

STUDI PENGARUH PELUAHAN PARSIAL TERHADAP PENUAAN KUALITAS MINYAK TRANSFORMATOR

Raka Budi Satrio Utomo^{*)}, Hermawan, Agung Nugroho

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)E-mail: rakabudisatrio@gmail.com}

Abstrak

Transformator merupakan peralatan yang vital dalam sistem tenaga listrik. Apabila terjadi kerusakan pada transformator dapat menyebabkan penyaluran listrik ke konsumen dapat terganggu. Oleh karena itu, perlu perhatian khusus dalam pemeliharaan kinerja transformator agar tidak terjadi kerusakan pada transformator. Salah satunya adalah pemeliharaan terhadap minyak transformator. Selama transformator beroperasi maka minyak transformator akan mengalami pembebanan berupa beban listrik dan termal. Akibat adanya beban tersebut dapat menyebabkan timbulnya gas-gas terlarut pada minyak yang berpotensi menyebabkan terjadinya breakdown pada transformator. Sehingga diperlukan pemantauan khusus terhadap gas-gas tersebut. Salah satu cara untuk menganalisis gas terlarut dalam minyak adalah dengan menggunakan metode Dissolved Gas Analysis (DGA). DGA akan mengekstraksi gas tersebut untuk diketahui indikasi gangguan berdasarkan hasil interpretasi data yang dilakukan. Sehingga kerusakan pada transformator dapat dicegah. Hasil analisis DGA pada transformator GT 2.3 BAT 10 menghasilkan indikasi berupa thermal fault $\leq 300^{\circ}\text{C}$. Selain itu, hasil pengukuran emisi akustik menunjukkan telah terjadinya aktivitas peluahan parsial yang cukup tinggi sebesar 969.7 pC pada puncak positif dan 1.05 nC pada puncak negative pada transformator daya yang bersamaan dengan terdeteksinya arcing saat pengukuran.

Kata kunci: Peluahan parsial, DGA, gas terlarut dalam minyak, interpretasi data, minyak transformator.

Abstract

Transformer is a vital equipment in power system. If there is a damage to the transformer may cause the distribution of electricity to consumers can be disrupted. Therefore, special precaution is required in the maintenance of transformer performance in order to avoid damage of transformer. One of the maintenance treatments is based on oil transformer monitoring oil. During the transformer operates on, the transformer oil has to able to withstand against electrical load and thermal stress. As a result of such loads, it can cause the occurrence of gases dissolved in the oil that could potentially cause a breakdown on the transformer. A Special monitoring is required for these gases. One way to analyze dissolved gases in oil is to use the Dissolved Gas Analysis (DGA) method. DGA will extract the gas to detect disturbance indication based on result of data interpretation. The damages of transformer can be prevented by knowing easily, the disturbance indications in this work, DGA method is applied to GT 2.3 BAT 10 Transformer. The result shows an indication of thermal fault $\leq 300^{\circ}\text{C}$ which will last until 30 January 2023 through TDCG method and 27 August 2021 through Key Gas method.. In addition, acoustic emission measurements shows a high partial separation activity of 969.7 pC at positive peaks and 1.05 nC at the negative peak of the power transformer. This partial separation is found simultaneously with the detection of arcing during measurement.

Keywords: Partial discharge, DGA, gas dissolved in oil, data interpretation, transformer oil

1. Pendahuluan

Transformator (trafo) daya merupakan peralatan yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik. Fungsi utama dari trafo adalah untuk mengubah level tegangan dari satu level tegangan ke level tegangan yang lain dalam sistem pendistribusian tenaga listrik. Apabila terjadi kerusakan pada trafo akan menyebabkan penyaluran listrik menjadi terganggu. Oleh karena itu, diperlukan perhatian khusus

dalam perawatan trafo agar tidak sampai terjadi kerusakan atau kegagalan operasi.

Kelangsungan operasi trafo sangat bergantung pada umur dan kualitas sistem isolasinya. Salah satunya adalah kualitas sistem isolasi minyak trafo. Selama trafo beroperasi maka minyak trafo di dalamnya akan mengalami pembebanan berupa beban listrik dan beban termal yang berasal baik dari belitan maupun inti trafo. Beban listrik dan termal ini dapat menyebabkan

timbulnya gas-gas terlarut dalam minyak trafo yang berakibat terhadap penurunan kualitas isolasi pada minyak tersebut yang berakibat terjadinya *breakdown* atau kerusakan peralatan trafo[1].

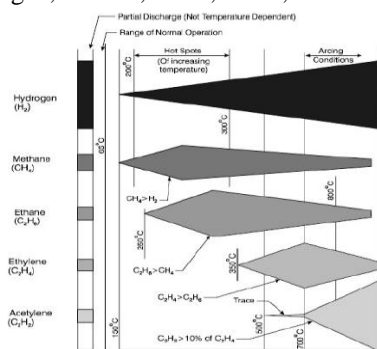
Untuk itu diperlukan analisis mengenai minyak isolasi trafo dengan mengukur parameter gas terlarut untuk mengetahui kemungkinan gangguan yang terjadi pada trafo. Metode ini dikenal dengan nama DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dan pengukuran DGA ini menggunakan teknologi Kelman Transport X yang bekerja berdasarkan pembacaan photo-acoustic spectroscopy. Data pendukung dalam mengetahui gangguan yang kemungkinan terjadi pada trafo yaitu dengan membandingkan data pengukuran partial discharge dengan hasil DGA.

Minyak trafo jenis mineral diperoleh dari hasil pengolahan minyak bumi. Faktor yang menentukan kualitas Minyak Trafo adalah sebagai berikut[2].

