

# ANALISIS GAS TERLARUT PADA MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR TENAGA AKIBAT PEMBEBANAN DAN PENUAAN

Hermawan, Abdul Syakur, Irwan Iryanto \*)

## Abstract

*The lifetime of transformers and its 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 paper explained the influence of aging on the rate of degradation of Dissolved Gases 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. There are three method to determine quality of oil transformer i.e. Total Combustible Gases (TCG), Roger Ratio, Key Gas and Duval Triangle Methods.*

*Based on analysis result by using samples from a variety of loading conditions of the transformers with different levels we can conclude the quality and worthiness of insulation oil and the estimated the effective remaining life of transformers insulation system.*

*Key words : aging, insulation oil, DGA.*

## Latar Belakang

Salah satu peralatan yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik adalah transformator. Fungsi utama dari transformator adalah untuk mengubah level tegangan dari satu level tegangan ke level tegangan yang lain. Pada pemakaiannya, suatu transformator memerlukan isolasi untuk mengisolasi antara bagian yang bertegangan dengan bagian yang tidak bertegangan serta untuk mengisolasi bagian-bagian antara fasa yang bertegangan<sup>[2]</sup>.

Kelangsungan operasi transformator sangat bergantung pada umur dan kualitas sistem isolasinya. Salah satunya adalah kualitas sistem isolasi minyak transformator. Minyak transformator selain berfungsi sebagai isolasi juga sebagai pendingin, serta mempunyai sifat dapat melarutkan gas-gas yang timbul akibat kerusakan sistem isolasi baik isolasi padat (*cellulose*) maupun cair (minyak)<sup>[1,3,4]</sup>. 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 kualitas minyak transformator dengan mengukur gas-gas terlarut<sup>[2,5,6]</sup>.

Untuk itu diperlukan analisis mengenai kualitas isolasi transformator akibat penuaan dengan mengukur parameter gas terlarut untuk mengetahui kondisi transformator dan menentukan perkiraan sisa umur efektif minyak isolasi transformator.

## Dasar Teori

Penuaan (*aging*) Isolasi Transformator  
Penuaan isolasi suatu transformator dipengaruhi oleh berbagai faktor yang ditimbulkan selama pengopera-

sian transformator tersebut. Penuaan atau proses *aging* ini dapat diakibatkan oleh terjadinya pemanasan minyak isolasi, kerusakan yang berkelanjutan dari isolasi minyak dan kertas pada belitan serta pembebanan transformator.

Model Penuaan dari isolasi minyak trafo salah satunya dapat didasarkan pada model matematis penuaan termal secara eksponensial. Umur dan kerusakan dari isolasi berhubungan sangat erat dengan suhunya, dengan persamaan Arrhenius<sup>[4][14]</sup>:

$$\ln L = a + \frac{B}{T}$$
$$L = \text{EXP}\left(a + \frac{B}{T}\right)$$
$$L = A e^{\frac{B}{T}}$$

dimana :

L = Usia / lifetime (tahun)

T = Temperatur (°C)

A dan B = Konstanta experimental<sup>[14]</sup>

Konstanta A dan B adalah konstanta untuk material, dalam hal ini adalah material minyak isolasi. Adapun bentuk dari persamaan Arhenius untuk laju reaksi kimia :

$$K(T) = Z \exp\left(\frac{-E}{kT}\right)$$

dimana :

E = Energi aktivasi

Z = Faktor pre-eksponensial Arhenius<sup>[14]</sup>

Konstanta laju reaksi K(T) sebagai fungsi dari energi aktivasi dan temperatur ini akan mempengaruhi usia minyak isolasi, dimana temperatur sangat tergantung pada pembebanan, kelembaban dan kondisi lingkungan lainnya.

\*) Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro  
Fakultas Teknik Universitas Diponegoro

### Minyak Transformator<sup>[12]</sup>

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

Data besaran transformator yang terukur dapat dibandingkan secara langsung dengan standar kelayakan minyak isolasi diantaranya standar DGA.

### Metodologi

#### Dissolved Gas Analysis (DGA)<sup>[15]</sup>

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.

