

Tadeusz Glinka^{1,2}, Bronisław Drak², Jan Kapinos²
Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL¹, Katowice
Politechnika Śląska, Gliwice²

SCHEMATY ZASTĘPCZE I DIAGNOSTYKI IZOLATORA PRZEPUSTOWEGO TRANSFORMATORA

EQUIVALENT CIRCUITS AND DIAGNOSTICS OF BUSHING INSULATOR OF TRANSFORMER

Streszczenie: W artykule przedstawiono budowę i diagnostykę izolatora przepustowego wysokiego napięcia papierowo-olejowego w osłonie porcelanowej. Izolatory tego typu są stosowane w transformatorach energetycznych. Diagnostyka izolatorów bazuje na pomiarach $tg\delta$ i pojemności C bądź na pomiarze sumarycznego prądu upływu. Przedstawiono elektryczne schematy zastępcze diagnozowanego układu izolacyjnego i wykazano dlaczego tego typu diagnostyka jest mało wiarygodna. Wskazano, że bardziej wiarygodną diagnostyką jest badanie oleju (analiza DGA).

Abstract: This article presents the construction and diagnostics of high-voltage, paper-oil bushing insulator in porcelain body. Such insulators are used in power transformers. Diagnostics of this insulators is based either on measurements of $tg\delta$ and of capacity C or on measurement of summary leakage current. Electrical equivalent circuits of the diagnosed insulation system are being presented. Moreover it is shown why this type of diagnostics is unreliable. More reliable diagnostic method is the measurements of the oil (DGA analysis).

Słowa kluczowe: izolatory przepustowe, transformatory, schematy zastępcze, pomiar $tg\delta$

Keywords: bushing insulators, transformers, equivalent circuits, measurement of $tg\delta$

1. Wstęp

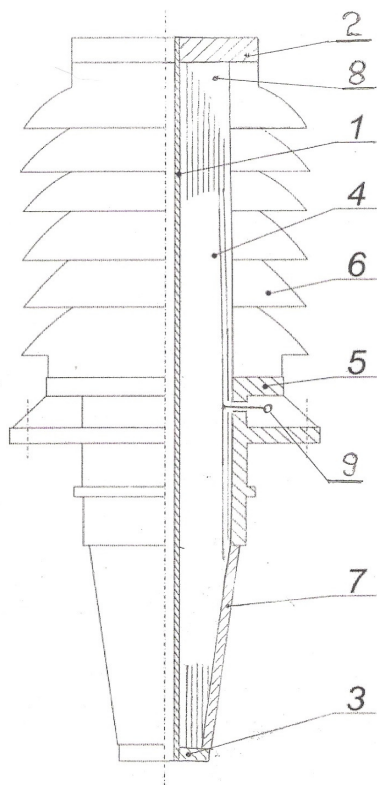
Izolatory przepustowe są bardzo ważnym elementem składowym w transformatorach energetycznych stanowiące osłony wyprowadzeń przewodów z uzwojeń o napięciu znamionowym 110 kV, 220 kV i 400 kV. Stosowane są dwa rodzaje izolatorów przepustowych: z izolacją papierowo-olejową w osłonie porcelanowej typu OIP i izolacją papierową nasyconą żywicą epoksydową w osłonie ze szkła epoksydowego pokrytego gumą silikonową, jest to izolacja sucha typu ERIP. Izolatory przepustowe typu OIP są stosowane od ponad stu lat, to jest od początku rozwoju transformatorów wysokonapięciowych. Ich wadą jest stosunkowo duża awaryjność. Awarie izolatorów przepustowych występują nagle, osłona porcelanowa eksploduje, izolacja papierowo-olejowa zapala się, co najczęściej powoduje pożar transformatora. Izolatory typu ERIP są stosowane od niedawna, zatem ich staż eksploatacyjny jest niewielki. Autorzy nie mają informacji o ich trwałości i niezawodności. W Polsce w transformatorach blokowych i transformatorach sieciowych są izolatory papierowo-olejowe w osłonie porcelanowej. Izolatory te, podobnie jak i transformatory,