1. Kejernihan (*appearance*)
2. Massa jenis (*density*)
3. Viskositas kinematik (*kinematic viscosity*)
4. Titik nyala (*flash point*)
5. Angka kenetralan (*neutralization number*)
6. Korosi belerang (*corrosive sulphur*)
7. Tegangan tembus (*breakdown voltage*)
8. Faktor kebocoran dielektrik (*dielectric dissipation factor*)
9. Stabilitas oksidasi (*oxidation stability*)
10. Kandungan air (*water content*)
11. Resistansi jenis (*resistivity*)
12. Tegangan permukaan (*interfacial tension*)
13. Kandungan gas (*gas content*)

Minyak isolasi mineral dibentuk dari beberapa molekul yang mengandung gugus kimia CH₃, CH₂, dan CH yang dihubungkan oleh ikatan molekul karbon. Pemutusan beberapa ikatan C-H dan C-C dapat terjadi sebagai akibat gangguan elektrik dan termal.

Pada gambar 1 dapat dijelaskan mengenai terbentuknya *fault gas* dan konsentrasinya terhadap kenaikan suhu. Terdapat lima gas yang menyebabkan kegagalan isolasi, yaitu hidrogen, metana, etana, etilen, dan asetilen[3].



Gambar 1. Pembentukan *fault gas* berdasarkan temperatur[3]

Suhu merupakan faktor yang berpengaruh terhadap pembentukan gas. Semakin tinggi suhu maka laju reaksi berbagai senyawa kimia akan semakin cepat [4], karena itu dalam menduga kecepatan penurunan kualitas isolasi selama pengambilan data harus selalu diperhatikan. Asumsi yang digunakan untuk menggunakan model Arrhenius ini adalah perubahan konsentrasi gas. Pengaruh suhu dalam suatu reaksi dapat dideskripsikan dengan menggunakan persamaan Arrhenius [5], seperti di bawah ini :

$$t = A \cdot e^{\frac{B}{T}} \quad (1)$$

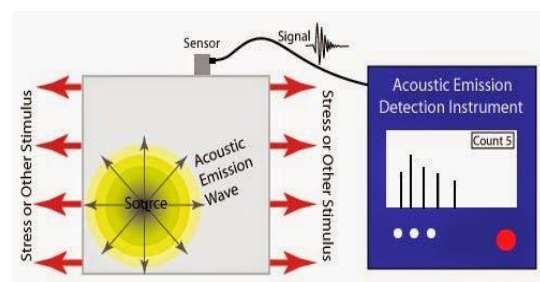
Dimana t = waktu, T = suhu, B = Energi Aktivasi (kal/mol), A dan B = Konstanta laju reaksi kimia.

Dalam makalah ini, hanya membahas minyak trafo jenis mineral, interpretasi data standar IEEE C57.104-2008, IEEE C57.106-2006, IEC 60599-1978, dan IEC 60599-2007-05, dan tidak membahas kandungan mineral pada minyak trafo.

2. Metode

2.1. Pengukuran Aktual Transformator

Emisi akustik mengacu pada pembangkitan gelombang elastik transien pada pelepasan energi yang sangat cepat dari sumber lokal dalam suatu material. Sumber emisi ini terkait dengan gerakan dislokasi atas deformasi dan inisiasi dan perluasan *cracking* dalam struktur dalam tekanan listrik yang tinggi. *Partial Discharge* dapat membangkitkan pulsa-pulsa yang mengakibatkan timbulnya gelombang akustik akibat tekanan mekanik yang sering disebut sebagai emisi akustik yang dipancarkan keseluruh bagian badan transformator. Gelombang akustik ini dapat menembus isolasi minyak dan dapat dideteksi pada dinding badan transformator. Dengan pengukuran waktu relatif yang dibutuhkan gelombang akustik terhadap sensor emisi akustik yang diletakkan pada dinding badan transformator, lokasi terjadinya *Partial Discharge* dapat ditentukan. Dengan alasan ini, deteksi dengan memanfaatkan emisi akustik dapat memberikan solusi *real time* berupa pendeteksian ada atau tidaknya *Partial Discharge* serta penentuan lokasi terjadinya *Partial Discharge*



Gambar 2. Prinsip Kerja TMS-8141

2.2. Interpretasi Data Pengukuran Peluahan Parsial

Beberapa jenis data pengukuran yang didapat ketika melakukan analisa terhadap pengukuran peluahan parsial:

1. Phase Resolved Peluahan parsial (PRPD) Pattern

Phase Resolved Peluahan parsial (PRPD) Pattern merupakan metode dalam mengukur dan merekam sinyal, kemudian akan dilakukan analisis per fasa dari setiap kumpulan peluahan parsial, yang direpresentasikan oleh setiap titik serta membentuk sebuah pattern. Warna-warna pada pattern menunjukkan intensitas munculnya peluahan parsial.

2. Partial Discharge Peak

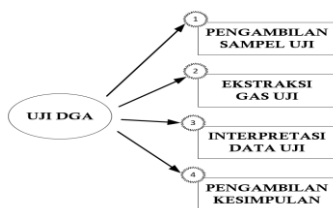
Partial discharge peak merupakan analisis dengan memplotkan dari hasil pattern, semua peak ini di plot dalam satu periode baik polaritas positif maupun negatif, sehingga akan memperjelas untuk melihat nilai maksimum dari pattern dan terjadi pada sudut berapa.

3. Partial Discharge Pulse Height Distribution

Pulse height merupakan analisis ketinggian pulsa yang mempunyai polaritas positif dan negatif, serta dapat melihat kedua polaritas berada pada keadaan yang simetris atau tidak, sehingga masalah terhadap isolasi akan diketahui.

2.3. DGA (Dissolved Gas Analysis)

DGA (Dissolved Gas Analysis) secara harfiah dapat diartikan sebagai analisis kondisi transformator yang dilakukan berdasarkan jumlah gas terlarut pada minyak trafo[6]. Uji DGA dilakukan pada suatu sampel minyak diambil dari unit transformator yang sedang/tidak beroperasi. Gas-gas terlarut tersebut diekstrak dan dihitung kuantitasnya (dalam satuan ppm). Diagram instruksi kerja metode DGA dapat dilihat pada gambar 2.



