

**Jakub Bernatt, Stanisław Gawron, Tadeusz Glinka, Artur Polak**  
**Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL, Katowice**

## **DIAGNOSTYKA ON-LINE IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH TYPU OPI W TRANSFORMATORACH WN**

### **ON-LINE DIAGNOSTICS OF OPI BUSHINGS IN HV TRANSFORMERS**

**Streszczenie:** Parametrem diagnostycznym izolatorów przepustowych stosowanym standardowo on-line jest pomiar  $tg\delta$  między punktem pomiarowym P i kołnierzem K. Wykazano, że  $tg\delta$  nie informuje w sposób dostateczny o stanie technicznym izolatora przepustowego. Polecanym parametrem diagnostycznym on-line izolatora jest prąd upływu  $I$  mierzony w obwodzie rezystancji  $R_m$  włączonej między punkty P-K. Korzystne jest sumowanie sygnałów prądowych z izolatorów trzech faz. Sumowanie należy realizować na transformatorze (rys. 9). Pomiar prądu sumarycznego  $I_0$  jest prosty w realizacji i wolny od zakłóceń.

**Abstract:** The standard diagnostic parameter HV bushings used on-line is the measurement of  $tg\delta$  between the measuring point P and the flange K. It has been shown that  $tg\delta$  does not sufficiently inform about the technical condition of the bushing. The recommended on-line diagnostic parameter of the insulator is the leakage current  $I$  measured in the circuit of resistance  $R_m$  connected between points P-K. It is advantageous to sum the current signals from the insulators of the three phases. Adding up should be done on a transformer (Fig. 9). Measurement of the summary current  $I_0$  is simple to implement and free from interferences.

**Słowa kluczowe:** transformator, izolator przepustowy,  $tg\delta$ , prąd upływu.

**Keywords:** transformer, bushing,  $tg\delta$ , leakage current.

### **1. Wstęp**

Izolatory przepustowe i przełączniki zaczepów pod obciążeniem są najczęstszą przyczyną awarii transformatorów. Szacuje się, że izolatory przepustowe powodują około 20% awarii transformatorów. Największą awaryjnością jest przedział czasowy 20-30 lat eksploatacji [10]. Uszkodzenia izolatorów przepustowych, w większości przypadków, są spowodowane zwęglaniem papieru i zwarciem w izolatorze. Prąd zwarcia powoduje gwałtowne wyparowanie oleju, eksplozję osłony porcelanowej i pożar. Jeśli zwarcie powstało w części izolatora nad transformatorem to pali się sam izolator, a jeśli zwarcie powstało w części izolatora znajdującej się w kadzi olejowej to pali się transformator.

Przyczyn degradacji izolacji papierowo-olejowej izolatora, poza wadami technologicznymi, jest kilka, np.: 1) zawilgocenie oleju, lub zanieczyszczenie proszkiem wypłukanym z powierzchni ekwipotentjalnej; 2) wyciek oleju z izolatora; 3) zmarszczony papier i występujące pęcherzyki powietrza; 4) przegrzanie miejscowe papieru i oleju od zbiornika metalowego nagrzewanego przez słońce i prądy wirowe, bądź od styków przyłącza; 5) starzenie się papieru.

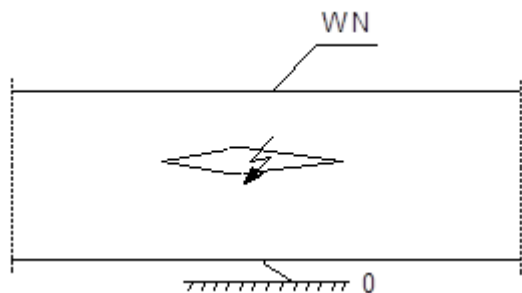
Dominującym uszkodzeniem jest termiczna i dielektryczna degradacja izolacji, które najczęściej występują razem.