#### Standar DGA Test

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

#### 1. Metode Total Combustible Gases (TCG)<sup>[14]</sup>

Gas-gas yang mudah terbakar menurut IEEE adalah Karbonmonoksida (CO), Metana (CH<sub>4</sub>), Etana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), Asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), dan Hidrogen (H<sub>2</sub>). Jumlah konsentrasi (ppm) dari gas-gas tersebut merupakan kandungan total combustible gases (TCG). Dari data TCG ini dapat diketahui kondisi transformator sesuai batasan berikut ini :

Tabel 3.1 Indikasi Operasi Transformator dengan TCG<sup>[14]</sup>

Kondisi	Konsentrasi (ppm)	Diagnosa
I	0 – 500	Indikasi operasi transformator normal
II	501 – 1500	Indikasi adanya sedikit dekomposisi dari sistem isolasi dan harus dilakukan suatu tindakan terhadap gangguan yang baru terjadi agar tidak berlanjut.
III	1501 – 2500	Indikasi terjadi dekomposisi tingkat tinggi dari sistem isolasi berarti ada

		gangguan dan harus segera dilakukan tindakan agar tidak menjadi lebih buruk.
IV	>2500	Indikasi banyak terjadi dekomposisi dari sistem isolasi yang menyeluruh dan akan menyebabkan gangguan. Laju pembentukan gas dan penyebabnya harus diidentifikasi dan dilakukan perbaikan.

#### 2. Metode Rasio Rogers<sup>[14][18]</sup>

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 3.2 Perbandingan menurut Rogers<sup>[6][14][18]</sup>

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	Tipe 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. Metode Gas Kunci<sup>[14]</sup>

*Key Gas Method* didasarkan pada standar IEEE C57.104. Gas kunci yang dijadikan indikator antara lain Hidrogen (H<sub>2</sub>), Karbon Monoksida (CO), Metana (CH<sub>4</sub>), Etana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Ethilena (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), dan Acetilena (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>). Komposisi gas terlarut tersebut dapat merepresentasikan kondisi minyak itu sendiri.

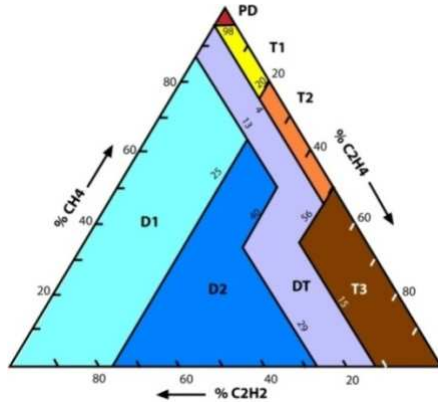
Tabel 3.3 Kondisi Level Minyak Trafo<sup>[14]</sup>

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

#### 4. Metode Segitiga Duval<sup>[14]</sup>

Segitiga Duval memaparkan analisis tentang konsentrasi gas yang terkandung di dalam minyak dan jenis gangguan yang terjadi pada isolasi minyak. Segitiga Duval ditunjukkan pada gambar 2.2. Keterangan gambar adalah sebagai berikut :

- 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.



Gambar 2.2 Segitiga Duval

Sample minyak isolasi transformator yang terdapat di UPT Semarang ditunjukkan pada tabel 3.1. Namun yang digunakan dalam studi kasus untuk menganalisis laju degradasi minyak isolasi dalam penelitian ini adalah transformator IBT 2 GITET (Gardu Induk tegangan Ekstra Tinggi) Ungaran dengan beban rata-rata 94,4%.

Tabel 3.4 Data trafo UPT Semarang

No	GI	Trafo	Merk	Kapasitas
1	Kaliwungu	Trafo 1	ABB	60 MVA
		Trafo 2	XIAN	20 MVA
2	Kalisari	Trafo 1	XIAN	60 MVA
		Trafo 2	XIAN	60 MVA
3	Krapyak	Trafo 1	UNINDO	60 MVA
		Trafo 2	ALSTHOM	30 MVA
		Trafo 3	ALSTHOM	20 MVA
4	Pandeanlamper	Trafo 1	UNION	16 MVA
		Trafo 2	ALSTHOM	16 MVA
		Trafo 3	XIAN	60 MVA
5	Pudakpayung	Trafo 1	PAUWELS	60 MVA
6	Randugarut	Trafo 1	PAUWELS	60 MVA
7	Simpanglima	Trafo 1	PAUWELS	60 MVA
8	Spondol	Trafo 1	ABB	30 MVA
		Trafo 2	PAUWELS	31,5 MVA
9	Ungaran	Trafo 3	XIAN	60 MVA
		Trafo 2	ASEA	15 MVA
10	Tambaklorok	Trafo 1	GEC ALSTHOM	50 MVA
		Trafo 2	ABB	30 MVA
11	Ungaran 500 kV	IBT1 - R	ELIN	500 MVA
		IBT1 - S	ELIN	500 MVA
		IBT1 - T	ELIN	500 MVA
		IBT2 - R	ELIN	500 MVA
12	Ungaran 500 kV	IBT2 - S	ELIN	500 MVA
		IBT2 - T	ELIN	500 MVA
		Trafo 1	ABB	30 MVA
		Trafo 2	PASTI	30 MVA
13	Sayung	Trafo 3	SIEMENS	60 MVA
		Trafo 1	ELIN	60 MVA
14	Mranggan	Trafo 1	XIAN	20 MVA
15	BSB	Trafo 1	XIAN	20 MVA

Sumber : Laporan Pemeliharaan Trafo UPT Semarang

Hasil uji minyak isolasi yang dianalisis adalah DGA dan Tegangan tembus.

