1 - (0,066)(3,06) \right\}$$

$$U_d = 71,12 \text{ kV}/2,5\text{mm}$$

Dengan cara yang sama maka didapatkan nilai Ud (tegangan tembus) seperti gambar di bawah ini :



Gambar 4.14 Grafik hasil perhitungan tegangan tembus minyak Trafo 2 GI Srdol

Sesuai dengan grafik gambar 4.43 dengan menggunakan persamaan laju degradasi secara eksponensial :

$$y = 2,466E+03e^{-9,083E-05x}$$

maka berdasarkan analisis uji tegangan tembus di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=40$ (kondisi buruk untuk tegangan 150 kV) sebagai berikut :

$$y = 2,466E+03e^{-9,083E-05x}$$

$$40 = 2,466E+03e^{-9,083E-05x}$$

$$1,622.E-02 = e^{-9,083E-05x}$$

$$\ln(1,622.E-02) = -9,083E-05 x$$

$$-4,12147323 = -9,083E-05 x$$

$$x = 45375,6824 \text{ (24/03/2024)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi tegangan tembus secara exponential (01 Juni 2011):
 = 24/03/2024-01/06/2011
 = 12 tahun 9 bulan 23 hari
 = 12,81 tahun

4.4.2 Tegangan Tembus IBT 2 GITET Ungaran

Data tegangan tembus pada IBT 2 diambil nilai rata-rata setiap tahunnya sebagai berikut :

Tabel 4.14 Tegangan tembus minyak IBT 2 Ungaran

Tanggal Uji	Suhu Sample (°C)				Kadar Air (ppm)				Beban Rata2 (%)
	R	S	T	Rata2	R	S	T	Rata2	
01/10/06	25	25	25	25	1	1	1	1.00	92.11
21/09/07	26	26	26	26	1.1	1.1	1	1.07	94.87
02/07/08	25	25	25	25	1.3	1.2	1.2	1.23	94.51
14/08/09	26	26	26	26	1.4	1.4	1.3	1.37	95.56
01/11/10	25	25	25	25	1.6	1.7	1.6	1.63	94.63

Diketahui nilai konstanta hottest spot rise IBT2 GITET Ungaran adalah 10, dan diasumsikan tegangan tembus maksimal minyak isolasinya adalah 90 kV/2,5 mm maka dengan menggunakan persamaan :

$$Ud = Ud_{max} \left\{ 1 - \frac{Cw}{k} e^{0,0375 (T_0 + c B^{1,5849})} \right\}$$

Tegangan Tembus untuk tahun 2006 adalah:

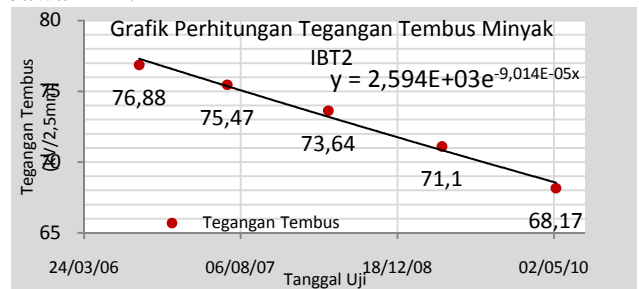
$$Ud = 90 \left\{ 1 - \frac{1}{24,34} e^{0,0375 (25 + 10 (0,9211)^{1,5849})} \right\}$$

$$Ud = 90 \left\{ 1 - (0,041) e^{1,267} \right\}$$

$$Ud = 90 \left\{ 1 - (0,041)(3,549) \right\}$$

$$Ud = 76,88 \text{ kV/2,5mm}$$

Dengan cara yang sama maka didapatkan nilai Ud (tegangan tembus) IBT2 seperti gambar 4.15 di bawah ini :