Degradacja termiczna izolacji związana jest z temperaturą. Izolacja papier-olej ma klasę temperaturową A – 105°C. Wzrost temperatury papieru i oleju powyżej 105°C przyspiesza degradację izolacji. Rozkład temperatury na długości izolatora nie jest jednakowy. Temperatura części izolatora znajdującej się w kadzi zależy od temperatury oleju pod pokrywą. Temperatura części zewnętrznej izolatora zależy od temperatury powietrza, a latem w dni słoneczne także od nagrzania zbiornika oleju i porcelany. Prąd w przewodzie umieszczonym wewnątrz izolatora także ma w tym udział, a ponadto indukuje prądy wirowe w elementach metalowych izolatora: kołnierzu i zbiorniku oleju, które wpływają na rozkład temperatury w izolatorze. Z czasem eksploatacji styki przyłączy na izolatorze utleniają się, rezystancja styków wzrasta i temperatura styków wzrasta, które nagrzewają końcówkę izolatora.

Degradację dielektryczną powodują wyładowania niezupełne w układzie izolacyjnym.

Jeśli wewnątrz warstwy papieru, najczęściej w warstwie wewnętrznej, zamiast oleju są pęche-

rzyki powietrza, to w tych miejscach występują wylądowania niezupełne - rys. 1.



Rys. 1. Pęcherzyk powietrza w izolacji papierowej jest miejscem wylądowań niezupełnych

Wylądowania niezupełne niszczą punktowo izolację papierową, papier zwęglą się. Po latach eksploatacji powstaje „gniazdo” zwęglonego papieru (karbonizacja papieru), które stale powiększa się. Zwęglone „gniazda” zawierają warstwy ekwipotencjalne. Prąd pojemnościowy izolatora  $I_C$  płynie wzdłuż warstw ekwipotencjalnych stykających się z „gniazdem”. Warstwy ekwipotencjalne są o bardzo małej grubości, ich rezystancja jest stosunkowo duża. Prąd pojemnościowy izolatora płynący wzdłuż tych warstw przegrzewają je, co powoduje dalsze zwęglenie papieru. Zwęglenie wewnętrznej izolacji zwiera coraz większą ilość warstw papieru i wreszcie napięcie powoduje przebicie pozostałej izolacji. Niezależnie w którym miejscu rdzenia papierowego powstanie „gniazdo”, to przebicie izolacji zawsze występuje do tulei metalowej na której jest osadzony kołnierz mocujący, gdyż powierzchnie ekwipotencjalne w rdzeniu papierowym prowadzą potencjał elektryczny zwęglonego „gniazda” do tulei z kołnierzem. Prąd zwarcia powoduje gwałtowne wyparowanie oleju, ciśnienie wewnętrzne rozrywa papier i osłonę porcelanową, której grubość wynosi około 20 mm.

W elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych znane są przypadki awarii transformatorów spowodowanych uszkodzeniem przepustów izolatorowych. Przykładem jest płonący transformator pokazany na rys. 2, jest to transformator sieciowy o parametrach 250 MVA, 400/110 kV, a pożar zainicjowała eksplozja izolatora przepustowego fazy L2, 400 kV.

Zwarcie powstało w części izolatora umieszczonego w kadzi. Zniszczenie transformatora jest duże. Kawałki porcelany niszczą osłony porcelanowe pozostałych izolatorów. Mieszanka gazów w kadzi eksploduje. Kadź rozszczelnia się. Olej rozbryzguje się na zewnątrz i zapala się.

Spalony transformator nie kwalifikuje się do naprawy. Należy instalować nowy transformator.



