

ANALISIS PENGARUH PEMBEBANAN DAN USIA PAKAI TERHADAP KARAKTERISTIK DAN ESTIMASI LIFETIME MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR

Ilham Muttaqin, Hermawan, and Abdul Syakur

Jurusan Teknik Elektro, Universitas Diponegoro Semarang
Jl. Prof. Sudharto, SH, kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

E-mail : ilham.muttaqin@outlook.co.id

Abstrak

Isolasi yang dipakai pada transformator adalah isolasi cair dan padat. Pada saat minyak isolasi transformator dipakai, terjadi penuaan dan kerusakan yang disebabkan oleh beberapa hal antara lain reaksi kimia berupa reaksi oksidasi, ketidakmurnian, air, gas yang terlarut, asam, katalis dan pemanasan pada minyak sehingga kondisi minyak isolasi harus dicek secara teratur dan perlu dilakukan perawatan ketika dibutuhkan, untuk menghindari kegagalan tiba tiba dari sebuah transformator. Penelitian ini membahas tentang pengaruh usia pakai dan pembebanan terhadap karakteristik dielektrik, fisik, dan kimia minyak transformator. Penelitian ini juga memprediksi sisa usia pakai minyak dengan mengacu pada setiap karakteristiknya. Penelitian ini dilakukan dengan melakukan analisis trend data historis data pengujian minyak isolasi meliputi data kualitas, data tan delta, data DGA, dan data pembebanan 2 minyak isolasi transformator dengan usia dan tingkat pembebanan yang berbeda. Hasil penelitian menunjukkan bahwa peningkatan usia pakai dan pembebanan transformator akan menyebabkan penurunan kualitas dielektrik (tegangan tembus, tan delta), fisika (warna), serta kimia (asam) dari transformator. Selain itu kandungan gas terlarut juga ikut meningkat. Hasil penelitian juga menunjukkan minyak isolasi dengan usia lebih tua cenderung mengalami pemburukan yang lebih serius dan minyak dengan tingkat pembebanan yang lebih tinggi menunjukkan usia yang relatif lebih singkat.

Kata kunci : minyak transformator, penuaan, pembebanan, DGA, karakteristik dielektrik, karakteristik fisika, dan karakteristik kimia

Abstract

Power transformer is the most expensive equipment in electrical network; and insulations play important role on the transformers, because the lifetime of transformers and its equipment depend on its insulation quality. Generally, a transformer using liquid and solid dielectric. during service life of transformer, deterioration of oil occurs caused by many condition such as chemical reaction (oxidation), impurities, water content, dissolved gas, acidities, catalyst, and varying temperature which all may reduce the quality of the oil. Then oil condition has to be checked regularly and treated when necessary, to avoid sudden failure of transformer. This research analyzed about impacts of transformer loading and oil operating time to the dielectric, physical, and chemical properties of transformer oil. Research were conducted by using analysis of historical data trend of transformer's oil insulation which has different in loading and time operation. The research results showed that oil operating time and transformer loading greatly affected the qualities of dielectric (such as electrical breakdown strength, dissipation factor) physical (color) and chemical (such as neutralization number, water content and oil structure) properties of transformer oil. Another result showed that the concentration of combustible gasses increased as well as the increased of transformer oil operating time and loading.

Keyword : transformer oil, ageing, loading, dissolved gas analysis, dielectric properties, chemical properties, physical properties

1. Pendahuluan

Transformator tenaga, menurut IEC, adalah peralatan statis dengan dua atau lebih kumparan, yang melalui proses induksi, merubah tegangan dan arus ke sistem lain, biasanya dengan nilai yang berbeda, pada frekuensi yang

sama untuk keperluan transmisi tenaga listrik. Pada terminal yang terjadi perubahan rating tegangan, misalnya pada keluaran pembangkit dan pada gardu induk dan saluran distribusi, transformator digunakan[1]. Tenaga listrik, dapat mengalir dalam dua arah yang berbeda, dari terminal tegangan rendah ke terminal tegangan tinggi dan

sebaliknya. Pada saluran transmisi, level tegangan tinggi dipilih untuk meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik. Konsekuensi dipilihnya level tegangan tinggi adalah diperlukan sebuah sistem isolasi yang handal pada transformator yang digunakan untuk mengisolasi antara bagian yang bertegangan dengan bagian yang tidak bertegangan maupun memisahkan antara fasa satu dengan fasa lain untuk mencegah terjadinya loncatan api (*flash over*) yang dapat menyebabkan kerusakan transformator[2].