Gambar 3. Langkah uji DGA

2.4. Interpretasi Data DGA

2.4.1. Metode individual gas dan Total Dissolved Gas Combustible Gas (TDCG)

Klasifikasi peningkatan konsentrasi individual gas dan TDCG. Keempat kriteria tingkatan kondisi telah dikembangkan untuk mengklasifikasikan kondisi trafo pada hasil pengujian minyak isolasi.

Berikut merupakan kondisi transformator berdasarkan standar IEEE C57.104-1991[7]:

- Kondisi 1: Total gas terlarut yang mudah terbakar (TDCG) di atas menunjukkan transformator beroperasi dengan baik atau normal.
- Kondisi 2: TDCG dalam kisaran ini menunjukkan tingkat gas mulai tinggi dimana gas-gas yang terlarut mudah terbakar dan perlu kewaspadaan.
- Kondisi 3: TDCG dalam kisaran ini menunjukkan tingkat tinggi adanya dekomposisi selulosa isolasi dan / atau minyak. Pada kondisi ini sudah harus diwaspadai dan perlu perawatan lebih lanjut dengan pengambilan sampel ditingkatkan frekuensi pengambilannya.
- Kondisi 4: TDCG dalam kisaran ini menunjukkan dekomposisi yang berlebihan selulosa isolasi dan / atau minyak transformator sudah meluas. Operasi Lanjutan dapat mengakibatkan kegagalan transformator.

Tabel 1. Konsentrasi individual gas dan TDCG[6]

Jenis gas	Kondisi gas terlarut			
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 3	Kondisi 4
H ₂	100	100 – 700	701 – 1800	> 1800
CH ₄	120	121 – 400	401 – 1000	> 1000
C ₂ H ₂	35	36 – 50	51 – 80	> 80
C ₂ H ₄	50	51 – 100	101 – 200	> 200
C ₂ H ₆	65	66 – 100	101 – 150	> 150
CO	350	351 – 571	571 – 1400	> 1400
CO ₂ (*)	2500	2500 – 4000	40001 – 100000	> 100000
TDCG	720	721 – 1921	1921 – 4630	> 4630

2.4.2 Metode Key Gas

Key gas didefinisikan sebagai gas-gas yang terbentuk pada trafo berdasarkan jenis gas yang khas atau lebih dominan terbentuk pada temperature yang menghasilkan indikasi gangguan tertentu[8].

1. Thermal-Oil

Dekomposisi produk termasuk etilen dan metana dengan sedikit kuantitas hidrogen dan etana. Tanda menunjukkan adanya pemanasan lebih pada minyak. Gas dominan: Etilen (C₂H₄).

2. Thermal-Selulose

Sejumlah karbon dioksida dan karbon monoksida terlibat akibat pemanasan selulosa dengan gas CO yang dominan.

Gas dominan: Karbon Monoksida (CO).

3. Electrical-Partial Discharge

Discharge elektrik tenaga rendah menghasilkan hidrogen dan metana dengan sedikit kuantitas etana dan etilen. Terjadi gejala *Partian Discharge* pada minyak isolasi akibat konsentrasi hidrogen tersebut. Gas dominan: Hidrogen (H₂).

4. Electrical-Arcing

Sejumlah hidrogen dan asetilen terproduksi dan sejumlah metana dan etilen. Terjadi gejala busur api pada minyak akibat konsentrasi asetilen tersebut. Gas dominan: Asetilen (C₂H₂).

2.4.3. Metode Doernenburg Ratio

Metode *doernenburg* sudah ditinggalkan sejak ditemukannya metode *Rogers Ratio* dan *Basic Gas Ratio*. Jika dibandingkan dengan metode diagnosa lainnya, *Doernenburg Ratio Method* (DRM) tetap merupakan alat diagnosa yang cukup efektif. Metode *doernenburg* menggunakan standar komposisi gas terlarut yang terdapat pada tabel 2.

Tabel 2. Rasio doernenburg[7]

Rasio 1 (R1) CH ₄ /H ₂		Rasio 2 (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		Rasio 3 (R1) C ₂ H ₂ /CH ₄		Rasio 4 (R1) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
Minyak	Gas Alam	Minyak	Gas Alam	Minyak	Gas Alam	Minyak	Gas Alam
>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
<0.1	<0.01	Tidak Signifikan		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
>0.1	>0.01	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2
<1.0	<0.1						

2.4.4. Metode Roger Ratio

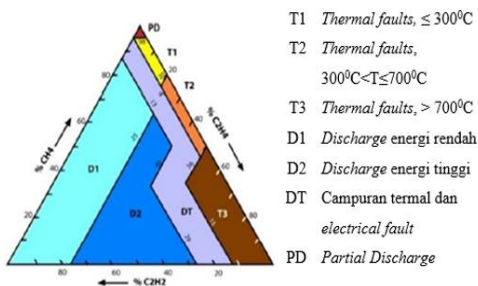
Metode *Roger Ratio* membandingkan nilai-nilai satu gas dengan gas dengan gas yang lain. Jenis kode dan diagnosa gangguan dengan rasio Rogers berdasarkan standar IEEE C57.104-2008[7] dan IEC 60599-1978[8].

Tabel 3. Roger Ratio[7][8]

Case	R2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R1 CH ₄ /H ₂	R5 C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
0	<0,1	>0,1 to <0,1	<0,1
1	<0,1	<0,1	<0,1
2	0,1 to 3,0	0,1 to 1,0	>0,3
3	<0,1	>0,1 to <1,0	1,0 to 3,0
4	<0,1	>1,0	1,0 to 3,0
5	<0,1	>1,0	>0,3

2.4.5. Metode Duval Triangle

Metode *Duval Triangle* menggunakan standar IEC 60599-2007-05[10]. Metode *Duval Triangle* merupakan pengembangan dari rasio standar IEC 60599 yang kemudian direpresentasikan dalam enam zona gangguan pada segitiga sama sisi pada gambar 4.