Rys. 2. Płonący transformator 250 MVA, 400 kV/110 kV, [8]

## 2. Pomiary diagnostyczne izolatora

Celem pomiarów diagnostycznych jest ocena aktualnego stanu technicznego izolatora i prognoza jego dalszej bezawaryjnej pracy. Pomiary diagnostyczne izolatorów przepustowych wykonywane na transformatorze pracującym, są to pomiary on-line, a pomiary na transformatorze wyłączonym, są to pomiary off-line. Rodzaj czynności wykonywanych w czasie pomiarów diagnostycznych izolatorów zestawiono w tabeli 1.[10]

Tabela 1. Czynności diagnostyczne

Rodzaj czynności	on-line	off-line
Oględziny zewnętrzne	tak	tak
Pomiary termowizyjne	tak	
Pomiar wnz:	tak	
Badanie DGA oleju		tak
Pomiary: C i tgδ	tak	tak
Pomiar prądu upływu	tak	
Badanie napięciem stałym		tak

W tym artykule zajmujemy się tylko badaniami on-line.

**Oględziny zewnętrzne** on-line można robić lornetką. Sprawdza się: czy nie ma śladów wycieku oleju, zabrudzenie talerzy porcelany, śladów wylądowań niezupełnych, a w nocy kontroluje się czy nie ma wylądowań ulotowych (koronowych) objawiających się świeceniem izolatorów. Uzupełnieniem oględzin są **pomiary termowizyjne** izolatorów. Jest to pomiar bardzo ważny. Zwęglone „gniazdo” izolacji papierowe ma wyższą temperaturę, którą można dostrzec także na powierzchni osłony porcelanowej. Oględziny i ter-

mowizyjne pomiary temperatury są najważniejszymi czynnościami diagnostycznymi on-line.

**Wyładowania niezupełne** (wnz) w większości przypadków są przyczyną uszkodzenia izolatorów, zatem wnz należałoby kontrolować. Wyładowania niezupełne można mierzyć gdy napięcie na izolatorze jest znamionowe. Warunki takie występują w czasie pracy transformatora, pomiary on-line. Pomiary off-line przeprowadza się przy wyłączonym napięciu, wnz w izolatorach i transformatorze nie ma. Pomiar wnz nie jest wiarygodny i nawet instrukcje fabryczne pomiarów wnz nie zalecają, gdyż uzyskanie wiarygodnych wyników pomiarowych wnz izolatorów na pracującym transformatorze nie jest możliwe, gdyż: 1) z izolatorem są połączone inne urządzenia: uzwojenie transformatora, linia elektroenergetyczna, wyłączniki, odłączniki, przekładniki prądowe i napięciowe, które także generują wnz; 2) nowy izolator powinien mieć poziom wnz 10 pC i jest to o rząd mniej od dopuszczalnych wnz transformatora; 3) czujniki antenowe, ze względów bezpieczeństwa, muszą być oddalone od izolatora, a poziom zakłóceń sygnału pomiarowego jest co najmniej o rząd większy od sygnału mierzonego.

Zatem degradacja dielektryczna izolatora spowodowana wyładowaniami niezupełnymi przebiega niezauważalnie.

Izolatory przepustowe mają izolację papier-olej, a uzwojenia transformatorów olejowych mają izolację papier-olej lub bawełna-olej, Diagnostyka stanu technicznego izolatora przepustowego może bazować na analizie chromatograficznej **DGA oleju**. Dla izolacji papierowo-olejowej transformatorów metodyka badań DGA i ocena wyników badań jest dobrze opracowana [19]. Charakterystyczne gazy zawarte w oleju to  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ , przekraczające wartości (w ppm) progowe, są informacją o postępującym uszkodzeniu rdzenia izolacyjnego. Analiza składu gazów rozpuszczonych w oleju i ich ilość (w ppm) pozwalają na wiarygodną ocenę stanu technicznego izolatora i na ewentualne wykrycie lokalnych defektów. Pobieranie próbek oleju z izolatora, ze względu bezpieczeństwa, wymaga wyłączenia transformatora z sieci elektroenergetycznej. Problemem jest także pobór próbek oleju do badań. Izolator jest zamknięty hermetycznie, oleju w izolatorze jest mało i po pobraniu należy go uzupełnić. Pobierając olej do badań DGA łatwo jest izolator rozszczelnić i z tego powodu badania DGA oleju wykonuje się bardzo rzadko.