#### Hasil Dan Analisa

DGA (Dissolved Gas Analysis)

Kualitas minyak transformator dapat ditinjau dari hasil tes beberapa parameter misalnya wrana, tan δ, DGA test dengan metode yang berbeda dan tegangan tembus. Penelitian ini menggunakan parameter DGA tes dan tegangan tembus minyak untuk mengetahui kelayakan kualitas minyak dan untuk menentukan usia pakai trafo.

#### Analisis Metode TCG

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

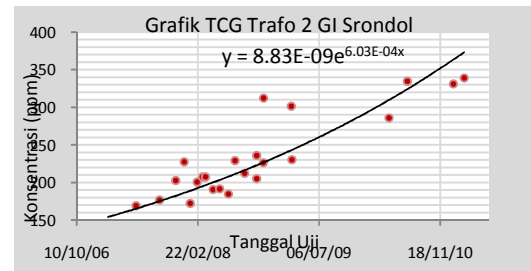
#### 1. TCG Trafo 2 GI Spondol

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

Tabel 4.1 Nilai TCG Trafo 2 GI Spondol

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 (CH4)	123,53	130,88	103,45	147,55	153,29
3	Etana (C2H6)	1,02	8,54	28,87	28,95	38,35
4	Etilen (C2H4)	42,40	68,06	76,70	82,91	64,39
5	Asetilen (C2H2)	3,45	1,31	16,25	23,13	10,86
6	Hidrogen (H2)	0	2,54	19,00	0	19,05
<b>Total</b>		<b>172,81</b>	<b>213,72</b>	<b>266,05</b>	<b>310,54</b>	<b>335,24</b>
<b>Kondisi</b>		<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>

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



Gambar 4.1 Hasil Perhitungan TCG Trafo 2 GI Spondol

Dengan menggunakan persamaan laju degradasi minyak berdasarkan kondisi TCG sesuai grafik gambar 4.1 di atas :

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

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

$$\begin{aligned}
 y &= 8,83E-09e^{6,03E-04x} \\
 2500 &= 8,83E-09e^{6,03E-04x} \\
 2,83E+11 &= e^{6,03E-04x} \\
 \ln(2,83E+11) &= 6,03E-04 x \\
 26,36915683 &= 6,03E-04 x \\
 x &= 43729,9450 \text{ (21/09/2019)}
 \end{aligned}$$

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

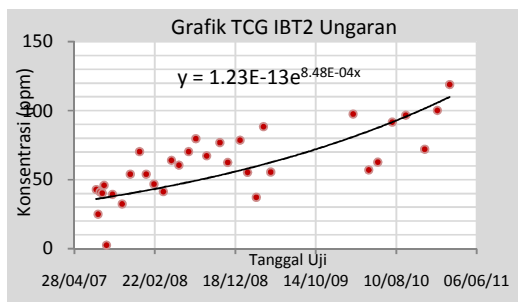
- = 21/09/2019-01/06/2011
- = 8 tahun 3 bulan 20 hari
- = 8,30 tahun

2. TCG Trafo 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 4.2 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 (CH4)	23,57	60,16	51,64	56,60	85,25
3	Etana (C2H6)	0	0	1,6	0	0
4	Etilen (C2H4)	0,90	1,20	1,20	1,33	1,50
5	Asetilen (C2H2)	0,25	0,30	0,30	0,25	0,25
6	Hidrogen (H2)	0	0	1,30	0	0
<b>Total</b>		<b>41,01</b>	<b>62,33</b>	<b>63,04</b>	<b>79,67</b>	<b>109,60</b>
<b>Kondisi</b>		<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>	<b>I</b>

Hasil perhitungan TCG berdasarkan data DGA dalam bentuk grafik akan terlihat seperti gambar 4.2.