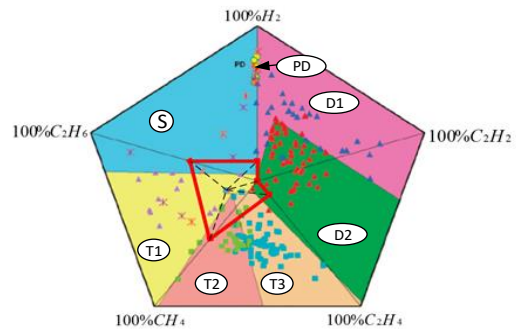


Gambar 4. Duval Triangle[8]

2.4.6 Metode Duval Pentagon

Duval Pentagon merupakan metode baru yang ditemukan pada tahun 2014 oleh Michel Duval yang merepresentasikan lima rasio utama gas hidrokarbon

kedalam bentuk segilima dengan delapan indikasi kegagalan pada minyak trafo yang ditunjukkan pada gambar 5.



Gambar 5. Duval Pentagon[9]

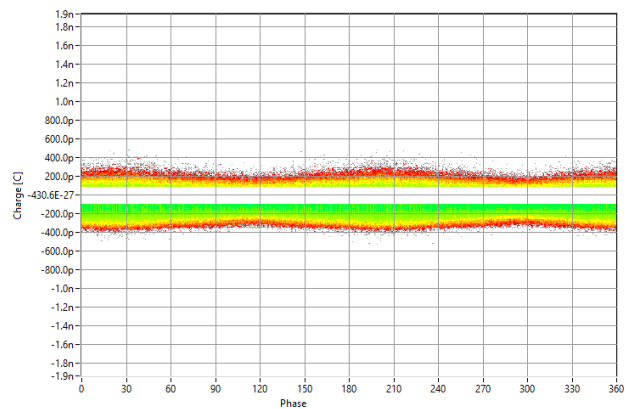
Indikasi kegagalan metode *Duval Pentagon* terbagi atas kategori dengan rincian sebagai berikut.

1. T1, *thermal faults*
2. T2, *thermal faults*
3. T3, *thermal faults*
4. D1, *discharge energi rendah*
5. D2, *discharge energi tinggi*
6. DT, campuran termal dan *electrical fault*
7. PD, *partial discharge*
8. S, *stray of gassing* dari minyak mineral pada suhu 120°C dan 200°C di laboratorium

3. Hasil dan Analisa

3.1. Hasil Pengukuran Menggunakan TMS-8141

3.1.1. Phase Resolved Partial Discharge Pattern

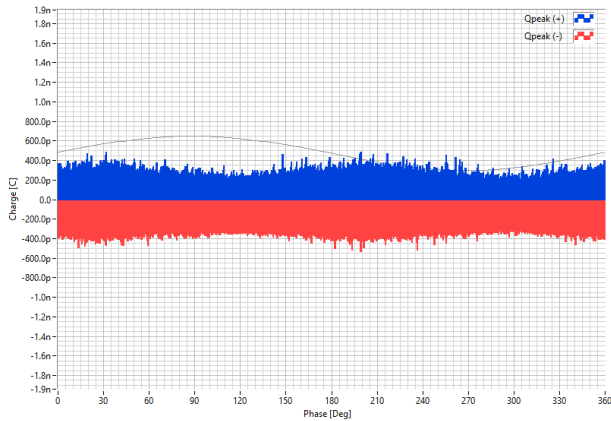


Gambar 6. PRPD Pattern badan transformator (Channel 4)

Pada hasil pengukuran dapat dilihat PRPD pada channel 4 yaitu pengukuran aktivitas peluahan parsial pada badan transformator, pattern transformator mempunyai indikasi peluahan parsial. Kecenderungan pola yang terukur pada grafis tersebut cenderung konstan dan stabil, pada penglihatan secara sekilas aktivitas peluahan parsial pada fasa ini masih pada batas aman namun besarnya jumlah

discharge yang terukur menurut standar telah melewati batas aman.

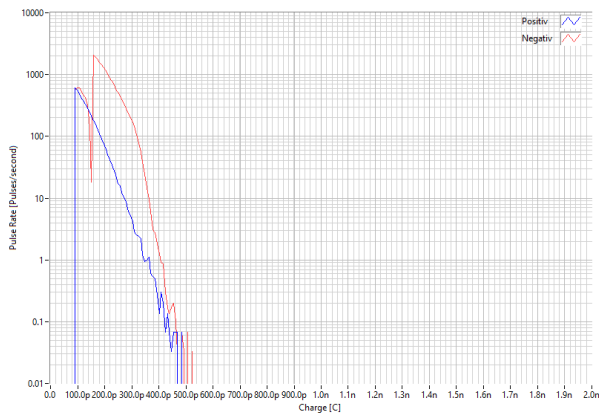
3.1.2. Partial Discharge Peak



Gambar 7. PD Peak badan transformator (Channel 4)

Peak tertinggi dari polaritas positif dan negatif didapatkan melalui analisa yaitu 969.7×10^{-12} pC pada puncak positif dan 1.05×10^{-9} nC pada puncak negative, merata dari keduanya didapat indikasi telah terjadi *arching* pada transformator.

3.1.3. Pulse Height Distribution



Gambar 8. Pulse Height badan transformator (Channel 4)

Pada *channel 4* yaitu pengukuran pada badan transformator mempunyai distribusi pulsa yang cenderung simetris antara positif dan negatif, hanya saja pada polaritas negatif pulsa yang terjadi lebih tinggi dan lebih lebar. Ini mempunyai arti bahwa masalah yang terjadi berasal dari internal atau terdapat masalah dalam isolasi kertasnya.