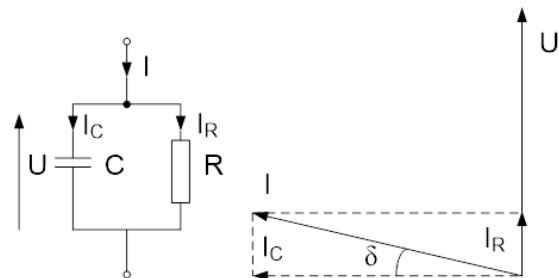
**Definicja  $tg\delta$  i prądu upływu  $I$ .** Izolacja charakteryzuje się stratnością  $tg\delta$ . Współczynnik stratności  $tg\delta$  układu izolacyjnego sprowadza schemat zastępczy izolatora do dwóch parametrów: pojemności  $C$  i rezystancji  $R$ , które mogą być połączone równolegle bądź szeregowo. Schemat równoległy w literaturze jest częściej używany i ten schemat zostanie wykorzystany [7] Napięcie na izolatorze wymusza przepływ prądu  $I$  przez układ izolacyjny. Przy napięciu przemiennym prąd  $I$  ma dwie składowe: pojemnościową  $I_C$  i rezystancyjną  $I_R$ .

$$I = \sqrt{I_C^2 + I_R^2} \quad (1)$$

Stosunek, wartości skutecznych, składowej rezystancyjnej  $I_R$  do składowej pojemnościowej  $I_C$  jest definicją stratności dielektrycznej  $tg\delta$  izolatora:

$$tg\delta = \frac{I_R}{I_C} \quad (2)$$

Naturalną interpretacją definicji prądu upływu  $I$  i stratności  $tg\delta$  jest równoległy schemat zastępczy układu izolacyjnego o parametrach  $R$ ,  $C$  połączonych równolegle (rys. 3).



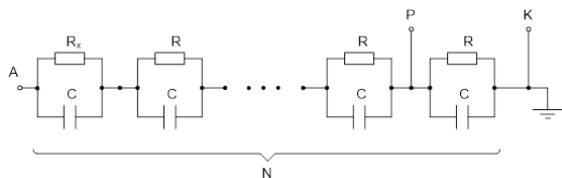
Rys. 3. Interpretacja prądu upływu  $I$  i stratności  $tg\delta$  izolatora

W układzie równoległym współczynnik stratności  $tg\delta$ :

$$tg\delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{1}{\omega RC} \quad (3)$$

### 3. Pomiar on-line

Izolator przepustowy transformatora blokowego o parametrach znamionowych 270 kVA, 15,75/420.kV ma około  $N = 60$  warstw izolacyjnych przedzielonych powierzchniami ekwipotencjalnymi. Elektryczny schemat zastępczy każdej warstwy jest jak na rys. 4. Wszystkie warstwy są połączone w szereg i tworzą schemat zastępczy izolatora rozłożony – rys. 4.

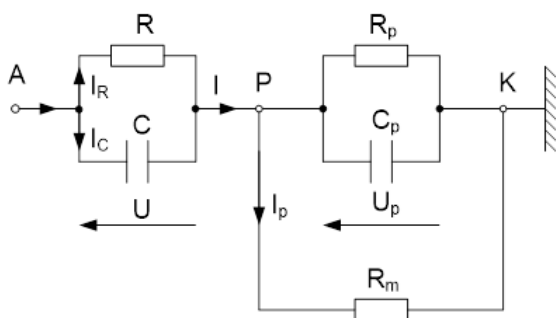


Rys. 4. Izolator przepustowy schemat zastępczy rozłożony

W punkcie A jest przyłączone uzwojenie transformatora. W czasie pracy transformatora w punkcie A jest napięcie