Sistem isolasi transformator, yang terdiri dari isolasi cair (minyak) dan padat (kertas), merupakan bagian yang penting dan vital dalam sebuah transformator. Bagian ini memegang peranan penting untuk menjaga kestabilan penyaluran tenaga listrik ke konsumen[3]. Selama operasi penyaluran tenaga listrik transformator dapat dikatakan sebagai jantung dari transmisi dan distribusi[1]. Dalam kondisi ini suatu transformator diharapkan dapat beroperasi secara kontinu (terus menerus beroperasi tanpa berhenti). Bagian isolasi ini juga dapat digunakan untuk standar usia efektif sebuah transformator[4]. Di sisi lain, bagian isolasi ini merupakan bagian yang paling mahal dalam sebuah transformator dan suatu peralatan akan semakin berarti dan semakin mahal bergantung pada jenis isolasinya. Oleh karena itu, bagian ini membutuhkan perawatan dan perlakuan khusus baik pada kondisi isolasi minyak dan kertas maupun parameter – parameter penyebab kerusakan sistem isolasi transformator[3].

Selama beroperasi, sistem isolasi minyak mendapatkan tekanan termal, listrik, lingkungan, dan mekanis[2]. Di antara stress tersebut, stress thermal merupakan faktor stress yang paling utama. Umumnya, transformator beroperasi pada suhu 60 - 100 °C. Pada rentang temperatur ini, sistem isolasi transformator mengalami penuaan dan secara berangsur-angsur terjadi penurunan karakteristik-karakteristik minyak (fisika, kimia, dan dielektrik). Karena pengaruh stress termal ini, minyak isolasi transformator, yang tersusun dari gugus rantai hidrokarbon, terurai dan pecah menjadi gas-gas yang mudah terbakar (*combustible gases*) dan isolasi mengalami dekomposisi dan penurunan karakteristik dielektrik, fisik, dan kimia[5]. Di dalam minyak isolasi, terjadi reaksi oksidasi antara minyak dan oksigen dan menghasilkan produk-produk penuaan seperti sludge, endapan, dan gas-gas terlarut. Reaksi oksidasi ini juga dipengaruhi beberapa katalisator yang mempercepat reaksi pemburukan. Adapun katalisator yang menyebabkan proses dekomposisi menjadi semakin cepat adalah air, oksigen, dan temperatur.^[1] Air dan oksigen dapat dikontrol dan dikendalikan dengan menggunakan sistem oil preservation akan tetapi panas tidak dapat dikendalikan dan berdasarkan standar internasional (IEEE dan NEMA), temperatur isolasi transformator bergantung kepada persentase pembebanan transformator. Semakin tinggi pembebanan transformator, maka temperatur kerja minyak isolasi semakin tinggi[6].

Penelitian ini merupakan kelanjutan dari penelitian yang dilakukan oleh Irwan Iryanto dengan penambahan parameter kadar asam, dan penambahan analisis gas terlarut (*Dissolved Gas Analysis/DGA*). Dengan diketahuinya parameter penyebab degradasi dan kerusakan minyak, dapat digunakan untuk mendeteksi dan memperkirakan kondisi dan sisa usia pakai efektif transformator yang sedang beroperasi^[2]. Pada penelitian ini, transformator yang digunakan untuk objek penelitian ini adalah dua transformator dengan rating tegangan, pembebanan, dan usia pakai yang berbeda, yaitu transformator IBT 2 GITET Ungaran yang memiliki rating tegangan operasi 500 kV, pembebanan rata-rata 90 % dan telah digunakan selama kurang lebih 21 tahun dengan trafo Sronol 2 dengan rating tegangan 150 kV, pembebanan 60% dan telah digunakan selama 26 tahun.

2. Metode

Hubungan antara usia harapan suatu isolasi terhadap kenaikan temperatur dapat dituliskan dengan persamaan Montsinger berikut[8]:

$$U = M \cdot e^{-p \cdot \Delta T} \quad (1)$$

dimana

U = usia harapan suatu isolasi

M = suatu konstanta material isolasi

p = suatu konstanta temperatur

ΔT = kenaikan temperatur (°C)