Gambar 4.2 Hasil Perhitungan TCG Trafo IBT 2

Sesuai dengan grafik gambar 4.2 dengan menggunakan persamaan exponential :

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

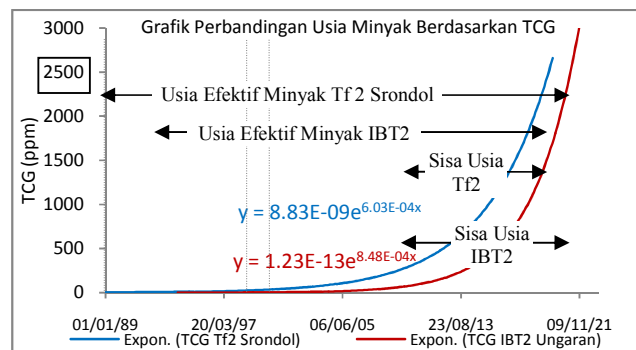
maka berdasarkan analisis uji TCG di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan minyak untuk nilai  $y=2500$  (kondisi IV) sebagai berikut :

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

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

- = 26/03/2021-01/06/2011
- = 9 tahun 9 bulan 25 hari
- = 9,81 tahun

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 4.3 .



Gambar 4.3 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%.

#### Analisis Metode Key Gas

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

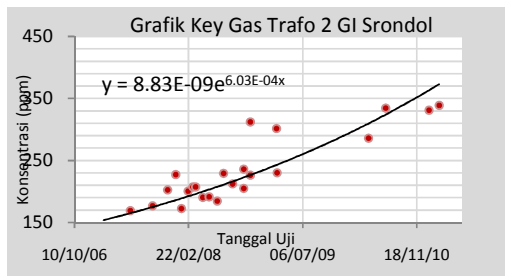
##### 1. Key Gas Trafo 2 GI Srandol

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

Tabel 4.3 Konsentrasi Gas Kunci Trafo 2 GI Srandol

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
CH4	123,53	II	130,88	II	103,45	I	147,55	II	153,29	II
C2H6	1,02	I	8,54	I	28,87	I	28,95	I	38,35	I
C2H4	42,40	I	68,06	II	76,70	II	82,91	II	64,39	II
C2H2	3,45	I	1,31	I	16,25	I	23,13	I	10,86	I
H2	0	I	2,54	I	19,00	I	0	I	19,05	I
<b>Total</b>	<b>172,81</b>		<b>213,72</b>		<b>266,05</b>		<b>310,54</b>		<b>335,24</b>	
<b>Kondisi</b>	<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>	

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



Gambar 4.4 Konsentrasi Gas Kunci Trafo 2 GI Srandol

Dengan menggunakan persamaan laju degradasi minyak berdasarkan kondisi *Key Gas* sesuai grafik pada gambar 4.4 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 eksponensial (01 Juni 2011):

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

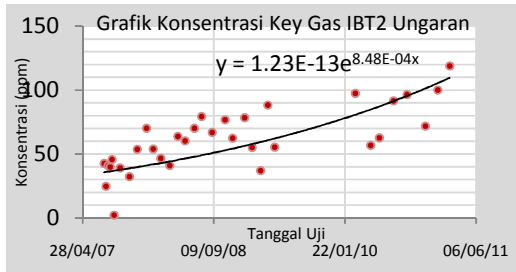
##### 2. Key Gas Trafo IBT 2 GITET Ungaran

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

Tabel 4.4 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
<b>Total</b>	<b>41,01</b>		<b>62,33</b>		<b>63,04</b>		<b>79,67</b>		<b>109,60</b>	
<b>Kondisi</b>	<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>		<b>I</b>	

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



Gambar 4.5 Konsentrasi Gas Kunci IBT2 Ungaran

Sesuai dengan grafik gambar 4.5 dengan menggunakan persamaan exponential :

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

maka berdasarkan analisis uji gas kunci di atas dapat diperkirakan jangka waktu kelayakan

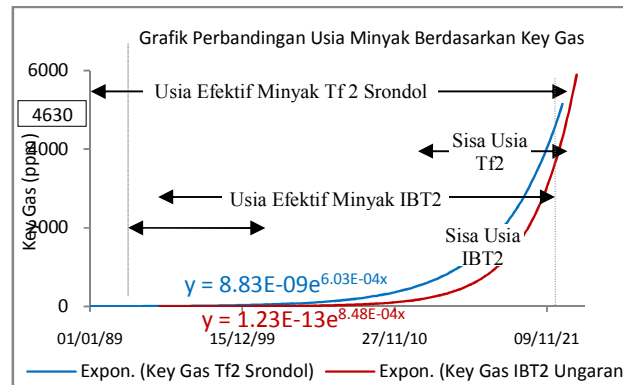
minyak untuk nilai  $y=4630$  (kondisi IV) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} y &= 1,23E-13e^{8,48E-04x} \\ 4630 &= 1,23E-13e^{8,48E-04x} \\ 3,76.E+16 &= e^{8,48E-04x} \\ \ln(3,76.E+16) &= 8,48E-04 x \\ 38,16690419 &= 8,48E-04 x \\ x &= 45008,1417 \text{ (23/03/2023)} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} &= 23/03/2023-01/06/2011 \\ &= 11 \text{ tahun } 9 \text{ bulan } 22 \text{ hari} \\ &= 11,81 \text{ tahun} \end{aligned}$$

