

Porównanie transformatorów

Urszula Kałużna, Michał Koch

Wymiana transformatora na transformator nowy

Wstęp

Artykuł dotyczy transformatorów energetycznych olejowych grupy III [6], w których izolacja uzwojeń standardowo jest papierowo – olejowa i które pracują kilkadziesiąt lat. Transformatorów takich w energetyce i firmach przemysłowych jest wiele. Przykładem jest transformator 3-fazowy o parametrach znamionowych: 1 000 kVA, $6V \pm 5\%$, 96,2 A, 400-231 V, 1443 A, $u_{z\%} = 4,5\%$, $\Delta P_0 = 1350$ W, $\Delta P_{uz} = 14 300$ W, układ połączenia uzwojeń Dyn5, masa całkowita 3 800 kg, rok produkcji 1970.

Obecnie obowiązujące Rozporządzenie Unii Europejskiej: 2019/1783 z dnia 1 października 2019 r. w odniesieniu do transformatorów elektroenergetycznych małej, średniej i dużej mocy zmieniło wymagania dotyczące sprawności transformatorów. Transformatory sprzedawane w Unii Europejskiej, od dnia 1 lipca 2021 r., powinny mieć sprawność nie mniejszą od sprawności podanej w Rozporządzeniu. Rozporządzenie bazuje na Normach Europejskich:

PN-EN 50708-1-1. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie: Część 1-1: Część wspólna - Wymagania ogólne. (Power transformers - Additional European requirements: Part 1-1: Common part - General requirements).

PN-EN 50708-2-1. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie: Część 2-1: Transformator średniej mocy – Wymagania ogólne. (Power transformers - Additional European requirements: Part 2- 1 Medium power transformer - General requirements).

PN-EN 50708-2-1. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie: Część 2-1: Transformator dużej mocy – Wymagania ogólne. (Power transformers - Additional European requirements: Part 3-1. Large power transformer - General requirements).

Wymienione Normy koncentrują się na stratach mocy. Straty mocy w transformatorach dzielą na straty mocy jałowe ΔP_0 przy znamionowym napięciu i znamionowej częstotliwości zasilania i straty w uzwojeniach ΔP_{uz} przy znamionowym prądzie obciążenia.

Dla wymienionego wyżej transformatora 1000 kVA, wg Rozporządzenia 2019/178, sprawność $\eta_N \geq 98,837\%$.

Według Normy PN-EN 50708-2-1, Straty mocy w transformatorze 1000 kVA, zanurzonym w cieczy

$$\Delta P_0 \leq 693 \text{ W}, \Delta P_{uz} \leq 7600 \text{ W}.$$

Wyliczona sprawność transformatora jest większa od sprawności podanej w Rozporządzeniu 2019/1783.

$$\eta_N = \frac{S_N - \Delta P_0 - \Delta P_{uz}}{S} \cdot 100 = \frac{10^6 - 693 - 7600}{10^6} \cdot 100 = 99,17\%$$

Streszczenie:

Transformator olejowy grupy III o mocy znamionowej 1000 kVA z roku 1970 ma parametry oleju świadczące, że izolacja jest w dużym stopniu zużyta. Sprawność transformatora jest równa 98,435%. Zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Komisji (UE) 2019/1783 obowiązującym od 01.07.2021r. sprawność transformatora nowego wynosi 98,837%. Zużycie izolacji i straty mocy determinują wymianę transformatora na nowy.

Słowa kluczowe: transformatory, badanie oleju, straty mocy

Replacing the transformer with a new transformer

Summary. A group III oil transformer of 1,000 kVA rated power from 1970 has oil parameters that indicate that the insulation is largely worn out. The transformer has an efficiency of 98.435%. In accordance with the requirements of the Commission Regulation (EU) 2019/1783 in force from 01/07/2021. the efficiency of a new transformer is 98.837%. Insulation consumption and power losses determine the replacement of the transformer with a new transformer.