mają już znaczny okres eksploatacji, niektóre z nich nawet około 50 lat. Problemem w tych izolatorach jest wiarygodna diagnoza ich stanu technicznego. Do oceny ich stanu technicznego są stosowane metody diagnostyczne off-line i on-line. Metody off-line bazują na pomiarze $tg\delta$ i pojemności C , w różnych kombinacjach pomiarowych. Zdarzają się przypadki, że w krótkim okresie eksploatacji po badaniach diagnostycznych, których wynik był pozytywny, izolator ulega awarii. W literaturze [3], na str.168 w tabeli 5.4, podano sześć takich przykładów, a jeden z nich to awaria dzień po pomiarach diagnostycznych. Metody on-line bazują na pomiarze prądu upływu, one też nie są wiarygodne, gdyż w izolacji papierowej powstają ścieżki prądu upływu poza wyprowadzeniem punktu pomiarowego z izolatora. Metodą diagnostyczną off-line wzbudzającą największe zaufanie jest metoda DGA badania oleju. Oleju w izolatorze nie jest dużo, jest problem z jego pobraniem, a następnie uzupełnieniem, z jednoczesnym zachowaniem szczelności obudowy izolatora.

W artykule wykazano, dlaczego stosowane metody diagnostyczne izolatorów przepustowych w transformatorach są mało wiarygodne i przedstawiono propozycje ich modyfikacji.

2. Budowa izolatora

Na rysunku 1 przedstawiono budowę izolatora przepustowego papierowo-olejowego. Izolator zbudowany jest na bazie rury aluminiowej (1), na końcówkach której są umieszczone pierścienie aluminiowe (2) i (3). Na całej długości rury (1), między pierścieniami (2) i (3), nawinięta jest izolacja z bardzo cienkiego papieru bakelizowanego nasyconego olejem, jest to tak zwany rdzeń kondensatorowy (4). Na papierze są strefy przewodzące z napyłonego węgla bądź jest to folia aluminiowa. Strefy przewodzące mają na celu korzystne ukształtowanie rozkładu pola elektrycznego wewnątrz rdzenia (4) i na zewnątrz tak, aby uzyskać możliwie wysoką wytrzymałość elektryczną rdzenia izolacji (około 15 kV/mm).



Rys. 1. Izolator przepustowy z oznaczeniem poszczególnych jego elementów: 1 – rura aluminiowa, 2 – aluminiowy pierścień górny, 3 – aluminiowy pierścień dolny, 4 – papierowy rdzeń kondensatorowy, 5 – tuleja metalowa z kołnierzem, 6 – cylinder porcelanowy talerzowy, 7 – cylinder porcelanowy stożkowy, 8 – olej, 9 – zacisk pomiarowy

W środkowej części rdzenia kondensatorowego (4) jest umieszczona tuleja metalowa (5) z kołnierzem do zamocowania izolatora na kadzi transformatora. Grubość papieru tworzącego rdzeń (4), między pierścieniem (2) i kołnierzem (5), jest jednakowa i szczelnie zamknięta cylindrem porcelanowym (6), o wielotalerzowym zewnętrznym kształcie pokrytym szklistą brązową emalią. Jest to zewnętrzna część izolatora. Rdzeń kondensatorowy (4) od strony wewnętrznej, to jest między pierścieniem (3) i tuleją (5), jest ukształtowany stożkowo i szczelnie zamknięty porcelanowym stożkowym cylindrem (7) pokrytym szklistą brązową emalią. Na wierzchołku izolatora, ponad rdzeniem papierowym (4), między pierścieniem aluminiowym (2) i cylindrem porcelanowym (6), znajduje się olej (8). W środkowej części tulei (5), ponad kołnierzem jest wyprowadzony zacisk pomiarowy (9). Zacisk pomiarowy (9) styka się z pierwszą, od strony zewnętrznej, warstwą przewodzącą, która jest odizolowana od tulei (5) zewnętrzną warstwą papieru. Należy zwrócić uwagę, że warstwa przewodząca, którą sonduje zacisk pomiarowy (9), nie obejmuje części wewnętrznej izolatora, która jest stożkowa. Podczas montażu izolatora na transformatorze przez środek rury aluminiowej (1) przeciąga się wyprowadzenie z uzwojenia wysokiego napięcia tzw. bata. Mocowanie bata na pierścieniu (2) stanowi głowicę zamykającą szczelnie rurę (1) izolatora.