$$U = \frac{U_N}{\sqrt{3}} = \frac{420}{\sqrt{3}} = 242,5 \text{ kV} \quad (4)$$

Poprawny pomiar  $\text{tg}\delta$  wymaga równoczesnego pomiaru napięcia  $U$  na izolatorze i prądu  $I$  przepływającego przez izolator. W pomiarach on-line takiej możliwości nie ma, gdyż napięcie w punkcie A wynosi 242,5 kV. Przy takim napięciu w punkcie A, pomiar  $\text{tg}\delta$  izolatora przepustowego może się odbywać tylko między punktami P-K. W tym układzie, w miarę poprawnie można mierzyć prąd upływu  $I$  izolatora. Dla celów pomiarowych schemat rozłożony izolatora z rys. 4 można zwinąć jak na rys. 5. Między punkty P-K włączamy rezystancję pomiarową  $R_m$ , jest to np. rezystancja amperomierza którym zwiera się punkty P-K. Indeks  $m$  wywodzi się od słowa *measurement*. Schemat układu pomiarowego przedstawia rys. 5.



Rys. 5. Pomiar prądu upływu izolatora on-line

Rezystancja  $R_m$  jest dużo mniejsza od impedancji  $Z_p$  między punktami P-K, gdyż  $Z_p$  jest impedancją ostatniej warstwy izolacyjnej i osłony porcelanowej.

Przy powyższym założeniu rezystancja  $R_m$  zwiera impedancję  $Z_p$ . Prąd upływu  $I$  izolatora płynie przez rezystancję  $R_m$   $I \approx I_p$ . Ze względu na wysokie napięcie  $U$  i z tym związane bezpieczeństwo, nie ma możliwości bezpośredniego

pomiaru kąta  $\varphi$  między napięciem  $U$  i prądem  $I$ , a tym samym kąta  $\delta = \left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)$  – rys. 3.

$$R_m \ll Z_p \quad (5)$$

$$= \sqrt{\left(\frac{R_p \left(\frac{1}{C_p \omega}\right)^2}{R_p^2 + \left(\frac{1}{C_p \omega}\right)^2}\right)^2 + \left(\frac{R_p^2 \frac{1}{C_p \omega}}{R_p^2 + \left(\frac{1}{C_p \omega}\right)^2}\right)^2}$$

Firmy instalujące aparaturę pomiarową  $\text{tg}\delta$  on-line robią to na dzielniku napięcia między punktami P-K. Kąt  $\delta$  izolatora wynosi kilka do kilkunastu minut i jego poprawny pomiar w punkcie P nie jest możliwy, gdyż bazuje na pomiarach prądu  $I_p$  i napięcia  $U_p$  w punkcie P. Pomiar prądu  $I_p$  i pomiar napięcia  $U_p$  jest wykonany w układzie bocznikowym w stosunku do izolatora i nie ma gwarancji, że kąty między wskazami napięć  $U$  i  $U_p$  oraz prądów  $I$  i  $I_p$  są równe zero. Pomiar  $\text{tg}\delta$  wymaga rozłożenia prądu upływu  $I$  względem napięcia  $U$  (rys. 3) na składowe czynną  $I_R$  i pojemnościową  $I_C$ . Natomiast z pomiarów, po obliczeniu, otrzymujemy składowe  $I_{RP}$  i  $I_{CP}$ . Zatem

$$\text{tg}\delta = \frac{I_R}{I_C} \approx \frac{I_{RP}}{I_{CP}} = \text{tg}\delta_p \quad (6)$$

Pomiar on-line  $\text{tg}\delta$  jest przybliżony, jednak firmy taką aparaturę stosują i aplikują.