Dari persamaan (1) di atas dapat dituliskan dalam bentuk lain persamaan hubungan antara karakteristik suatu material isolasi terhadap pengaruh usia pakai dan kenaikan temperatur sebagai berikut:

$$M = U \cdot e^{p \cdot \Delta T} \quad (2)$$

Karena yang menjadi fokus pembahasan pada skripsi ini adalah pengaruh usia pakai dan pembebanan terhadap penurunan kualitas isolasi, maka konstanta p yang merupakan konstanta temperatur dapat dipisahkan menjadi

$$\Leftrightarrow M = U \cdot e^p \cdot e^{\Delta T}$$

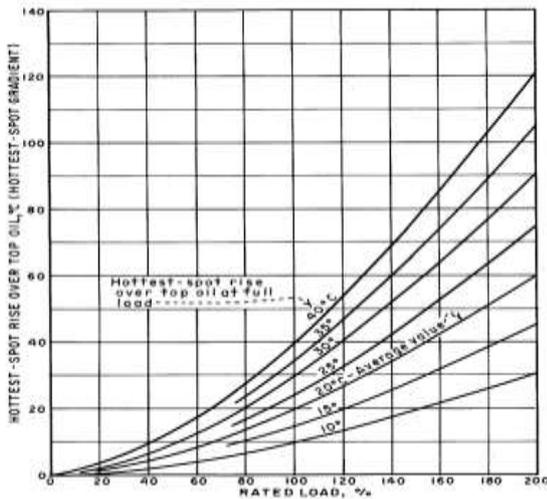
$$\Leftrightarrow M = e^p \cdot U \cdot e^{\Delta T}$$

e^p di sini dianggap suatu konstanta sehingga didapat suatu persamaan kesebandingan sebagai berikut :

$$M \approx U \cdot e^{\Delta T} \quad (3)$$

Dari persamaan di atas terlihat bahwa penurunan kualitas suatu karakteristik material isolasi sebanding dengan perkalian antara usia pakai dan eksponensial dari kenaikan temperaturnya.

Temperatur, di antaranya disebabkan oleh pembebanan transformator. Selanjutnya penulis akan menggunakan kurva dari standar yang ada untuk memodelkan persamaan matematis hubungan pembebanan terhadap temperatur. Berikut ini adalah kurva hubungan antara kenaikan temperatur dengan persentase tingkat pembebanan suatu transformator berdasarkan standar ANSI Appendix: C-57.92-1962



Gambar 1. Grafik hubungan antara kenaikan suhu minyak trafo dengan persentase pembebanan berdasarkan standar ANSI Appendix: C-57.92-1962[6]

Dari grafik pada gambar 1 di atas terlihat bahwa kenaikan temperatur sebanding dengan kenaikan persentase pembebanannya. Dari grafik pada gambar 1 di atas dapat digambarkan bahwa hubungan antara kenaikan temperatur dan persentase pembebanan berbanding non linear. Dan dapat dituliskan dengan suatu persamaan:

$$\Delta T = c \cdot B^d \quad (4)$$

Dimana:

ΔT = kenaikan suhu (°C)

B = persentase pembebanan (%)

c dan d = suatu konstanta pembentuk grafik

Untuk mencari konstanta c dan d dapat kita cari dengan membaca grafik di atas. Misalnya untuk *hottest spot rise* 10°C, dapat diambil 2 titik dari grafik di atas yaitu pada saat beban 100% atau dapat dikatakan “1 didapat kenaikan temperatur 10°C”, lalu pada saat beban 200% atau dapat dikatakan “2 didapat kenaikan temperatur 30°C”. Kemudian dapat dimasukkan titik-titik tersebut (1,10) dan (2,30) kedalam persamaan.

Untuk titik (1,10) diperoleh:

$$\Leftrightarrow \Delta T = c \cdot B^d$$

$$\Leftrightarrow 10 = c \cdot 1^d$$

$$\Leftrightarrow c = 10$$

Untuk titik (2,30) dan kita masukkan persamaan di atas diperoleh:

$$\Leftrightarrow \Delta T = c \cdot B^d$$

$$\Leftrightarrow 30 = 10 \cdot 2^d$$

$$\Leftrightarrow d = \log(30/10) / \log 2$$

$$\Leftrightarrow d = 1,584962501$$

Jadi untuk *hottest spot rise* 10°C didapat persamaan:

$$\Delta T = 10 \cdot B^{1,584962501}$$

Jadi dari kurva hubungan antara kenaikan temperatur dengan persentase tingkat pembebanan suatu transformator berdasarkan standar ANSI Appendix: C-57.92-1962 didapatkan bahwa hubungan antara kenaikan temperatur dan persentase pembebanan adalah:

$$\Delta T = c \cdot B^{1,584962501} \quad (5)$$

Dimana:

ΔT = kenaikan suhu (°C)