- Perbandingan *Key Gas* Trafo 2 GI Srdol dan IBT 2 Ungaran  
Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan hasil rata-rata nilai uji warna minyak seperti pada gambar 4.6 di bawah ini.



Gambar 4.6 Grafik Perbandingan Rata-rata Gas Kunci Minyak Trafo 2 GI Srdol 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%.

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.

- Rasio Roger Trafo 2 GI Srdol  
Berdasarkan data DGA minyak isolasinya maka didapatkan hasil perbandingan gas setiap tahunnya seperti terlihat pada tabel 4.5 di bawah ini:

Tabel 4.5 Hasil perhitungan Rasio Roger Trafo 2 GI Srdol

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 4.5 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.

2. Rasio Roger IBT 2 GITET Ungaran  
Berdasarkan data DGA minyak isolasinya maka didapatkan rata-rata perbandingan gas setiap tahunnya seperti terlihat pada tabel 4.6 di bawah ini:

Tabel 4.6 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 Srdol, 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.

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.

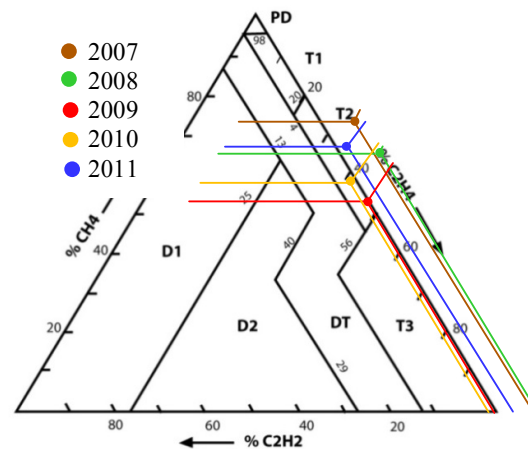
1. Segitiga Duval Trafo 2 GI Srdol

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

Tabel 4.7 Konsentrasi rata-rata CH4, C2H2, dan C2H4 Trafo 2 GI Srdol

Konsentrasi Gas	2007	2008	2009	2010	2011
CH4	73,72%	65,49%	53,47%	58,21%	67,10%
C2H2	2,12%	0,67%	8,85%	8,99%	4,74%
C2H4	24,17%	33,84%	37,68%	32,80%	28,16%

Apabila di-plot ke dalam segitiga Duval maka akan terlihat seperti gambar 4.7.



Gambar 4.7 Segitiga Duval Trafo 2 GI Srdol

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 thermal tingkat menengah. Pada tahun 2009 hingga 2011 kondisi minyak berada pada daerah DT (*Indeterminate - thermal fault or electrical discharge*) yaitu terjadi gangguan thermal yang tidak menentu atau electrical discharge.

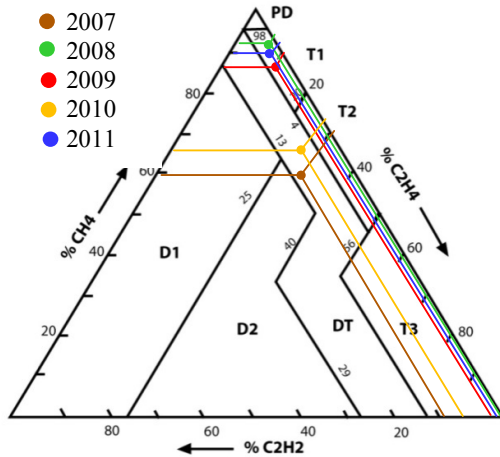
2. Segitiga Duval IBT 2 GITET Ungaran

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

Tabel 4.8 Konsentrasi rata-rata CH4, C2H2, dan C2H4 IBT 2

Konsentrasi Gas	2007	2008	2009	2010	2011
CH4	58,61%	97,46%	87,11%	64,88%	95,97%
C2H2	10,87%	0,48%	1,93%	5,86%	0,45%
C2H4	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 4.8 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.

### Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan dan analisa 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 kandungan gas terlarut.
3. Laju degradasi minyak isolasi dapat ditentukan berdasarkan 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.

### 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 Machines 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.