Należy mieć świadomość, jakie defekty w izolatorze mogą występować i czy wskaźnik  $\text{tg}\delta$  na nie reaguje. 1) w przypadku zawilgocenia izolacji pojemność  $C$  i rezystancja  $R$  zmniejszają się,  $\text{tg}\delta = \frac{1}{\omega CR}$  wzrasta, jest to informacja, że w izolatorze coś się złego dzieje i należy przeprowadzić badania off-line; 2) w przypadku zesterzenia i przegrzania izolacji pojemność  $C$  zmniejsza się, rezystancja raczej nie zmienia się,  $\text{tg}\delta = \frac{1}{\omega CR}$  wzrasta lecz w mniejszym stopniu niż przy zawilgoceniu; 3) w przypadku degradacji izolacji przez wyładowania niepełne i zwęglenie miejscowe izolacji, pojemność  $C$  wzrasta, rezystancja  $R$  zmniejsza się  $\text{tg}\delta = \frac{1}{\omega CR}$  nie zmienia się i nie informuje w sposób dostateczny o stanie technicznym izolatora.

Małe zmiany  $\text{tg}\delta$  nie są dowodem, że w układzie izolacyjnym nie ma zwęglonych miejsc izolacji papierowej, potwierdzają to publikacje: 1) [10] ... stwierdzony wielokrotnie brak korelacji pomiędzy zmianami mierzonych wartości  $\text{tg}\delta$  izolatorów przepustowych a ich uszkodzeniem.

(str.168); 2) [11] ...wyniki  $tg\delta$  uzwojeń całego transformatora pozwalają stwierdzić, że uszkodzenia wewnątrz izolatorów nie wpływają na  $tg\delta$  uzwojeń pomimo, że pomiar obejmuje również izolatory. (str.5, punkt 5).

Autor publikacji [11], pracownik BOT Elektrownia Bełchatów, pisząc ten artykuł bazował na własnym doświadczeniu eksploatacji transformatorów blokowych.

Pomiar  $tg\delta$  jest stosowany, gdyż nie ma propozycji lepszej i ten kto jest odpowiedzialny za eksploatację transformatora instaluje układ pomiaru  $tg\delta$ , aby w przypadku awarii mieć usprawiedliwienie przed prezesem i towarzystwem asekuracyjnym, którzy nie wiedzą, że  $tg\delta$  nie informuje w sposób dostateczny o stanie technicznym izolatorów.

Natomiast korzystnie jest włączyć, między punkty P-K, rezystancję  $R_m$  dużo mniejszą od impedancji  $Z_p$  izolatora i mierzyć prąd  $I_p = I$ . Napięcie  $U_A$ , jest napięciem fazowym transformatora i jest mierzone przez przekładniki napięciowe w systemie pomiarowym transformatora. Impedancja izolatora

$$Z = \frac{U_A}{I_p} \quad (7)$$

Parametry:  $U_A$ ,  $I_p$  są jedynymi parametrami całego izolatora które on-line można mierzyć.

Założmy, że w izolatorze przepustowym  $x$  warstw izolacyjnych jest zwartych i one powodują zmniejszenie rezystancji  $R_x = \frac{N-x}{N} R$ , oraz zwiększenie pojemności  $C_x = \frac{N}{N-x} C$ .

Impedancja  $Z_x < Z$ , prąd upływu  $I_x > I$  jedynie  $I_x = I_{px} > I = I_p = \frac{U_A}{Z_x}$ .

Zwarcie punktów P-K rezystancją  $R_m$  i pomiar on-line prądu  $I_p$  bądź napięcia  $U_p$  na rezystancji  $R_m$  ma sens, gdyż w tych parametrach jest zawarta informacja o stanie technicznym izolatora. W tabeli 2 podano wartości procentowe zmiany prąd  $\Delta I_{p\%}$  przy  $N = 60$ , w tym  $x$  warstw zwartych (zwęglonych).

$$\Delta I_{p\%} = \left(1 - \frac{I_{xp}}{I_p}\right) 100 = \frac{x}{N} 100 \quad (8)$$