Keywords: transformers, oil testing, power losses

Straty mocy w transformatorze 1 000 kVA suchym

$$\Delta P_0 = 1395 \text{ W} \quad \Delta P_{uz} = 9000 \text{ W}$$

$$\eta = \frac{10^6 - 1395 - 9000}{10^6} \cdot 100 = 98,821\%$$

są nieco mniejsze od sprawności podanej w Rozporządzeniu 2019/1783

Norma nie ma mocy prawnej.

W artykule, na przykładzie wymienionego transformatora 1 000 kVA, przedstawiono argument, który ułatwi właścicielowi starego transformatora podjąć decyzję wymiany na transformator nowy.

1) Inhibitor – zmniejsza reakcję chemiczną.

2) HSE Health - Zdrowie, Safety - Bezpieczeństwo, Environment - Środowisko oznacza systemowe podejście do spraw związanych z bezpieczeństwem i higieną pracy.

3) PCA Wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, standard BS 2000 Część 346 ogranicza zawartość PCA do maksymalnie 3%.

4) PCB - Polichlorowane bifenyle – uznane są za związki szkodliwe dla człowieka i środowiska – standard IEC 61619 nie pozwala na wykorzystanie olejów zawierających PCB.

Właściwość użytkowe	Metoda badań	Wartości graniczne oleju transformatorowego
1. Użytkowe		
Lepkość w 40°C	ISO 3104	Max. 12 mm ² /s
Lepkość w -30°C	ISO 3104	Max. 1800 mm ² /s
Temperatura płynięcia	ISO 3016	Max. -40°C
Zawartość wody	IEC 60814	Max. 30 mg/kg
Napięcie przebicia	IEC 60156	Min. 30 kV
Gęstość w 20°C	ISO 3675 lub ISO 12185	Max. 0,895 g/ml
Współczynnik strat dielektrycznych w 90°C	IEC 60247 lub IEC 61620	Max. 0,005
2. Dotyczące poprawości rafinacji/stabilności		
Wygląd		Klarowny, wolny od osadów i zawiesin
Kwasowość	IEC 62021-1	Max. 0,01 mg KOH/g
Napięcie powierzchniowe	ISO 6295	Brak wymagań ogólnych
Całkowita zawartość siarki	BS 2000 Część 373 lub ISO 14596	Brak wymagań ogólnych
Siarka aktywna	DIN 51353	Nie powodująca korozji
Zawartość antyutleniacza	IEC 60666	(U) olej nieinhibitowany nie wykrywalna, (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: max. 0,08%, (I) olej inhibitowany: 0,08 – 0,4%
Zawartość 2-furfuralu	IEC 61198	Max. 0,1 mg/kg
3. Eksploatacyjne		
Odporność na utlenianie	IEC 61125 (metoda C) Czas próby: (U) olej nieinhibitowany: 164 h (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: 332 h (I) olej inhibitowany: 500 h	Max. 1,2 mg KOH/g Max. 0,8%
Całkowita kwasowość Osad		
Stabilność gazowa w polu elektrycznym	IEC 60628.A	Brak ogólnych wymagań
4. Związane ochroną zdrowia, bezpieczeństwem i ochroną środowiska (HSE)2		
Temperatura zapłonu	ISO 2719	Min. 135°C Min. 100°C
Zawartość PCA ³	BS 2000 Część 346	Max. 3%
Zawartość PCB ⁴	IEC 61619	Niewykrywalna

Tabela 1. [1]

Lp.	Składniki gazowe	Wartości bazowe DGA wg. Ramowej Instrukcji [6] [$\mu\text{l/l}$ (ppm)]	Transformator 1000 kVA 6 kV/400 V [$\mu\text{l/l}$ (ppm)]			
			03.2022	06.2022	08.2022	
1	Wodór - H ₂	350	110	56	6	
2	Metan - CH ₄	200	100	76	1	
3	Etan - C ₂ H ₆	170	261	198	1	
4	Etylen - C ₂ H ₄	260	26	11	1	
5	Acetylen - C ₂ H ₂	70	brak	brak	brak	
6	Propan - C ₃ H ₈	30	332	119	1	
7	Propylen - C ₃ H ₆	40	68	15	1	
8	Tlenek węgla - CO	260	543	270	35	
9	Dwutlenek węgla - CO ₂	4000	4812	1920	280	
10	Powietrze		56848	61835	41674	
11	Suma gazów palnych	2500	1440	745	46	
12	Suma gazów w oleju		63100	64500	42000	
13	Ilorazy stężeń koncentracji gazów palnych	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0,27	0,0	0,0	0,0
14			0,57	0,909	1,36	0,17
15		CH ₄ /H ₂	1,5	0,1	0,055	1
		C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆				
16	Zawartość PCB	niewykrywalna	brak	brak	brak	