B = persentase pembebanan (%)

c = suatu konstanta yang bergantung pada *hottest spot rise*

Hubungan antara persentase tingkat pembebanan dengan kenaikan temperatur yang berdasarkan kurva dari kurva standar ANSI Appendix: C-57.92-1962 [6] ditunjukkan oleh persamaan (5). Persamaan matematis tersebut menunjukkan bahwa kenaikan temperatur transformator sebanding dengan persentase pembebanannya yang dipangkatkan dengan suatu konstanta yaitu 1,584962501. Berikut ini adalah persamaan kesebandingan hubungan antara kenaikan temperatur dengan persentase pembebanan yang dirumuskan dari kurva karakteristik berdasarkan standar-standar tersebut:

$$\Delta T \approx B^{1,584962501} \quad (6)$$

Dimana:

ΔT = kenaikan suhu (°C)

B = persentase pembebanan (%)

Karena dari persamaan penurunan suatu karakteristik minyak isolasi transformator sebanding dengan usia pakai yang dikalikan dengan eksponensial kenaikan temperaturnya, dan dari uraian sebelumnya didapatkan bahwa kenaikan temperatur sebanding dengan persentase tingkat bebannya yang dipangkatkan suatu konstanta ($\Delta T \approx B^{1,584962501}$). Maka dari sini dapat dikatakan penuaan minyak transformator dipengaruhi oleh usia pakai dan pembebanan transformator tersebut. Karena kedua hal tersebut saling mempengaruhi penurunan suatu karakteristik isolasi minyak. Rumusan persamaan kesebandingan hubungan antara penurunan suatu karakteristik minyak isolasi transformator terhadap usia pakai dan pembebanannya adalah sebagai berikut :

$$M = U \cdot \exp(B^{1,584962501}) \quad (7)$$

Berdasarkan persamaan matematis di atas, menunjukkan bahwa penurunan karakteristik minyak isolasi transformator merupakan perkalian antara usia dan eksponensial pembebanan.

3. Hasil dan Analisis

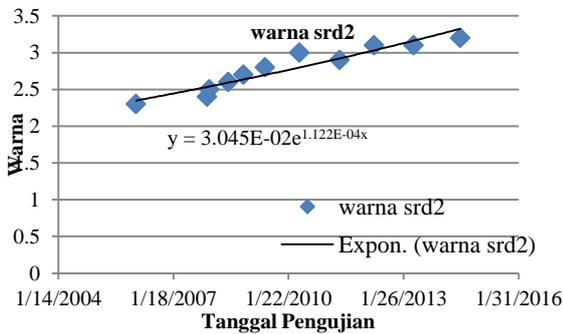
Berikut ini adalah hasil perhitungan matematis sisa usia efektif dan analisis pengaruh pembebanan untuk masing masing karakteristik minyak isolasi.

3.1. Warna

Pengujian warna mengacu pada standar ASTM D1524 dan standar PLN. Nilai maksimum yang diizinkan untuk minyak masih bisa digunakan berdasarkan warna adalah 7[10].

3.1.1. Warna Trafo 2 Srdol

Berdasarkan data uji warna minyak trafo 2 Srdol dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 2. Grafik Uji warna minyak Trafo 2 Srdol

Berdasarkan gambar 2 di atas, warna minyak cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan

$$y = 3,045E - 02e^{1,122E-04x} \quad (8)$$

Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nlai mnyak y =7 (minyak kelas 7) adalah sebagai berikut

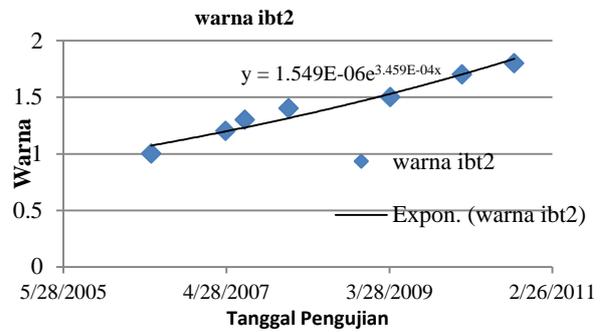
$$\begin{aligned} y &= 3,045E - 02e^{1,122E-04x} \\ 7 &= 3,045E - 02e^{1,122E-04x} \\ 229,8850575 &= e^{1,122E-04x} \\ \ln(229,8850575) &= 1,122E - 04x \\ 5,437579434 &= 1,122E - 04x \\ x &= 48463 \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi warna minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):
= 6/9/2032-1/6/2015

$$\begin{aligned} &= 17 \text{ tahun } 3 \text{ bulan } 5 \text{ hari} \\ &= 17,4 \text{ tahun} \end{aligned}$$

3.1.2. Warna IBT 2

Berdasarkan data uji minyak warna trafo IBT 2 dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 3. Grafik Uji warna minyak Trafo IBT 2