3.2. Data Kuantitas Pengukuran Partial Discharge

Dari hasil pengukuran yang dilakukan, terdapat nilai *apparent charge* yang terdeteksi oleh alat diagnostik

sehingga dapat disimpulkan bahwa terjadi aktifitas PD pada transformator daya blok 2.3. Nilai *apparent charge* tertinggi yang terdeteksi selama periode pengukuran pada badan transformator adalah sebesar 309.77×10^{-12} C. Nilai *average discharge current* tertinggi yang terdeteksi selama periode pengukuran badan transformator daya blok 2.3 adalah sebesar 14.27×10^{-6} A. Semakin besar nilai *average discharge current* maka semakin tinggi pula kecepatan peluahan muatan yang terjadi akibat PD pada transformator daya blok 2.3. Nilai *quadratic rate* tertinggi yang terdeteksi selama periode pengukuran pada badan transformator daya blok 2.3. adalah sebesar 507.44×10^{-15} C². Semakin besar nilai *quadratic rate* maka semakin tinggi pula energi yang hilang akibat PD pada transformator daya blok 2.3.

	Positive	Negative	All
No. of Discharges	139231	1242748	1381979
Repetition Rate [Hz]	4641.03	41424.93	46065.97
Max. Discharge [C]	969.70E-12	1.05E-9	1.05E-9
Apparent Charge [C]	266.08E-12	314.66E-12	309.77E-12
Quadratic Rate [C^2]	6.29E-15	415.62E-15	507.44E-15
Avg. Disch. Current [A]	1.23E-6	13.03E-6	14.27E-6
PPS1 [C]	372.73E-12	414.39E-12	424.96E-12
PPS5 [C]	304.80E-12	381.57E-12	382.99E-12
PPS10 [C]	279.72E-12	370.54E-12	372.49E-12

Gambar 9. Data kuantitas badan transformator

Berdasarkan hasil perhitungan berdasarkan data kuantitas didapat besarnya energi yang terbuang akibat adanya peluahan parsial sebesar 2.43 Joule atau sekitar 6.75×10^{-7} kWh.

3.3. Hasil Uji Menggunakan GE Kelman Transport X

Pengujian untuk menganalisis indikasi kegagalan pada minyak transformator generator turbin 2.3 BAT 10 dilakukan dengan menggunakan alat GE Kelman Transport X (*DGA Analyzer*). Pengujian dilakukan di ruang kerja *Predictive Maintenance* dengan dilakukan oleh satu orang teknisi ahli. Hasil rekap data pengujian minyak trafo generator turbin 2.3 BAT 10 ditampilkan pada tabel 4.

Tabel 4. Data uji DGA minyak trafo GT 2.3 BAT 10

Date	Content Analysis (ppm)							
	H ₂	CO ₂	CO	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	C ₂ H ₂	TDCG
29-May-13	<5	2794	25	10	40	12	<0.5	91.4
19-Jul-13	7	7998	51	8	68	26	<0.5	160.4
11-oct-13	6	1538	46	6	77	30	<0.5	165.4
3-Jan-14	<5	939	50	5	78	30	0.5	167.5
25-Feb-14	<5	1605	26	4	11	8	<0.5	53.4
20-May-14	6	13241	53	9	63	31	<0.5	162.4
20-Aug-14	12	11514	60	11	81	31	<0.5	195.4
13-Nov-14	17	11189	67	11	82	28	<0.5	205.4
24-Feb-15	21	4147	76	9	88	39	<0.5	233.4
27-May-15	25	1012	83	7	98	36	<0.5	249.4
16-May-16	64	1883	128	25	111	37	<0.5	365.4

Tabel 4. Lanutan

Date	Content Analysis (ppm)							
	H ₂	CO ₂	CO	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	C ₂ H ₂	TDCG
16-Aug-16	35	1055	94	9	120	46	0	304
9-Nov-16	46	1340	112	10	120	51	0	339
10-Jan-17	6	1088	90	8	8	128	0,5	240.5
25-Feb-17	28	1064	170	14	196	112	0,5	520.5
30-Mar-17	7	1059	90	9	134	51	0	291
2-Jun-17	7	1059	90	9	134	51	0	291

3.4. Interpretasi Data

Interpretasi data adalah tahap ke-3 dalam menentukan analisis gas terlarut menggunakan metode DGA. Berikut ini terdapat enam hasil interpretasi data minyak trafo GT 2.3 BAT 10.

Analisis interpretasi data DGA periode 29 Mei -11 Oktober 2013:

1. Individual Gas dan TDCG : *Normal*
2. *Key Gas* : Normal, tetapi ada tanda “pemanasan lebih pada selulosa”.
3. Rasio *Doernenburg* : *Normal*
4. Rasio *Roger* : *Error code fault*
5. Duval *Triangle* : *Thermal fault* $300^{\circ}\text{C} \leq T \leq 700^{\circ}\text{C}$
6. Duval *Pentagon* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$

Analisis interpretasi data DGA periode 3 Januari – 13 November 2014:

1. Individual Gas dan TDCG : Normal
2. *Key Gas* : Normal, tetapi ada tanda “pemanasan lebih pada selulosa”.
3. Rasio *Doernenburg* : *Normal*
4. Rasio *Roger* : *Error code fault*
5. Duval *Triangle* : *Thermal fault* $300^{\circ}\text{C} \leq T \leq 700^{\circ}\text{C}$
6. Duval *Pentagon* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$

Analisis interpretasi data DGA periode 24 Februari – 27 Mei 2015:

1. Individual Gas dan TDCG : *Normal*
2. *Key Gas* : Normal, tetapi ada tanda “pemanasan lebih pada selulosa”.
3. Rasio *Doernenburg* : *Normal*
4. Rasio *Roger* : *Error code fault*
5. Duval *Triangle* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$
6. Duval *Pentagon* : *Stray of gassing* dari minyak mineral pada suhu 120°C dan 200°C di laboratorium