Tabela 2. Wyniki analizy chromatograficznej z badań oleju transformatora

Parametry graniczne świeżego oleju transformatorowego

Olej transformatorowy świeży, którym wypełnia się każdy transformatora powinien spełniać, według PN-EN IEC 60296:12, wymagania ogólne dla świeżych mineralnych olejów izolacyjnych dedykowanych do transformatorów [7]. Wymagania te zestawiono tabeli 1. Transformator nowy ma olej, który spełnia wymagania podane w tabeli 1.

Wyniki badań oleju w transformatorze

Badania chromatograficzne próbek oleju transformatora, to jest gazów rozpuszczonych w oleju (analiza DGA), oznaczenie ich składu oraz koncentracji prowadzono w miarę regularnie, wyniki były poprawne. Wyniki badań wykonane w marcu 2022 r. odbiegały od wartości bazowych. Podjęto decyzje czyszczenia oleju. Badania powtórzono w czerwcu 2022 r. wyniki były dalej niezadawalające. Ponownie czyszczono olej i w sierpniu powtórzono badania chromatograficzne DGA. Wyniki z tych badań zamieszczono w tabeli 2

Wyniki pomiarów marcowych znacząco różnią się w stosunku do wartości granicznych, zatem zrobiono pomiary parametrów dielektrycznych, które zestawiono w tabeli 3.

Olej zawiera podwyższoną zawartość wody, pozostałe parametry dielektryczne oleju są zadawalające. Zalecono wymianę oleju lub filtrowanie oleju.

Po uzdatnieniu oleju wyniki znacznie poprawiły się. Niższą zawartość koncentracji mają wszystkie składniki (tabela 2 – czerwiec 2022), a acetylen nie występuje. Koncentracje propanu, etanu i tlenku węgla i iloraz CH₄/H₂ dalej przekraczają wartości bazowe. Zawartość składników gazów które przekroczyły Andersowi Sandbergowi i Mustafie Suleymanowi. Jestem

wartości graniczne świadczą o lokalnym przekroczeniu temperatury w transformatorze dla klasy izolacji A (1050 C). Lokalna temperatura mogła osiągać wartość około 150oC.

Kolejne czyszczenie oleju (tabela 2, sierpień 2022) znacząco poprawiło wyniki DGA gazów w oleju. Wszystkie składniki gazów są znacznie poniżej wartości bazowych. Aktualny stan techniczny transformatora jest dobry.

Transformator jest już półwieczny i może mieć izolację papierową mocno zdegradowaną. Papier i olej mają różną względną przenikalność elektryczną. Papier jest bardziej od oleju podatny na degradację i on „starzeje” się szybciej. Wytrzymałość elektryczna papieru jest współzależna od wytrzymałości mechanicznej na rozerwanie, a ta zależy od długości łańcucha celulozy, to jest stopnia polimeryzacji DP. Zmniejszenie wytrzymałości papieru na rozerwanie o 20% w odniesieniu do wytrzymałości papieru nowego, uważane jest jako 100%-owe zużycie elektryczne izolacji.

Straty mocy jako kryterium wymiany transformatora

Straty mocy jako kryterium wymiany transformatora dotyczy transformatorów które były wytworzone kilkadziesiąt lat temu. Rdzeń magnetycznych tych transformatorów jest wykonany z blachy transformatorowej o stratności 2 razy większej od stratności blachy obecnie stosowanej w transformatorach. Zilustrowane to będzie na przykładzie dwóch transformatorów olejowych o mocy 1 000 kVA. Jeden z transformatorów (stary) przedstawiony jest we wstępie, a drugi jest transformatorem nowym produkowanym obecnie.