Berdasarkan gambar 3 di atas, warna minyak cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan

$$y = 1,549E-06e^{3,459E-04x} \quad (9)$$

Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nlai mnyak y =7 (minyak kelas 7) adalah sebagai berikut

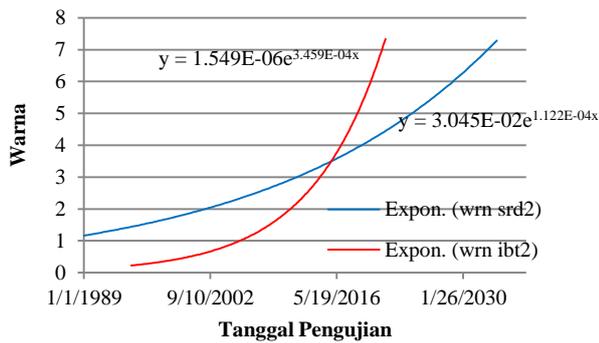
$$\begin{aligned} y &= 1.549E-06e^{3,459E-04x} \\ 7 &= 1.549E-06e^{3,459E-04x} \\ 4519044.545 &= e^{3,459E-04x} \\ \ln(4519044.545) &= 3.459E-04x \\ 15.32381115 &= 3.459E-04x \\ x &= 44,301 \text{ (4/15/2021)} \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi warna minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):

$$\begin{aligned} &= 15/4/2021-1/6/2015 \\ &= 6 \text{ tahun } 10 \text{ bulan } 14 \text{ hari} \\ &= 6.9 \text{ tahun} \end{aligned}$$

3.1.3. Perbandingan Warna Srdol 2 dan IBT 2

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi warna minyak seperti terlihat pada gambar 4 berikut :



Gambar 4. Grafik Perbandingan Historical Trend Uji Warna Minyak Trafo 2 GI Sronol dan IBT 2 Ungaran

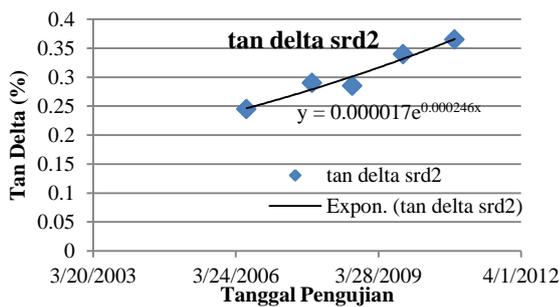
Hasil perhitungan menunjukkan Trafo 2 dengan tingkat pembebanan 62,8% memiliki umur yang lebih panjang dibanding IBT2 dengan tingkat pembebanan 94,4%. Dari hasil analisis warna minyak isolasi ini dapat disimpulkan bahwa tingkat pembebanan yang lebih tinggi mengakibatkan laju degradasi minyak isolasi semakin cepat.

3.2. Tan Delta

Pengujian tan delta mengacu pada standar IEC 60247 sedangkan untuk intrepetasi merujuk pada standar ANSI C57.12.90 dengan nilai tangen delta maksimum yang diizinkan adalah 1 % [10].

3.2.1. Tan Delta Sronol 2

Berdasarkan data uji tan delta minyak trafo 2 Sronol dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 5. Grafik Uji Tan delta minyak Trafo 2 Sronol

Berdasarkan gambar 5 di atas, tan delta cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan

$$y = 0,000017e^{0,000246x} \quad (10)$$

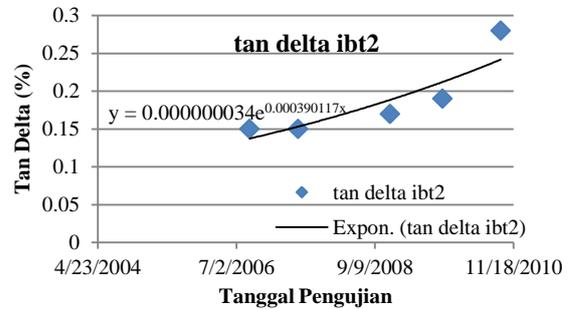
Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nilai minyak $y = 1$ (klasifikasi D) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned} y &= 0,000017e^{0,000246x} \\ 1 &= 0,000017e^{0,000246x} \\ 58823,52941 &= e^{0,000246x} \\ \ln(58823,52941) &= 0,000246x \\ 10,98229721 &= 0,000246x \\ x &= 44,643 \text{ (3/23/2022)} \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi tan delta minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):
 = 15/4/2022-1/6/2015
 = 6 tahun 10 bulan 14 hari
 = 6,9 tahun