Analisis interpretasi data DGA periode 16 Mei – 9 November 2016:

1. Individual Gas dan TDCG : Normal
2. *Key Gas* : Normal, tetapi ada tanda “pemanasan lebih pada selulosa”.
3. Rasio *Doernenburg* : *Normal*
4. Rasio *Roger* : Normal
5. Duval *Triangle* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$
6. Duval *Pentagon* : *Stray of gassing* dari minyak mineral pada suhu 120°C dan 200°C di laboratorium

Analisis interpretasi data DGA periode 10 Januari – 2 Juni 2017:

1. Individual Gas dan TDCG : *Normal*
2. *Key Gas* : Normal, tetapi ada tanda “pemanasan lebih pada selulosa dan *partial discharge*”.
3. Rasio *Doernenburg* : *Normal*
4. Rasio *Roger* : *Thermal Fault* $< 700^{\circ}\text{C}$
5. Duval *Triangle* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$
6. Duval *Pentagon* : *Thermal fault* $\leq 300^{\circ}\text{C}$

3.5. Perbandingan Interpretasi Data dan Pengambilan Kesimpulan

Tabel 5. Perbandingan metode interpretasi data

Metode	Hasil Indikasi Gangguan
TDCG	Tidak ada indikasi gangguan pada minyak trafo dengan nilai TDCG < 700 ppm, dan kondisi minyak dalam keadaan “ Normal ”.
<i>Key Gas</i>	Tidak ada indikasi gangguan pada minyak trafo karena kadar CO $< 92\%$, namun ada tanda “ Pemanasan Lebih pada Selulosa ”.
Rasio <i>Doernenburg</i>	Tidak ada indikasi gangguan pada minyak trafo dengan nilai konsentrasi gas tertinggi C ₂ H ₄ (128 ppm) $<$ batas C ₂ H ₄ (240 ppm), dan kondisi minyak dalam keadaan “ Normal ”.
Rasio <i>Roger</i>	Terdapat indikasi gangguan pada minyak trafo yaitu “ Thermal Fault ” dengan suhu berkisar antara $<700^{\circ}\text{C}$.
Duval <i>Triangle</i>	Terdapat indikasi gangguan pada zona T1 dan T2 yaitu “ Thermal Fault $\leq 300^{\circ}\text{C}$ ” dengan penurunan suhu yang bertahap di tiap pengambilan sampel minyak dengan suhu berkisar 700°C menuju $\leq 300^{\circ}\text{C}$.
Duval <i>Pentagon</i>	Terdapat indikasi gangguan berupa “ Thermal Fault $< 300^{\circ}\text{C}$ ”. Indikasi tambahan berupa “ Stray of Gassing dari Minyak Mineral ”.

Berdasarkan hasil analisis interpretasi data tabel 5, didapatkan indikasi utama pada minyak trafo GT 2.3 BAT 10 adalah berupa “**Thermal Fault** $\leq 300^{\circ}\text{C}$ ”. Gangguan ini dapat disebabkan karena adanya *overheating* pada minyak isolasi yang berasal dari kertas isolasi selulosa yang tidak mampu menahan beban termal pada inti trafo ataupun hubung singkat pada laminasi inti.

3.6. Laju Degradasi

Analisis laju degradasi berfungsi untuk memperkirakan tenggang waktu yang dimiliki oleh setiap gas untuk mencapai kondisi paling jenuh. Analisis masing-masing kandungan gas terlarut yang mudah terbakar berdasarkan metode berikut:

3.6.1. Total Dissolved Combustible Gas (TDCG)

Mengacu kepada standar masing-masing gas, berdasarkan standar IEEE C57.104-2008 dengan menggunakan metode pendekatan eksponensial, sebagai contoh untuk menentukan laju degradasi gas CO untuk kondisi 4, diketahui bahwa standar untuk gas CO kondisi 4 memiliki jumlah minimum 1401, maka dengan pengolahan data 29 Mei 2013 hingga 2 Juni 2017 melalui SPSS v.20 didapat hasil sebagai berikut:

$$y = a \cdot b^x$$

$$y = 43.417 e^{0.001x}$$

Maka dapat diperkirakan jangka waktu gas CO untuk mencapai tingkat kejenuhan yang paling maksimal untuk nilai $y = 1401$ (kondisi IV) sebagai berikut:

$$y = 43.417 e^{0.001x}$$

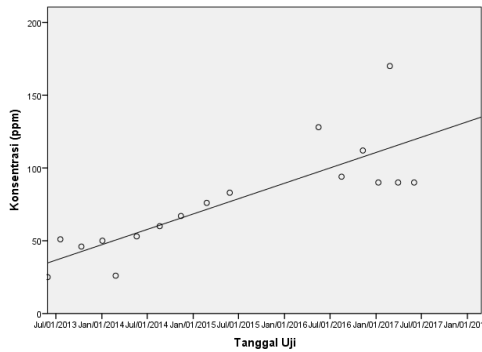
$$1401 = 43.417 e^{0.001x}$$

$$\frac{1401}{43.417} = e^{0.001x}$$

$$3.474090477 = 0.001x$$

$$x = 3474.090477 \text{ (04/12/2022)}$$

Dari perhitungan didapat bahwa waktu relatif gas CO untuk mencapai tingkat jenuhnya paling maksimal adalah pada 4 Desember 2022 dengan grafik laju degradasi gas CO sebagai berikut:



Gambar 10. Grafik laju degradasi gas CO

Dengan cara yang sama, maka hasil dari perhitungan didapat pada tabel 6 sebagai berikut:

Tabel 6. Perbandingan Sisa Waktu Laju Degradasi

Parameter	Tahun Degradasi					
	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	H ₂
Kondisi 1	0	0	0	0	0	0
Kondisi 2	19 Februari 2019	18 Juni 2018	2 Desember 2013	18 Agustus 2019	1 April 2258	20 Juli 2019
Kondisi 3	19 Juni 2020	30 September 2021	7 Februari 2015	2 Juli 2021	5 Maret 2277	11 November 2024
Kondisi 4	4 Desember 2022	2 April 2024	29 Maret 2016	29 Mei 2023	25 April 2302	11 Juni 2027

Dari tabel 6 dapat disimpulkan bahwa gas yang dalam waktu dekat mencapai kondisi terjenuhnya yaitu gas C₂H₆, menurut standar IEEE C57.104-2008. dalam kisaran ini menunjukkan dekomposisi yang berlebihan gas C₂H₆ pada selulosa isolasi dan/atau minyak transformator sudah meluas. Operasi Lanjutan dapat mengakibatkan kegagalan transformator.