W transformatorze starym straty mocy jałowe wynoszą ΔP₀= 1350 W, są to straty mocy w rdzeniu magnetycznym. Straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym wynoszą ΔP_{uz}= 14 300 W.

Lp	Badany parametr	Wartość bazowa		Transformator	Metoda badań
1	Napięcie przebicia [kV]	>40		31	PN-EN 60156:2008
2	Rezystywność ρ [Ωm] w temp.:	20oC	>2x10 ⁹	5,3 x 10 ¹⁰	Współczynnik strat dielektrycznych tgδ w temp.:
		50oC		9,3 x 10 ⁹	
3	Zawartość wody met. K. Fischera [ppm]	< 25		43	
4	Współczynnik strat dielektrycznych tgδ w temp.:	20oC	< 0,07	0,0039	PN-EN 60247:2008
		50oC		0,0204	

Tabela 3.

W transformatorze wyprodukowanym w obecnie, o tych samych parametrach:

- straty mocy jałowe $\Delta P_0 = 693$ W, wynoszą, czyli 1,9 razy mniejsze,

- a straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym wynoszą $\Delta P_{uz} = 7600$ W, czyli są 1,8 razy mniejsze.

Obliczmy energię rozpraszającą w formie ciepła w ciągu roku.

Zakładamy, że transformator jest załączony do sieci elektroenergetycznej cały rok, czyli 8760 godzin, a praca w firmie jest na dwie zmiany, czyli 5840 godzin.

Energia wydzielana w transformatorze starym:

• w rdzeniu

$$W_0 = 1350 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 11,826 \text{ MWh}$$

• w uzwojeniach

$$W_{uz} = 14300 \cdot 5840 \cdot 10^{-6} = 83,512 \text{ MWh}$$

Energia wydzielana w transformatorze nowym:

• w rdzeniu

$$W_0 = 693 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 6,071 \text{ MWh}$$

• w uzwojeniach

$$W_{uz} = 7600 \cdot 5840 \cdot 10^{-6} = 44,384 \text{ MWh/rok}$$

Oszczędność energii po wymianie transformatora:

$$\Delta W = 11,826 - 6,071 + 83,512 - 44,384 = 44,883 \text{ MWh/rok}$$

Obliczenie czasu zwrotu inwestycji, to jest zakupu nowego transformatora, przy nieustabilizowanej cenie energii i negocjowanych cenach zakupu, jest bardzo przybliżone.

Czas zwrotu kosztu zakupu nowego transformatora zależy od ceny energii. Obecnie cena ta nie jest ustabilizowana.

Koszt energii determinuje cena 1.MWh. Zakładam cenę energii elektrycznej 1000 zł/MWh.

Otrzymałam ofertę (data 29.06.2022), jednej z firm produkujących transformatory, na transformator olejowy: 1000 kVA - 6300 V / 420 V - Dyn5 - Al/Al, cena 143 890 zł.

Czas zwrotu inwestycji przy tych założeniach

$$T = \frac{143890}{44883} = 3,2$$

Czas amortyzacji skróci się, gdyż stary transformator zostanie sprzedany na złom, a to obniży cenę nowego transformatora. Natomiast do kosztów eksploatacji obecnego transformatora należy doliczyć koszt czyszczenia oleju oraz koszt niewymierny, a mianowicie resurs transformatora starego skończył się i istnieje ryzyko jego awarii, a to może powodować zatrzymanie produkcji.

Podsumowanie

W energetyce i zakładach przemysłowych znaczna liczba transformatorów ma 50 i więcej lat, ich resurs skończył się. Wymianę transformatora na nowy determinuje duży stopień zużycia izolacji i duże straty mocy jałowe i obciążeniowe. Izolacja papierowo - olejowa w transformatorach jest w dużym stopniu zdegradowana, potwierdzają to wyniki badań oleju DGA i dielektryczne.