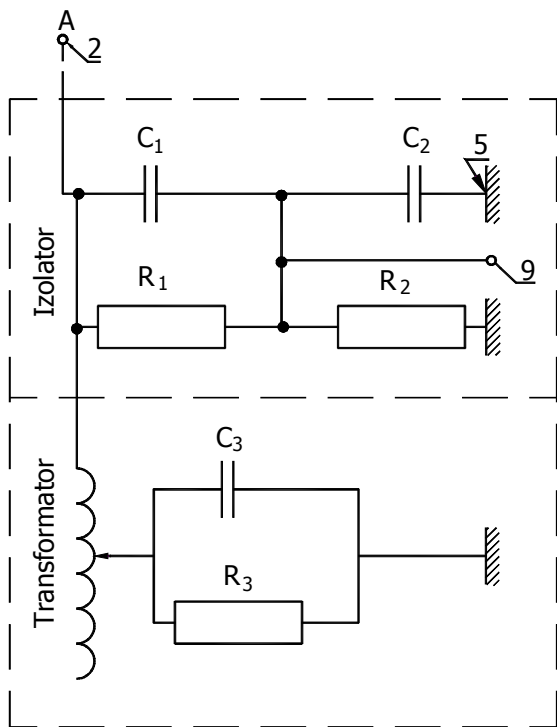
3. Badania diagnostyczne izolatorów przepustowych

Diagnostyka stanu technicznego izolatorów przepustowych typu OIP w transformatorach energetycznych zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym, w głównym stopniu, bazuje na pomiarach [3]:

- współczynnika strat dielektrycznych $\tan \delta$,
- pojemności C_x .

Badania te najczęściej wykonuje się przy wyłączonym transformatorze, badania off-line. Budowane są także układy pomiarowe umożliwiające pomiar ciągły w czasie eksploatacji transformatora, badania on-line. Izolator przepustowy jest na trwale połączony z uzwojeniem transformatora. Nie można zatem rozdzielić układu izolacyjnego izolatora od układu izolacyjnego uzwojenia. Schemat zastępczy układu izolacyjnego transformatora z izolatorem prze-

pustowym wysokiego napięcia, przy pomocy parametrów skupionych, co jest znacznym uproszczeniem, przedstawiono na rysunku 2.



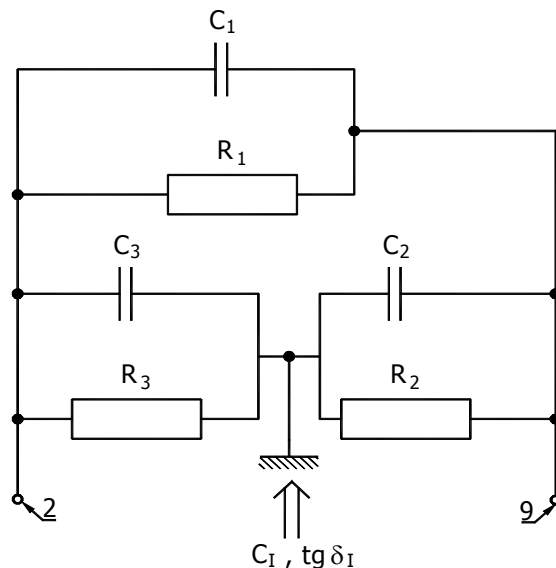
Rys. 2. Schemat zastępczy układu izolacyjnego transformatora z izolatorem przepustowym: C_1 , R_1 – pojemność i rezystancja izolacji między wyprowadzeniem przewodu (punkt 2 na rys.1) i punktem pomiarowym (9), C_2 , R_2 – pojemność i rezystancja izolacji między punktem pomiarowym (9) i kadzią transformatora (punkt 5), C_3 , R_3 – pojemność i rezystancja izolacji między uzwojeniem (punkt 2) i kadzią transformatora (punkt 5)