3.2.2. Tan Delta IBT 2

Berdasarkan data uji tan delta minyak trafo IBT 2 dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 6. Grafik Uji Tan delta minyak Trafo IBT 2

Berdasarkan gambar 6 di atas, tan delta cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan

$$y = 0,000000034e^{0,000390117x} \quad (11)$$

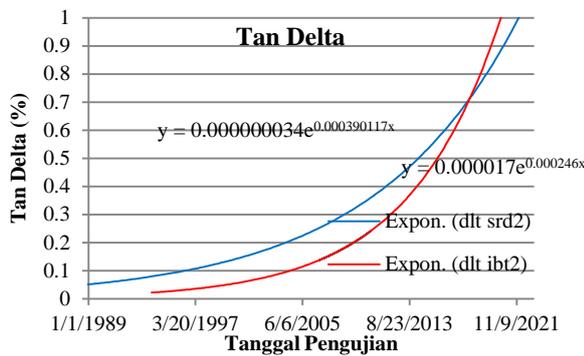
Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nilai minyak $y = 1$ (klasifikasi D) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned} y &= 0,000000034e^{0,000390117x} \\ 1 &= 0,000000034e^{0,000390117x} \\ 29411764,71 &= e^{0,000390117x} \\ \ln(29411764,71) &= 0,000390117x \\ 17,19690531 &= 0,000390117x \\ x &= 44,081 \text{ (9/7/2020)} \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi warna minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):
 = 7/9/2020-1/6/2015
 = 5 tahun 3 bulan 6 hari
 = 5,4 tahun

3.2.3. Perbandingan Tan Delta Trafo Sronol 2 dan IBT2

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi tan delta minyak seperti terlihat pada gambar 7 berikut :



Gambar 7. Grafik Perbandingan *Historical Trend Uji Tan Delta Minyak Trafo 2 GI Srdol dan IBT 2 Ungaran*

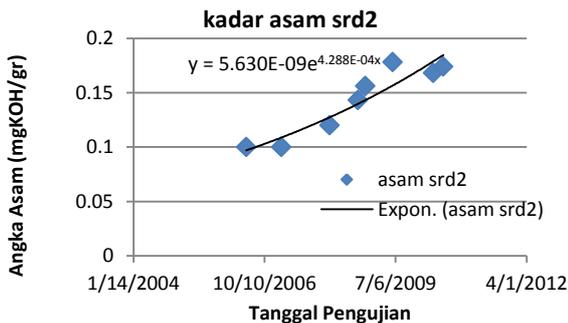
Sebagaimana analisis warna, hasil analisis uji tan δ menunjukkan IBT2 dengan tingkat pembebanan lebih tinggi (94,4%) memiliki umur yang lebih pendek dan laju degradasi minyak lebih cepat dibanding Trafo 2 (62,8%).

3.3. Kadar Asam

Pengujian kadar mengacu pada standar ASTM D974 dan standar PLN. Nilai maksimum yang diizinkan untuk minyak masih bisa digunakan berdasarkan kadar asam adalah 1,5 mgKOH/gr[1],[10].

3.3.1. Kadar Asam Trafo Srdol 2

Berdasarkan data uji kadar asam minyak trafo 2 Srdol dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 8. Grafik Uji kadar asam minyak Trafo 2 Srdol

Berdasarkan gambar 11 di atas, kadar asam cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan $y = 5,630E-09e^{4,288E-04x}$ (14)

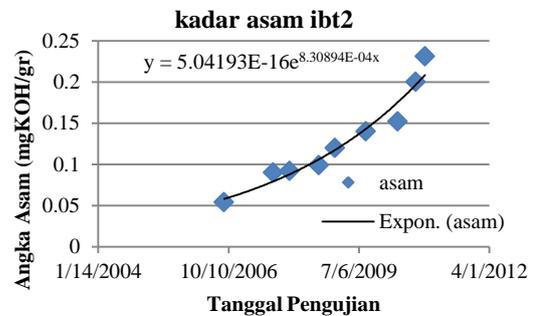
Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nilai minyak $y = 1,5$ (mnyak kelas 7) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 y &= 5,630E-09e^{4,288E-04x} \\
 1,5 &= 5,630E-09e^{4,288E-04x} \\
 266429840,1 &= e^{4,288E-04x} \\
 \ln(266429840,1) &= 4,288E-04 x \\
 19,4006215 &= 4,288E-04 x \\
 x &= 45,244 \text{ (11/14/2023)}
 \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi kadar asam minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):
 = 14/11/2023-1/6/2015
 = 8 tahun 5 bulan 13 hari
 = 8.4 tahun