Wymiana transformatora na nowy jest ekonomicznie opłacalna, gdy z tytułu zaoszczędzonej energii wydane pieniądze zwracają się w czasie 2 - 4 lat.

Literatura

[1] Antosz A.: Oleje transformatorowe - stan aktualny i perspektywy rozwoju. Naft - Gaz, nr 3/2010, str. 222-227.

[2] Badanie wytrzymałości elektrycznej olejów elektroizolacyjnych. Przewodnik firmy Megger. www.megger.com

[3] Kaźmierski M., Olech W.: Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów. Energopomiar-Elektryka. ISBN 978-83-916040-5-2. Gliwice 2013.

[4] Krain-Dudek E., Sobota J., Pawłowski D., Olech W.: Transformatory rozdzielcze. Nowe konstrukcje oraz badania odbiorcze w Zakładach Schneider Electric Transformers Poland Sp. z o. o. Energetyka ISSN 0013-7294, nr 1/2020, str.785-789.

[5] Zasilacze i zespołów takich urządzeń - Część 1: Wymagania ogólne i badania.

[6] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. Energopomiar-Elektryka. ISBN 978-83-16040-4-5. Gliwice 2012.

Normy (wersja polska)

[7] PN-EN IEC 60296:2012. Ciecze stosowane w elektrotechnice - Świeże mineralne oleje elektroizolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej.

[8] PN-EN 60567 z 2012 r. Urządzenia elektryczne olejowe - Pobieranie próbek gazów oraz analiza gazów wolnych i rozpuszczonych - wytyczne.

[9] PN-EN IEC 615581: 2019. Bezpieczeństwo użytkowania transformatorów, dławików.

[10] PN-EN ISO 3104:2021-03 - Przetwory naftowe - Ciecze przezroczyste i nieprzezroczyste - Oznaczanie lepkości kinematycznej i obliczanie lepkości dynamicznej.

[11] PN-EN ISO 3016:2019-06 - Przetwory naftowe i produkty podobne pochodzenia naturalnego lub syntetycznego - Oznaczanie temperatury płynięcia.

[12] PN-EN ISO 3675:2004 - Ropa naftowa i ciekłe przetwory naftowe - Laboratoryjne oznaczanie gęstości - Metoda z areometrem.

[13] PN-EN ISO 12185:2002 - Ropa naftowa i przetwory naftowe - Oznaczanie gęstości - Metoda oscylacyjna z U-rurką.

[14] PN-EN ISO 2719:2016-08 - Oznaczanie temperatury zapłonu - Metoda zamkniętego tygła Pensky'ego-Martensa.

Normy (wersja angielska)

[15] IEC 60814:1997 - Ciecze izolacyjne - Papier i preszpan impregnowany olejem - Oznaczanie wody metodą automatycznego miareczkowania kulometrycznego Karla Fischera.

[16] IEC 60156:2018 - Ciecze elektroizolacyjne - Wyznaczanie napięcia przebicia przy częstotliwości sieciowej - Metoda badania.

[17] IEC 60247:2004 - Ciecze elektroizolacyjne - Pomiar przenikalności względnej, współczynnika rozproszenia dielektrycznego (tan d) i rezystywności prądu stałego.

[18] IEC 61620:1998 - Ciecze elektroizolacyjne - Wyznaczanie współczynnika rozproszenia dielektrycznego poprzez pomiar przewodności i pojemności - Metoda badania.

[19] IEC 61125:2018 - Ciecze izolacyjne - Metody badań stabilności oksydacyjnej - Metoda badań do oceny stabilności oksydacyjnej cieczy elektroizolacyjnych w stanie dostawy.

[20] IEC 60628:1985 - Gazowanie cieczy elektroizolacyjnych pod wpływem naprężeń elektrycznych i jonizacji.

[21] IEC 61619:1997 - Ciecze izolacyjne - Zanieczyszczenie przez polichlorowane bifenyly (PCB) - Metoda oznaczania metodą chromatografii gazowej na kolumnie kapilarnej.

⇒ Urszula Kałużna
Elektroizolacja,
Gliwice, ul. Daszyńskiego 446
Michał Koch