Rdzeń kondensatorowy (4) składa się z kilkudziesięciu warstw papieru przedzielonych powierzchniami ekwipotencjalnymi (folią aluminiową bądź napyłonym węglem). Z punktu widzenia parametrów elektrycznych rdzenia kondensatorowego C_1 , R_1 warstwy te stanowią szeregowe połączenie kondensatorów poszczególnych warstw. Parametry C_2 , R_2 dotyczą jednej warstwy izolacyjnej między punktem pomiarowym i kadzią transformatora stąd $C_2 > C_1$, $R_2 < R_1$.

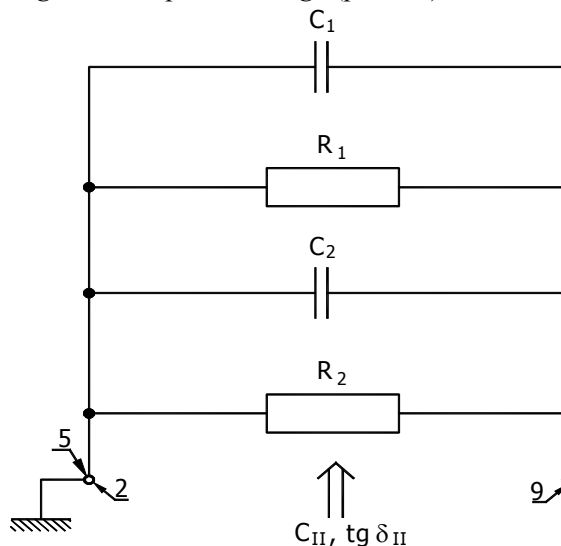
Pomiary diagnostyczne off-line bazujące na pomiarach $\text{tg } \delta$ i pojemności C wykonuje się w trzech możliwych do realizacji układach:

- pomiar $\text{tg } \delta_I$ i pojemności C_I w układzie: zacisk liniowy (punkt 2) w stosunku do izolowanego zacisku pomiarowego (punkt 9), schemat zastępczy jak na rysunku 3, (pomiar można realizować off-line),

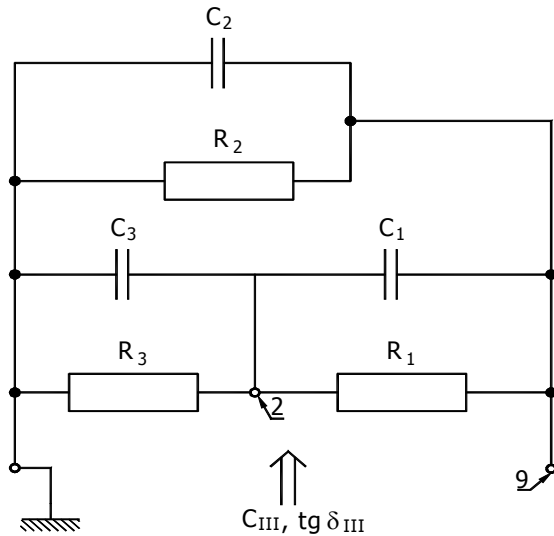
- pomiar $\text{tg } \delta_{II}$ i pojemności C_{II} w układzie zacisk pomiarowy (9) w stosunku do zacisku liniowego (punkt 2) połączonego z kadzią transformatora (punkt 5), schemat zastępczy jak na rysunku 4, (pomiar można realizować tylko off-line),
- pomiar $\text{tg } \delta_{III}$ i pojemności C_{III} w układzie zacisk pomiarowy (punkt 9) w stosunku do kadzi transformatora (punkt 5), schemat zastępczy jak na rysunku 5, (pomiar można realizować off-line i on-line).