Tabela 2. Procentowa zmiana prądu  $\Delta I_{p\%}$  przy  $N = 60$

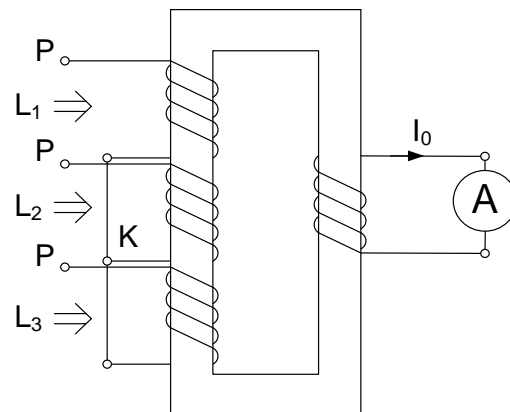
$x$	0	1	3	5	7	10
$\Delta I_{p\%}$	0	1,7	5,0	8,3	11,6	16,7

Wyniki w tabeli 2 wskazują, że  $x = 5$  zwęglonych warstw powoduje zmianę prądu  $\Delta I_{p\%}$  o ponad 8%, a 5 zwęglonych warstw papieru nie powoduje jeszcze zwarcia w izolatorze, lecz jest już dostateczną informacją, że izolator należy poddać badaniom off-line lub wymienić.

Pomiary prądu  $I_p$  on-line są prowadzone w trzech fazach, polecany jest zatem pomiar sumarycznego prądu upływu [2]

$$I_0 = I_{L1} \hat{+} I_{L2} \hat{+} I_{L3} \quad (9)$$

Sygnały napięcia  $U_p$  i prądu  $I_p$  w izolatorach L1, L2, L3 są galwanicznie połączone poprzez punktu zerowy uzwojeń transformatora, dlatego sumowanie należy przeprowadzić na transformatorce pomiarowej – rys. 6. Zamiast prądu  $I_0$  można mierzyć napięcie  $U_0$ .



Rys. 6. Sumowanie prądów upływu izolatorów przepustowych trzech faz

Jednakowe uszkodzenie trzech izolatorów w tym samym czasie nie występuje, zatem uszkodzenie jednego izolatora jest widoczno w prądzie  $I_0$  lub napięciu  $U_0$ . Sygnał pomiarowy  $I_0$  bądź  $U_0$  jest wolny od zakłóceń.

#### 4. Podsumowanie

Izolatory przepustowe służą do wyprowadzenia napięcia z uzwojeń transformatorów. Rdzeń izolacyjny WN typu OPI jest papierowo – olejowy zabudowany w osłonie pocelanowej. Rdzeń jest podzielony powierzchniami ekwipotencjalnymi na  $N$  warstw. Z pierwszej powierzchni ekwipotencjalnej, licząc od kołnierza, jest wyprowadzony punkt pomiarowy P. W czasie pracy transformatora w punkcie przyłączeniowym A jest napięcie fazowe transformatora  $U_A$ .

Częstą przyczyną awarii izolatora są wyładowania niezupełne, które powodują zniszczenie

(zwęglenie) wewnętrznych warstw izolacyjnych. Wraz z czasem eksploatacji transformatora postępują zwęglenia kolejnych sąsiednich warstw. Jeśli degradacja izolacji nie zostanie zauważona i izolator nie zostanie wymieniony, to kończy się zwarcie na izolatorze i pożarem izolatora, a niekiedy pożarem transformatora. Skutki awarii są duże i kosztowne.

Parametrem diagnostycznym on-line izolatora, wykorzystywanym standardowo, jest  $tg\delta$  mierzony między punktami P-K. Z doświadczenia wiadomo [10, 11] i w tym artykule wykazano posługując się schematami zastępczymi układu izolacyjnego, że: 1) w przypadku degradacji dielektrycznej izolacji, wskaźnik  $tg\delta$  nie informuje w sposób dostateczny o stanie technicznym izolatora; 2) w przypadku zawilgocenia izolacji wskaźnik  $tg\delta$  wzrasta, jest to informacja, że w izolatorze coś się dzieje i należy przeprowadzić badania off-line.