3.3.2. Kadar Asam Trafo IBT2

Berdasarkan data uji kadar asam minyak trafo IBT 2 dapat disajikan dalam bentuk grafik berikut :



Gambar 9. Grafik Uji kadar asam minyak Trafo IBT2

Berdasarkan gambar 12 di atas, kadar asam cenderung mengalami kenaikan seiring bertambahnya usia dengan persamaan laju pemburukan $y = 5,04193E-16e^{8,30894E-04x}$ (15)

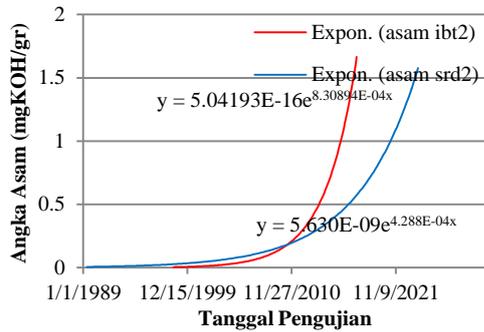
Maka perkiraan jangka waktu kelayakan minyak (sisa lifetime) untuk nilai minyak $y = 1,5$ (mnyak kelas 7) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 y &= 5,04193E-16e^{8,30894E-04x} \\
 1,5 &= 5,04193E-16e^{8,30894E-04x} \\
 2,97505E+15 &= e^{8,30894E-04x} \\
 \ln(2,97505E+15) &= 8,30894E-04 x \\
 35,62903765 &= 8,30894E-04 x \\
 x &= 42,880 \text{ (5/25/2017)}
 \end{aligned}$$

Sisa usia minyak berdasarkan laju exponential degradasi kadar asam minyak Trafo 2 (01 Juni 2015):
 = 25/5/2017-1/6/2015
 = 1 tahun 11 bulan 24 hari
 = 1,10 tahun

3.3.3. Perbandingan Kadar Asam Trafo Srdol 2 dan IBT 2

Berdasarkan analisis kedua trafo di atas dapat dibandingkan laju degradasi kadar asam minyak seperti terlihat pada gambar 15 berikut :



Gambar 10. Grafik Perbandingan *Historical Trend* Uji tegangan tembus Minyak Trafo 2 GI Sronдол dan IBT 2 Ungaran

Sebagaimana analisis warna, hasil analisis uji kadar asam 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%).

3.6. Komparasi Trafo 2 GI Sronдол dan Trafo IBT 2

Analisis dari kedua *sample* minyak isolasi di atas dapat dirangkum masing masing untuk laju pemburukan, perkiraan sisa umur minyak, total usia minyak sebagai berikut :

Tabel 1. Tanggal ketidaklayakan dan sisa usia

Metode Analisis	Tanggal Ketidaklayakan		Sisa Usia	
	T2	IBT2	T2	IBT2
Warna	6/9/2032	15/4/2021	17	6
Tan delta	23/3/2022	7/9/2020	7	5
Asam	14/11/2023	25/5/2017	8	2

Tabel 2. Tanggal Ketidaklayakan dan total usia

Metode Analisis	Tanggal Ketidaklayakan		Total Usia	
	T2	IBT2	T2	IBT2
Warna	6/9/2032	15/4/2021	43	28
Tan delta	23/3/2022	7/9/2020	33	27
Asam	14/11/2023	25/5/2017	34	24

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 , kadar asam, TCG dan tegangan tembus dari minyak IBT 2 GITET Ungaran (beban rata-rata 94,4%) selalu memiliki umur yang lebih pendek dibanding Trafo 2 GI Sronдол (beban rata-rata 62,8%).

4. Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, pembebanan dan usia pakai memiliki pengaruh yang kuat terhadap pemburukan minyak isolasi. Trafo IBT 2 yang memiliki persentase pembebanan yang lebih besar dari trafo 2 Sronдол memiliki usia yang lebih pendek dan mengalami kerusakan yang lebih cepat dibanding trafo 2 Sronдол. Hasil analisis juga menunjukkan semakin besar pembebanan dan semakin lama minyak digunakan, minyak isolasi mengalami pemburukan hal ini ditandai dengan semakin keruhnya warna minyak, semakin tingginya nilai tan delta, semakin menurunnya nilai tegangan tembus, serta semakin banyaknya asam dan gas terlarut di dalam minyak. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dengan kondisi trafo yang memiliki usia dan pembebanan yang lebih besar dan penambahan parameter lain untuk dilakukan analisis meliputi kadar air, tegangan antar muka, viskositas, kadar furan, resistivitas, vibrasi, noise, SFRA dan FTIR.