Gambar 4.15 Grafik hasil perhitungan tegangan tembus minyak IBT 2 GITET Ungaran

Sesuai dengan grafik gambar 4.44 dengan menggunakan persamaan laju degradasi secara eksponensial :

$$y = 2,594E+03e^{-9,014E-05x}$$

maka berdasarkan analisis uji tegangan tembus di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai $y=50$ (kondisi buruk untuk tegangan 500 kV) sebagai berikut :

$$y = 2,594E+03e^{-9,014E-05x}$$

$$50 = 2,594E+03e^{-9,014E-05x}$$

$$1,928.E-02 = e^{-9,014E-05x}$$

$$\ln(1,928.E-02) = -9,014E-05 x$$

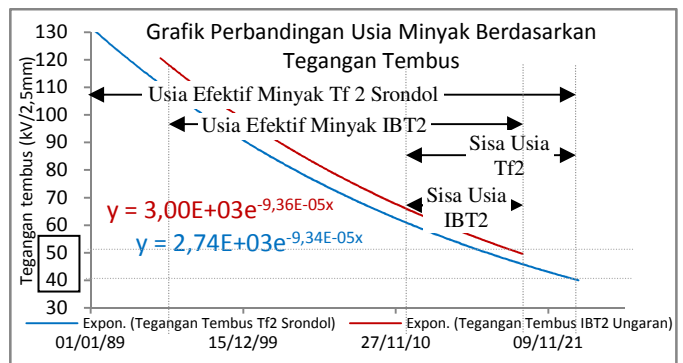
$$-3,94893336 = -9,014E-05 x$$

$$x = 43808,8902 \text{ (09/12/2019)}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju degradasi tegangan tembus secara exponential (01 Juni 2011):
 = 09/12/2019-01/06/2011
 = 8 tahun 6 bulan 8 hari
 = 8,52 tahun

4.4.3 Perbandingan Tegangan Tembus Trafo 2 Srdol dan IBT 2 Ungaran

Dengan berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan hasil rata-rata nilai tegangan tembus minyak seperti terlihat pada gambar berikut:



Gambar 4.16 Grafik Perbandingan Rata-rata Tegangan Tembus Minyak Trafo 2 Srdol dan IBT2 Ungaran

Berdasarkan grafik di atas terlihat bahwa Total usia IBT2 lebih pendek yang berarti laju degradasi IBT 2 lebih cepat dibanding Trafo 2.

4.5 Komparasi Trafo 2 GI Srdol dan IBT 2 GITET Ungaran

Analisis dari kedua sample minyak isolasi di atas dapat dirangkum masing-masing untuk laju

degradasi dan perkiraan sisa umur minyak isolasi pada tabel berikut ini :

Tabel 4.15 Laju Degradasi dan Sisa Usia Efektif

Metode Analisis	Tanggal Ketidak-layakan Isolasi		Sisa Usia Efektif (tahun)	
	T2	IBT2	T2	IBT2
Warna	22/07/23	21/12/19	12,14	8,57
Tan δ	15/05/21	06/07/18	9,96	7,09
TCG	21/09/19	26/03/21	8,30	9,81
Key Gas	09/07/22	26/03/23	11,10	11,81
Roger's Ratio	-	-	-	-
Duval's Triangle	-	-	-	-
Tegangan Tembus	24/03/24	09/12/19	12,81	8,52

Dari pembahasan di atas dapat disimpulkan bahwa semakin besar beban yang dipikul suatu transformator, maka semakin cepat laju degradasi minyak isolasinya. Hal ini terlihat dari beberapa besaran yang diuji yaitu warna, tan δ , DGA dan tegangan tembus dari minyak IBT 2 GITET Ungaran (beban rata-rata 94,4%) selalu memiliki umur yang lebih pendek dibanding Trafo 2 GI Sronol (beban rata-rata 62,8%).

V PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian/Tugas Akhir ini dapat disimpulkan beberapa hal yaitu :

1. Penurunan kualitas minyak isolasi transformator dipengaruhi oleh tingkat pembebanannya.
2. Kualitas minyak transformator dapat ditentukan berdasarkan kondisi minyak isolasi diantaranya warna minyak, tan δ , kandungan gas terlarut, dan tegangan tembus.
3. Laju degradasi minyak isolasi dapat ditentukan berdasarkan dapat didasarkan pada *historical trend* hasil uji sample minyak isaolasi selama beberapa tahun terakhir.
4. Perhitungan perkiraan sisa usia minyak isolasi dapat didasarkan pada persamaan laju degradasi minyak isolasi.
5. Sisa umur minyak isolasi paling banyak dipengaruhi oleh kandungan gas-gas terlarut dalam minyak isolasi yang mengakibatkan kerusakan sistem isolasi transformator.