Polecany parametrem diagnostycznym on-line izolatora jest prąd upływu  $I$  mierzony w obwodzie rezystancji  $R_m$  włączonej między punkty P-K. Korzystne jest sumowanie sygnałów prądowych z izolatorów trzech faz. Sumowanie prądów trzech faz wymaga separacji galwanicznej. Pomiar prądu sumarycznego  $I_0$  jest prosty w realizacji i wolny od zakłóceń.

## 5. Literatura

- [1]. Antosz A.: Oleje transformatorowe – stan aktualny i perspektywy rozwoju. *Nafa-Gaz*. Nr/ 2010. Ss. 222-227.
- [2]. Bernatt J., Glinka T., Mnich M., Wilk M.: Układ do diagnostyki izolatorów przepustowych typu OPI. *Patent PL 235587* z dnia 18.02. 2019 r.
- [3]. Bernatt J., Gawron S., Glinka T., Polak A.: Diagnostyka on-line izolatorów przepustowych WN. *Energetyka* ISSN 0013-7294. Nr 4/2022, ss.175-180.
- [4]. Buchacz J., Szymański Zb., Warczyński P.: Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową. Materiały konferencyjne: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. *Energopomiar-Elektryka*, 2010, ss. 143 - 156.
- [5]. Chunyu Wang, Xiongyi Huang i inni, Influence of voiddefects on partial discharge behavior of superconductingbusbar insulation. *Fusion Engineering and Design*, Volume 119, June 2017, Pages 29-34.
- [6]. Glinka T.: DC Testing of the OPI-type 400 kV Bushings (Badanie napięciem stałym izolatorów przepustowych typu OPI 400 kV). *Automatyka – Elektryka – Zakłócenia*. Vol. 10, nr 4 (38), 2019. ISSN 2082-4149, www.epismo.aez.pl, ss. 8 – 31.
- [7]. Glinka T.: Szymaniec S.: Eksploatacja i diagnostyka maszyn elektrycznych i transformatorów. *Wydawnictwo WNT*, ISBN 978-83-01-20735-9. 2019r.
- [8]. Kapinos J.: Uszkodzenia eksploatacyjne transformatorów energetycznych. *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*. ISSN 0239-3646. Nr 88/2010, ss.201-207.
- [9]. Kaźmierski M.: Diagnostyka i monitoring transformatorów w eksploatacji. *Materiały Forum „Transformatory Energetyczne”*. Łódź 20-21.11.2007. ss 141 -187.
- [10]. Kazimierski M., Olech W.: Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów. *Energopomiar-Elektryk*. Gliwice 2013, ISBN 978-83-916040-5-2.
- [11]. Łukaszewski J.: Uszkodzenia izolatorów zagrożeniem dla transformatora i otoczenia, *BOT Elektrownia Belchatów*. Internet, 2015 r.
- [12]. Mineral Insulating Oils – Methods for the Determination of 2-Furfural and Related Compounds. *IEC 61198 Ed. 1.0 b:1993*.
- [13]. Olech W., Buchacz J., Warczyński P.: Instrukcja badań transformatorowych izolatorów przepustowych. Materiały konferencyjne Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. *ZPBE Energopomiar – Elektryka*, Gliwice, 12.2008-02.2009.
- [14]. Olesz M, Haras J.: Diagnostyka stanu technicznego izolatorów przepustowych średniego napięcia. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*. Nr 56 2017r., ss 67-70.
- [15]. *PN-81/E-04070.01* Transformatory. Metody badań. Badanie oleju.
- [16]. *PN-81/E-04070.03* Transformatory. Metody badań. Pomiar wskaźników izolacji.
- [17]. *PN-EN 60137:2010* Izolatory przepustowe na napięcia przemiennie powyżej 1000 V.
- [18]. *PN-EN 60567: 2012* Urządzenia elektryczne olejowe. Pobieranie próbek gazów i oleju do analizy wolnych i rozpuszczonych. Wytyczne.
- [19]. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. *Energopomiar-Elektryka*, Gliwice 2012, ISBN 83-916040-4-5.