Tabel 7. Jumlah Konsentrasi masing-masing gas pada analisis TDCG

Gas	Jumlah Konsentrasi Gas pada TDCG Kondisi ke-		
	2 (ppm)	3 (ppm)	4 (ppm)
CO	230.7491246'	614.7975985'''	1482.06778''''
CH ₄	101.5748962'	270.6315891''	652.4006591'''
C ₂ H ₆	291.7302024''''	777.2728419''''	1873.740298 ''''
C ₂ H ₄	27.96073299'	74.49732053''	179.5876867'''
C ₂ H ₂	0.430791023'	0.452606454'	0.47313406'
H ₂	56.48440964'	151.8267004''	366.0025045'''

Keterangan:

- * = Kondisi 1 gas pada masing-masing standar sesuai dengan tabel 2.2
- ** = Kondisi 2 gas pada masing-masing standar sesuai dengan tabel 2.2
- *** = Kondisi 3 gas pada masing-masing standar sesuai dengan tabel 2.2
- **** = Kondisi 4 gas pada masing-masing standar sesuai dengan tabel 2.2

Dari tabel 7 dapat diambil kesimpulan bahwa gas yang memiliki jumlah konsentrasi gas tertinggi sejak TDCG pada kondisi ke 2 hingga ke 4 yaitu gas C₂H₆, ini menandakan besarnya gangguan termal pada transformator GT 2.3 sudah ada sejak lama yaitu sejak 2 Desember 2013 menurut pendekatan eksponensial (Ketika TDCG memasuki Kondisi 2), karena menurut standar DGA yaitu IEEE C57.104, mengatakan bahwa besarnya C₂H₆ pada kondisi terjenuhnya berada pada jumlah >150 ppm.

3.6.2. Key Gas

Mengacu kepada standar masing-masing gas, berdasarkan standar IEEE C57.104-2008 dengan menggunakan metode pendekatan eksponensial, sebagai contoh untuk menentukan laju degradasi peristiwa arching pada transformator GT 2.3 BAT 10. Sesuai dengan standar indikasi arching diketahui ketika gas H₂ mencapai 60% dan C₂H₂ mencapai 30%, maka dengan pengolahan data 29 Mei 2013 hingga 2 Juni 2017 melalui SPSS v.20 didapat hasil sebagai berikut:

$$y = a \cdot b^x$$

$$y_{H_2} = 2.985 e^{0.001x}$$

$$y_{C_2H_2} = 1.115 e^{0.001x}$$

Berdasarkan standar IEEE C57.104-2008, untuk indikasi arching pada uji DGA, kandungan H₂ relatif sebesar 60% dan C₂H₂ relatif sebesar 30%, dengan persamaan eksponensial yang telah didapat, maka kita dapat memperkirakan waktu kemunculan busur api ketika keadaan dianggap konstan.

- Mencari waktu laju degradasi H₂, mencapai 60%

$$y_{H_2} = 2.985 e^{0.001x}$$

$$60 = 2.985 e^{0.001x}$$

$$\frac{60}{2.985} = e^{0.001x}$$

$$3.000744815 = 0.001x$$

$$x = 3000.744815 \text{ (17/08/2021)}$$

- Mencari waktu laju degradasi C₂H₂, mencapai 30%

$$y_{C_2H_2} = 1.115 e^{0.001x}$$

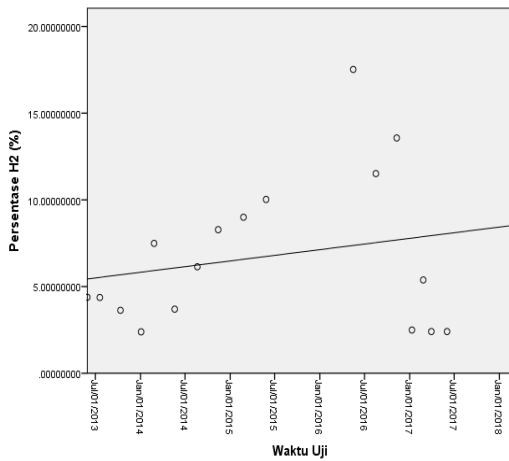
$$30 = 1.115 e^{0.001x}$$

$$\frac{30}{1.115} = e^{0.001x}$$

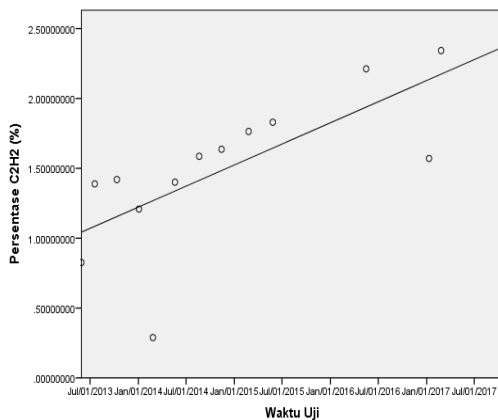
$$3.292342977 = 0.001x$$

$$x = 3292.342977 \text{ (05/07/2022)}$$

Dari hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan bahwa konsentrasi H₂ untuk mencapai 60% akan terjadi pada 17 Agustus 2021, dan C₂H₂ untuk mencapai 30% berkisar pada 5 Juli 2022, hasil perkiraan menunjukkan bahwa gas H₂ akan memenuhi parameternya terlebih dahulu yaitu mencapai 60% dan selanjutnya C₂H₂ yang akan memenuhi parameternya yang mencapai 30% dengan grafik laju degradasi gas H₂ dan C₂H₂ sebagai berikut sebagai berikut:



(a)



(b)

Gambar 11. (a)Grafik laju degradasi gas H₂
(b)Grafik laju degradasi gas C₂H₂

Perhitungan yang sama dilakukan hingga didapat hasil pada tabel 8, sebagai berikut:

Tabel 8. Hasil Prakiraan Kombinasi Combustible Gas

Jenis Masalah	Tahun Jenuh Gas-1	Tahun Jenuh Gas-2
Arching	H ₂ : 17 Agustus 2021	C ₂ H ₂ : 5 Juli 2022
Peluahan Parsial	H ₂ : 1 Agustus 2022	CH ₄ : 26 Februari 2015
Pemanasan pada Minyak	C ₂ H ₄ : -	C ₂ H ₆ : -
Pemanasan pada Selulosa	CO : 1 Mei 2016	-

Dari tabel 8 hasil prakiraan yang telah dilakukan maka dapat diambil kesimpulan bahwa indikasi peluahan parsial sudah terjadi sejak 26 Februari 2015 yaitu dengan ditandai dengan adanya kenaikan CH₄ mencapai 13% dan ditambah kenaikan gas H₂ hingga mencapai 85% dari hasil perhitungan pra-kiraan, perlunya penanganan yang cepat dan tepat dalam identifikasi peluahan parsial pada belitan transformator untuk mencegah kerugian yang lebih besar dikemudian hari.

Kondisi kertas selulosa pada transformator memiliki kondisi yang kurang baik, dan menurut prakiraan telah terjadi pemanasan pada kertas selulosa pada tahun 1 Mei 2016, dari hasil perkiraan terdapat indikasi adanya aktivitas peluahan parsial pada belitan transformator. Kondisi Minyak masih sangat baik, dari hasil perhitungan tidak dapat dibuat persamaan eksponensialnya karena memiliki tren yang menurun dari tahun 2013 hingga tahun 2017, ini menandakan bahwa sistem pemurnian (*purifying*) dari minyak transformator masih berfungsi dengan baik.

4. Kesimpulan

Pada makalah ini, dilakukan pengukuran *partial discharge* dengan menggunakan TMS-8141 dan uji DGA menggunakan GE Kelman Transport X terhadap kandungan gas yang terdapat pada minyak trafo GT 2.3 BAT 10. Hasil identifikasi keduanya didapatkan adanya indikasi peluahan parsial pada transformator GT 2.3 BAT 10 sehingga menyebabkan kondisi transformator tersebut menjadi kurang baik. Metode deteksi Emisi Akustik didapatkan adanya indikasi *arching* dari hasil pengukuran. Uji DGA mendapatkan dari keenam metode interpretasi data yaitu indikasi gangguan berupa "*Thermal Fault ≤ 300°C*" yang disebabkan adanya *overheating* akibat pemanasan pada belitan atau inti trafo. Hal ini serupa dengan hasil pendekatan eksponensial metode TDCG bahwa gangguan termal sudah terjadi sejak tahun 2013. Metode pendekatan eksponensial *Key Gas* juga mendeteksi hal serupa bahwa gangguan termal sudah terjadi sejak tahun 2013, yang selanjutnya ditahun 2015 muncul adanya *partial discharge*.

Dari seluruh pengujian yang ada didapatkan bahwa kondisi minyak sudah kurang baik dan dari hasil peguraian gas mudah terbakarnya menunjukkan bahwa umur minyak transformator kurang lebih 3 tahun lagi sejak tahun 2017. Selain itu perlu adanya penggantian kertas isolasi selulosa yang lebih baik sehingga mampu menahan termal yang diakibatkan oleh suhu belitan yang tinggi.

Referensi

- [1] *Buku Pedoman Pemeliharaan Transformator Tenaga*, No. PDM/PGI/01, Jakarta Selatan, Indonesia: Dokumen PT PLN (Persero). 2014.
- [2] A. Chumaidy, "Analisis kegagalan minyak isolasi pada transformator daya berbasis kandungan gas terlarut", Skripsi, Jurusan Teknik Elektro, FTI-ISTN, Jakarta.
- [3] G. I. M. Setiawan, I. Garniwa, "Analisis kondisi minyak transformator berdasarkan uji parameter", Skripsi, Jurusan Teknik Elektro, Universitas Indonesia, Jakarta, 2013.
- [4] M. A. Taghikhani, "Power Transformer Insulation Lifetime Estimation Methods," Department of Electrical and Computer Engineering, Islamic Azad University, Saveh, Iran, 2011.
- [5] Linatas, Binda. "Aplikasi Metode Arrhenius dalam Pendugaan Umur Simpan Lada Hijau Kering", Fakultas Teknologi Pertanian, Institut Pertanian Bogor, Bogor, 2010.
- [6] N. A. Bakar and S. Islam, "A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques," vol. 30, no. 3, pp. 39–49, 2014.
- [7] *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104-2008, 2008.
- [8] R. R. Rogers, "Concepts used in the development of the IEEE and IEC codes for the interpretation of incipient faults in power transformers by dissolved gas in oil analysis," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Technical Report, Central Electricity Generating Board, Transmission Development and Construction Division, Guilford, vol. EI-13, no. 5, pp. 349-354, 1978.
- [9] M. Duval, "The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 24, no. 6, 2008.
- [10] M. Duval, "The duval pentagon-A new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 30, no. 6, 2014.