Rys. 3. Schemat zastępczy układu izolacyjnego, dla pomiaru $\text{tg } \delta_I$ i pojemności C_I w układzie zacisk liniowy (punkt 2) w stosunku do izolowanego zacisku pomiarowego (punkt 9)



Rys. 4. Schemat zastępczy układu izolacyjnego, dla pomiaru $\text{tg } \delta_{II}$ i pojemności C_{II} w układzie zacisk pomiarowy (9) w stosunku do zacisku liniowego (punkt 2) połączonego z kadzią transformatora (punkt 5)



Rys. 5. Schemat zastępczy układu izolacyjnego. dla pomiaru $\text{tg } \delta_{III}$ i pojemności C_{III} w układzie zacisk pomiarowy (punkt 9) w stosunku do kadzi transformatora (punkt 5)

Pomiar $\text{tg } \delta$ i pojemności C w żadnym z tych układów nie jest „czystym“ pomiarem parametrów układu izolacyjnego izolatora. W diagnostyce izolatorów przepustowych przyjmuje się, że pomiar $\text{tg } \delta_I$ i pojemności C_I jest pomiarem podstawowym, a pozostałe pomiary są uzupełniające.

Bezpośrednia ocena stanu technicznego izolatora przepustowego na podstawie wyników pomiaru $\text{tg } \delta$ i pojemności C napotyka na istotne trudności z uwagi na:

- pomiary $\text{tg } \delta$ i pojemności C izolatora są przeprowadzane łącznie z transformatorem,
- pomiary są wykonywane przy znacznie niższym napięciu od napięcia znamionowego,
- część rdzenia izolatora (4) umieszczona w kadzi transformatora jest stożkowa, warstwa ekwipotencjalna, która jest wyprowadzona na punkt pomiarowy (punkt 9), nie obejmuje znacznej części stożka rdzenia, jest zatem poza strefą pomiarową,
- temperatura izolatora w czasie pomiarów $\text{tg } \delta$ i pojemności C jest inna niż temperatura izolatora w czasie pracy transformatora,
- różnorodność typów izolatorów przepustowych zabudowanych w transformatorach energetycznych i brak jednoznacznych kryteriów oceny wyników pomiarowych $\text{tg } \delta$ i pojemności C .

W tabeli 1 zestawiono kryteria oceny stanu technicznego izolatorów przepustowych na podstawie wartości $\text{tg } \delta_I$ i pojemności C_I [1].

Tabela 1

Kryteria oceny stanu technicznego izolatorów

Producent	Typ izolatora	Współczynnik strat $\text{tg } \delta_I$ [%]		Pojemność C_I
		wartość początkowa	wartość ostrzegawcza	wartość awaryjna
ABB	Ogólne wytyczne	$< 0,7$	$(1,25 + 1,4)T_p$	$1,1C_p$
General Electric	Typ L	$< 1,5$	$1,5 + 3$	$1,1C_p$
Trench	Typ COS/COT	$< 0,7$	$> 1,5$	$1,05 C_p$
Norma [4]		$< 0,7$		
RIET [5]	izolatory nowe, izolatory po remoncie, izolatorów na trafo.	T_p	$0,5 + 0,7$	C_p
			$0,7 + 1$	$1,1C_p$
			$1 + 1,8$	$1,1C_p$

T_p , C_p - wartości początkowe podawane przez producenta.

Wyniki pomiarowe z wieloletnich badań izolatorów przepustowych typu OIP pozwalają przyjmując $\text{tg } \delta_I = 0,7$ za wartość gwarantującą poprawny stan techniczny izolatorów przepustowych niezależnie od producenta [4]. Zmiana pojemności C_I izolatora przepustowego w zakresie 3÷10 % w stosunku do wartości fabrycznej jest zwykle przyjmowana w diagnostyce, jako wartość ostrzegawcza przy ocenie stanu technicznego izolatora przepustowego.

Znacznie bardziej wiarygodną metodą oceny stanu technicznego izolatora przepustowego jest analiza próbki oleju pobranego z izolatora. W badaniach oleju wykorzystuje się metody stosowane do badań izolacji papierowo-olejowej transformatora energetycznego [5]. Badanie składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju (analiza DGA) pozwala wykryć lokalne defekty układu izolacyjnego izolatora przepustowego. W tabeli 2 zestawiono charakterystyczne gazy dla danego uszkodzenia izolatora przepustowego.

Obecnie rozwijają się także metody on-line badania izolatorów przepustowych. Bazują one na ciągłym pomiarze prądu upływu trzech faz i ich sumowaniu, to jest wyznaczeniu składowej zerowej prądu upływu. Prądy upływu są mierzone między punktem pomiarowym (9) i kadzią transformatora (5).

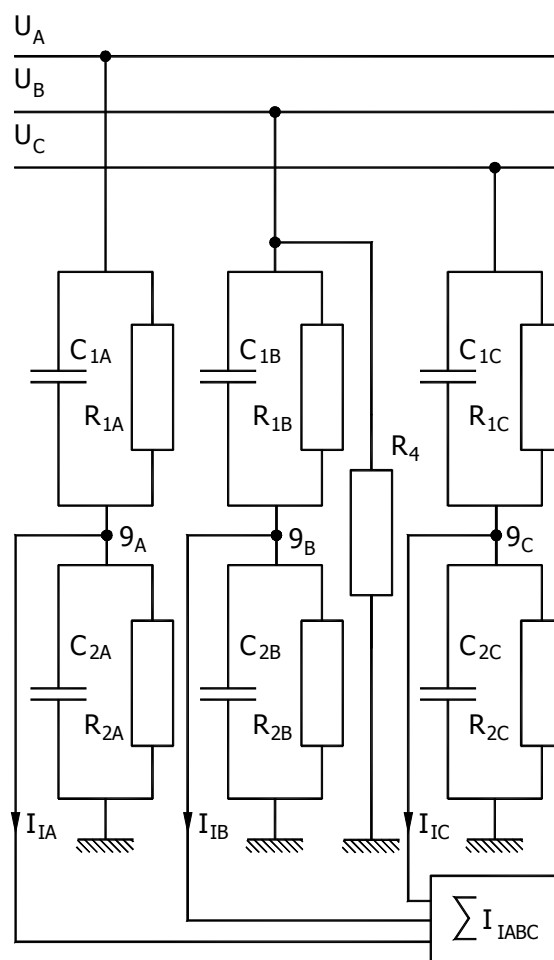
Tabela 2
Charakterystyczne gazy dla danego uszkodzenia izolatora przepustowego [1]

Lp	Charakterystyczne gazy	Typowe przykłady uszkodzenia izolatora przepustowego	Rodzaj uszkodzenia
1.	H_2, CH_4	wyładowania w kaverbach wypełnionych olejem na skutek niepełnej impregnacji lub dużego zawilgocenia oleju	wyładowania niezupełne (WNZ)
2.	C_2H_2, C_2H_4	ciągłe iskrzenie w oleju między źle połączonymi elementami o różnych potencjałach	wyładowania o dużej energii
3.	H_2, C_2H_2	sporadyczne iskrzenie na skutek nieustalonego potencjału lub wyładowań niezupełnych	wyładowania o małej energii
4.	C_2H_4, C_2H_6	przegrzanie przewodu w oleju	przegrzanie oleju
5.	CO, CO_2	przegrzanie przewodu stykającego się z papierem, przegrzanie na skutek strat dielektrycznych	przegrzanie oleju

W instalowanych obecnie transformatorach, w węzłowych stacjach systemu elektroenergetycznego, stosowane są układy diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych typu *on-line*. Układy te stanowią część systemu monitoringu transformatorów energetycznych, gdzie obróbka danych pomiarowych i prezentacja otrzymanych wyników jest wykonywana przy pomocy odpowiedniego oprogramowania komputerowego. Izolatory przepustowe jednego transformatora zwykle nie są identyczne, sumaryczny prąd upływu izolatorów faz A, B, C, w stanie początkowym jest wzorcem względem którego odnosi się wyniki pomiaru prądu upływu w warunkach eksploatacji.

Wydaje się, że pomiar sumarycznego prądu upływu nie rozwiązuje do końca diagnostyki izolatorów przepustowych. Jak już opisano wcześniej, część rdzenia izolatora (4) umieszczona w kadzi transformatora jest stożkowa, warstwa ekwipotencjalna, która jest wyprowadzona na punkt pomiarowy (punkt 9), nie obejmuje znacznej części stożka rdzenia, jest zatem poza strefą pomiarową, prądy upływu części stożkowej rdzenia (4) nie są mierzone. Zilustrowano to na schemacie zastępczym układu izolacyjnego (rys. 6), przy założeniu, że w fazie B, w części stożkowej rdzenia izolatora, powstała ścieżka półprzewodząca o rezystancji R_4 . Prąd upływu płynący przez rezystancję R_4 miej-

scowo przegrzewa izolację papierowo-olejową izolatora.



Rys. 6. Pomiar sumarycznego prądu upływu w układzie izolacyjnym izolatorów przepustowych zilustrowany na schemacie zastępczym układu izolacyjnego z dodatkową ścieżką półprzewodzącą o rezystancji R_4 w fazie B

Przykłady awarii izolatorów przepustowych, skutkujące awarią transformatora, w większości przypadków mają właśnie swój początek w części stożkowej rdzenia izolacyjnego, w której powstają dodatkowe półprzewodzące ścieżki prądu upływu.

4. Wnioski

Izolatory przepustowe zabudowane na transformatorach wysokiego napięcia są jednym z głównych elementów determinujących niezawodną pracę transformatorów. Diagnostyka *off-line* izolatorów przepustowych bazuje na okresowych pomiarach współczynnika $tg\delta_1$ % i pojemności C_1 i śledzenia ich zmian w czasie. Metoda pomiaru $tg\delta$ jest podana w literaturze [2]. Nie są to jednak pomiary w pełni wiarygodne,

gdyż:

- układ izolacyjny izolatora przepustowego jest połączony z układem izolacyjnym transformatora,
- pomiar jest wykonywany przy znacznie niższym napięciu od napięcia izolatora,
- powierzchnia ekwipotencjalna izolatora wyprowadzona na punkt pomiarowy nie obejmuje części stożkowej rdzenia kondensatorowego izolatora, a tym samym ta część izolatora nie jest diagnozowana.

Diagnostyka on-line izolatorów przepustowych bazuje na ciągłym pomiarze sumy prądów upływu trzech faz. Podobnie jak przy pomiarach $\tan\delta_1$ % i pojemności C_1 , część stożkowa rdzenia kondensatorowego izolatora nie jest diagnozowana, stąd także i te pomiary nie są w pełni wiarygodne. Najbardziej wiarygodną metodą diagnostyczną izolatorów przepustowych jest badanie i analiza gazów w oleju DGA. Jednak pobór oleju do badań musi robić wykwalifikowany personel, gdyż istnieje niebezpieczeństwo rozszczelnienia rdzenia kondensatorowego izolatora. Ponadto pobrany olej należy uzupełnić.

5. Literatura

- [1]. Buchacz J., Szymański Zb., Warczyński P.: *Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową*. Materiały konferencyjne: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2010, ss. 143 - 156.
- [2]. Glinka T.: *Maszyny elektryczne i transformatory. Podstawy teoretyczne, eksploatacja, diagnostyka*. ISBN 978-83-931909-4-2. Wydana przez Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL w Katowicach. 2015 r.
- [3]. Kazimierski M., Olech W.: *Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów*. Wydawnictwo: Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o., Gliwice 2013r.
- [4]. PN-EN 60137: 2004. *Insulated Bushings for Alternating Voltages above 1000V*.
- [5]. *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów*. ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice, 2012r. ISBN 83-916040-04.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka, Politechnika Śląska w Gliwicach oraz INiME KOMEL Katowice.

e-mail: glinka.tadeusz@gmail.com

dr hab. inż. Bronisław Drak, prof. Pol. Śl.

Politechnika Śląska Gliwice

e-mail: b.drak@upcpoczta.pl

dr inż. Jan Kapinos, Politechnika Śląska, Gliwice.

e-mail: jan.kapinos@polsl.pl