5.2 SARAN

Saran yang dapat diberikan dari Tugas Akhir ini adalah :

1. Memperbanyak sampel transformator yang akan dianalisis dengan tingkat pembebanan yang berbeda dan usia pakai yang berbeda pula.
2. Memperluas range sample data dalam kurun lebih dari lima tahun untuk dapat memperoleh hasil yang lebih akurat.
3. Analisis dapat dilakukan dengan beban yang berubah-ubah (tidak konstan) sesuai kondisi beban sebenarnya yang nilainya fluktuatif.
4. Menambahkan analisis minyak isolasi berdasarkan kondisi kadar asam, kadar air, kandungan pertikel padat, viskositas dll.

5. Agar minyak isolasi transformator selalu dalam keadaan layak pakai hendaknya dilakukan monitoring atau pengujian secara berkala untuk mencegah adanya kerusakan transformator.
6. Untuk memperlambat laju kerusakan isolasi minyak transformator sebaiknya dilakukan pemeliharaan secara berkala terutama transformator dengan beban yang tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A Division of SP AusNet. "Chemical Analysis". Select Solution
- [2] Arismunandar.1991."Teknik Tenaga Listrik".PT.Pradnya Paramita:Jakarta
- [3] I.A.R. GRAY Transformer Chemistry Services. "A Guide to Transformers Oil Analysis"
- [4] Mohammad R. Meshkatoddini.2008. "Aging Study and Lifetime Estimation of Transformer Mineral Oil". Shahid Abbaspour Power and Water University of Technology, Tehran, Iran. American J. of Engineering and Applied Sciences 1 (4): 384-388
- [5] NW Cherry Lane. "Oil Processing and Analysis".Transformers Service,Inc.:Hillsboro
- [6] P3B.2003."Panduan Pemeliharaan Trafo Tenaga".PT PLN:Jakarta
- [7] Prayoga, Aditya.2010."Teknik Tenaga Listrik, Transformer". Universitas Indonesia.
- [8] Pharmadhita, Jati.2009."Pemodelan Pengaruh Pembebanan Terhadap Temperatur Transformator Daya".ITB: Bandung
- [9] Sigid, Purnama.2010."Pengaruh Pembebanan terhadap Umur Minyak Transformator". Universitas Diponegoro
- [10] SPLN49-1:1982. "Pedoman Penerapan Spesifikasi dan Pemeliharaan Minyak Isolasi". PT PLN (Persero) : Jakarta
- [11] L. Tobing, Bonggas.2003."Peralatan Tegangan Tinggi".PT. Gramedia Pustaka Utama:Jakarta
- [12] Tampubolon, Barry.2007."Pengaruh Tingkat Pembebanan Transformator terhadap Karakteristik Dielektrik dan Gas Terlarut Minyak Isolasi Transformator". ITB: Bandung
- [13] Wildi, Theodore.1989."Electrical Maches Drives and Power System". Prentice Hall.
- [14] Wiwoho, Cahyo.2008."Studi Pengaruh Usia Pakai Dan Pembebanan terhadap Karakteristik Dielektrik, Fisik, Kima Dan Gas Terlarut Minyak Isolasi Transformator".ITB: Bandung
- [15] Rahmat Hardityo.2008."Deteksi dan Analisis Indikasi Transformator". Universitas Indonesia.
- [16] Suwarno.2006. "Dissolved Gas Analysis of Transformer Oils: Effects of electric arc". School of Electrical Engineering and Informatics Bandung Institute of Technology:Bandung
- [17] Altmann.2003. *The Influence of Temperature on Breakdown Voltage of Oil in The Oil-Cellulose System of Power Transformer*.ARS Group
- [18] Hydroelectric research and Technical Service Group.2000. *Transformer Maintenance Facilities Instructions, Standards, and Techniques*. United States Department of The Interior Bureau of Reclamation Denver:Colorado



Irwan Iryanto
(L2F006056)

Dilahirkan di Boyolali, 3 September
1987, menempuh pendidikan di SD
Randu, SMP 1 Cepogo, SMA 1
Boyolali, dan saat ini sedang
melanjutkan studi S1 di jurusan
Teknik Elektro Fakultas Teknik

Universitas Diponegoro Semarang angkatan 2006
dengan konsentrasi Teknik Energi Listrik.

Mengetahui dan mengesahkan,
Pembimbing I

Dr. Ir. Hermawan, DEA.
NIP. 196002231986021001

Pembimbing II

Abdul Syakur, ST. MT.
NIP. 197204221999031004