Lampiran A

Lampiran A.1 Data Warna Minyak Isolasi Sronдол 2

Tabel 3. Data Warna Minyak Isolasi Trafo Sronдол 2

No	Tanggal Uji	Warna	Kelompok Warna
1	1/26/2006	2,3	Jelek
2	12/6/2007	2,4	Jelek
3	12/27/2007	2,5	Jelek
4	6/27/2008	2,6	Jelek
5	11/18/2008	2,7	Jelek
6	6/13/2009	2,8	Jelek
7	5/7/2010	3,0	Amat jelek
8	5/25/2011	2,9	Jelek
9	4/19/2012	3,1	Amat jelek
10	5/3/2013	3,1	Amat jelek
11	7/22/2014	3,2	Amat Jelek

Lampiran A.2 Data Warna Minyak Isolasi IBT2

Tabel 4. Data Warna Minyak Isolasi Trafo IBT 2

No	Tanggal Uji	Rata-rata (fasa R, S, T)
1	6/9/2006	1,0 (Contoh A)
2	25/4/2007	1,2 (Contoh A)
3	17/7/2007	1,3 (Contoh A)
4	21/1/2008	1,4 (Contoh A)
5	4/1/2009	1,5 (umum)
6	2/3/2010	1,7 (umum)
7	15/9/2010	1,8 (umum)

Lampiran B

Lampiran B.1 Data Tan Delta Minyak Isolasi Trafo Sronдол 2

Tabel 5. Data Tan delta Minyak Isolasi Trafo Sronдол 2

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

Lampiran B.2 Data Tan Delta Minyak Isolasi IBT2

Tabel 6. Data Tan delta Minyak Isolasi Trafo IBT 2

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

Lampiran C

Lampiran C.1 Data Kadar Asam Minyak Isolasi Sronдол 2

Tabel 7. Data Kadar Asam Minyak Isolasi Trafo Sronдол 2

Tanggal Pengujian	Kadar Asam	Kelompok
5/24/2006	0.100	contoh A
2/16/2007	0.100	contoh A
2/19/2008	0.120	Umum
9/21/2008	0.143	Umum
11/18/2008	0.156	Jelek
6/13/2009	0.178	Jelek
4/20/2010	0.168	Jelek
7/5/2010	0.174	Jelek

Lampiran C.2 Data Kadar Asam Minyak Isolasi IBT2

Tabel 8. Data Kadar Asam Minyak Isolasi Trafo IBT 2

No	Tanggal Pengujian	Rata rata
1	9/6/2006	0.054 (bagus)
2	9/17/2007	0.090 (contoh A)
3	1/21/2008	0.092 (contoh A)
4	9/2/2008	0.099 (contoh A)
5	1/4/2009	0.120 (umum)
6	8/29/2009	0.140 (umum)
7	4/30/2010	0.152 (jelek)
8	9/15/2010	0.200 (jelek)
9	11/24/2010	0.231 (jelek)

Referensi

- [1]. S.D.Myers, J.J.Kelly, R.H.Parrish, *A Guide To Transformer Maintenance*, Transformer Maintenance Institute, Division of S.D.Myers, Inc., Akron, Ohio, 1981
- [2]. Iryanto, Irwan, *Studi Pengaruh Penuaan (Aging) Terhadap Laju Degradasi Kualitas Minyak Isolasi Transformator Tenaga*, Penelitian Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang, 2011.
- [3]. Mohammad R. Meshkatoddini, *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* .2008 ; 1(4): 384-388.
- [4]. Martin J. Heatcote, *The J&P Transformer Book*, 12th Edition, Great Britain: Johnson and Phillips Ltd. 1998.
- [5]. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104, 2008.
- [6]. *Permissible Loading Of Oil-Immersed Transformers And Regulators*, United States Department of The Inferior, Bureau of Reclamation, Denver, Colorado, United States of America, 2000, pp.
- [7]. Wiwoho, Cahyo, *Studi Pengaruh Usia Pakai Dan Pembebanan terhadap Karakteristik Dielektrik, Fisik, Kimia Dan Gas Terlarut Minyak Isolasi Transformator*, Penelitian Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2008.
- [8]. Z. Radakovic, E. Cardillo, K. Feser, "The influence of transformer loading to the ageing of the oil-paper insulation", dipresentasikan di XIIIth Symposium on High Voltage Engineering, Rotterdam, 2003: 2.
- [9]. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment-Supervision and Maintenance Guidance*, IEC Publication 60422, Desember 2005.
- [10]. *Pedoman O&M TrafoTenaga*, PT PLN (persero) P3B, Jakarta, Indonesia, 2003
- [11]. -----, "A Guide to Transformers Oil Analysis", http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf