

Elementy diagnostyki OFF - oraz ON – LINE w transformatorowych izolatorach przepustowych

Streszczenie. W artykule omawia się wykorzystywaną w krajowej energetyce metodę diagnostyki okresowej (off-line) polegającą na pomiarze pojemności (C) i stratności dielektrycznej ($\text{tg } \delta$). Szeroko przedstawia się metodę diagnostyki on-line bazującą na pomiarze i analizie prądu ziemnego płynącego przez część kondensatorową izolatora. Podaje się propozycje udoskonalenia tej metody z wykorzystaniem pomiaru napięcia zasilającego transformator. Formuluje się propozycje odnośnie do stosowania metod w praktyce, oraz rozszerzenia metody diagnostyki on-line.

Abstract. The paper presents the method used by Polish utilities based on measurement of a capacitance (C) and a dielectric loss ($\text{tg } \delta$). The paper broadly treats the on-line diagnostic method based on measurements and analysis of a current flowing to earth via an capacitive bushing part. A proposal of improvement of the method by utilization of a voltage supplying a transformer is put forward. Finally, suggestions of usage of the methods in a current maintenance practice and expansions of the on-line diagnostic are presented. **(Elements of the OFF- and ON- LINE diagnostic methods of the power transformer bushings)**

Słowa kluczowe: transformatory, izolatory przepustowe, diagnostyka, pomiary.

Keywords: Power transformers, bushings, diagnostics, measurements.

doi:10.12915/pe.2014.01.64

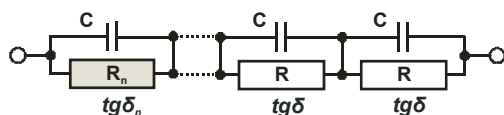
Wstęp

Izolatory przepustowe stanowią jeden z najistotniejszych elementów wyposażenia każdego z transformatorów. Awaria, czy tylko niesprawność nawet jednego z nich jest przyczyną odstawienia transformatora z ruchu. Uszkodzenie izolacji izolatora zwłaszcza na napięcie 220kV i wyższe z reguły powoduje jego wybuch często będący przyczyną pożaru. Z reguły związane są one z ogromnymi stratami materialnymi. W Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) w ostatnich kilkunastu latach odnotowano kilka takich pożarów [1,2]. Stąd też w eksploatacji diagnostyce izolatorów przepustowych poświęca się dużo uwagi.

Większość ze stosowanych metod wymaga wyłączenia transformatora z ruchu. Diagnostyka może być więc wykonywana jedynie okresowo. Z natury rzeczy jest więc ona naceLOWANA na uszkodzenia rozwijające się wolno, np. starzenie cieplne. Przed szeregiem lat przedsiębiorstwa energetyczne w wielu krajach rozpoczęły instalowanie systemów diagnostyki on-line, w tendencji umożliwiające ciągłą ocenę stanu technicznego, zatem i wykrycie uszkodzenia w początkowym stanie jego rozwoju.

Diagnostyka w oparciu o pomiar pojemności, oraz stratności dielektrycznej

Stosowana od kilkudziesięciu lat w dalszym ciągu jest najbardziej rozpowszechniona, oraz podstawowa. Pomiary wykonuje się już w trakcie prób fabrycznych. Norma IEC [3] podaje dopuszczalne wartości $\text{tg } \delta$ i jego wzrostu w funkcji napięcia podczas nich.



Rys.1. Schemat zastępczy izolatora przepustowego: R_n , $\text{tg } \delta_n$ – człon(y) o zdegradowanej izolacji; R , $\text{tg } \delta$ – człony normalne

Celem przeprowadzenia pomiarów konieczne jest odłączenie transformatora od sieci. Napięcie podczas pomiarów: do ok. 12kV. O ile wykonanie pomiarów obecnie nie przedstawia trudności, o tyle przy interpretacji wyników należy pamiętać i uwzględnić szereg istotnych kwestii. W pierwszym rzędzie będą to: czułość pomiaru na zmiany C i $\text{tg } \delta$, zależność od temperatury, oraz wartości kryterialne.

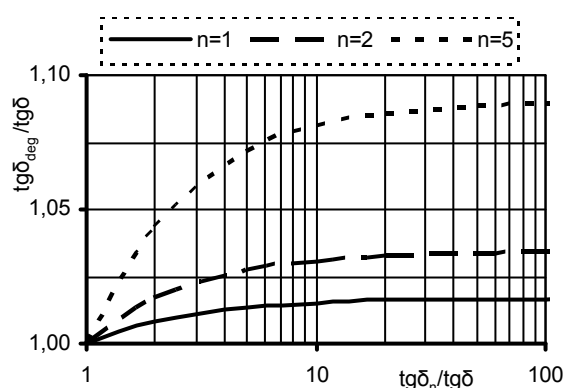
Minimalna zmiana pojemności izolatora wynika ze zwarcia dwóch sąsiadujących ze sobą okładzin części

kondensatorowej. W izolatorach 400kV ich liczba jest duża, rzędu 60. Jeśli, w przybliżeniu przyjąć, iż pojemności cząstkowe pomiędzy sąsiednimi okładzinami są identyczne, to wtedy zwarcie dwóch sąsiadujących spowoduje zwiększenie pojemności izolatora o ok. 1,7% [4]. Nie jest to zmiana duża, niemniej do pomiarowego uchwycenia.

Celem oszacowania zmiany $\text{tg } \delta$ powodowanej uszkodzeniem (degradacją) izolacji część kondensatorową zastąpiono łańcuchem równoległe połączonych pojemności i rezystancji – rys.1. Dla uproszczenia przyjmuje się identyczne wartości pojemności i rezystancji. Jeśli w wyniku degradacji izolacji wzrośnie wartość $\text{tg } \delta$ kilku (n) członów łańcucha, to wtedy wzrost $\text{tg } \delta$ w stosunku do występującego przed uszkodzeniem można obliczyć z zależności (1).

$$(1) \quad \frac{\text{tg } \delta_{\text{deg}}}{\text{tg } \delta} = \frac{1}{1 - \frac{n}{N} \cdot \left(1 - \frac{\text{tg } \delta}{\text{tg } \delta_n}\right)}$$

gdzie: $\text{tg } \delta$, $\text{tg } \delta_{\text{deg}}$ – współczynnik stratności dielektrycznej izolatora bez uszkodzenia, oraz z uszkodzonymi członami, $\text{tg } \delta_n$ - współczynnik stratności dielektrycznej uszkodzonych członów, N, n – całkowita liczba członów, oraz liczba uszkodzonych członów.



Rys. 2. Wzrost $\text{tg } \delta_{\text{deg}} / \text{tg } \delta$ spowodowanego zwiększeniem $\text{tg } \delta_n / \text{tg } \delta$ 'n' członów izolatora przepustowego o N=60 członach. $\text{tg } \delta$ – wartość przy braku uszkodzenia

Ze wzoru (1) widać, iż zmiana będzie tym większa im liczba okładzin mniejsza, to jest im niższe napięcie znamionowe izolatora. Wykres z rysunku 2 sporządzono

przy $N=60$. Nawet przy stosunkowo znacznej degradacji, ale obejmującej tylko jeden człon należy się liczyć z niewielkim wzrostem $\tan \delta$. Dla przykładu, jeśli przed degradacją wynosił on np. 0,002, to po jej wystąpieniu wzrośnie on do ok. 0,002034. Aby wychwycić taką zmianę urządzenie pomiarowe winno dawać pewny wynik z dokładnością co najmniej trzech cyfr znaczących. Z rysunku 2 widać, co nie zaskakuje, że na wzrost $\tan \delta$ znacznie większy wpływ ma liczba zdegradowanych członów niż sam jej stopień. Jeśli początkowa wartość była 0,002, to przy degradacji pięciu członów wzrośnie ona do ok. 0,002182. Taka zmiana jest już łatwa do zdiagnozowania. Ogólnie wykrycie degradacji za pomocą pomiaru $\tan \delta$ jest tym łatwiejsze im masa zdegradowanej izolacji jest większa w stosunku do całkowitej.

Metoda stosowana w diagnostyce on-line

Najbardziej rozpowszechnioną i zapewne najstarszą jest metoda oparta o pomiar prądu upływu (prądu doziemnego) mierzonego na zacisku pomiarowym izolatora przepustowego. Współcześnie uziemia się go przez kondensator. Jego pojemność dobiera się tak, aby spadek napięcia na nim był rzędu kilkudziesięciu woltów. Jest ona na tyle duża w stosunku do pojemności izolatora, iż nie wpływa na wartość prądu upływu. Stratność dielektryczna kondensatora musi być pomijalnie mała w stosunku do stratności dielektrycznej izolatora, tak, aby nie zniekształcać pomiaru jego $\tan \delta$. Parametry kondensatora nie mogą zależeć od czynników atmosferycznych. Konieczne jest stosowanie zabezpieczenia przed przepięciami. Różniczkując przebieg napięcia na kondensatorze uzyskuje się przebieg prądu upływu. Współcześnie przebieg napięcia przetwarza się na sygnał cyfrowy zapewniający wysoką rozdzielczość, oraz wysoki stosunek sygnału użytecznego do zakłóceń. Wobec nałożenia na przebieg napięcia wyższych harmonicznych z przebiegu wydzielają należy pierwszą harmoniczną. Dalej, należy eliminować drobne, przypadkowe fluktuacje napięcia.

W ogólnym przypadku wartość $\tan \delta$ jest bardzo mała. Aby zatem wykryć jej zmiany należy zapewnić stosunkowo wysoką rozdzielczość przetwarzania sygnału na cyfrowy. Zmiana $\tan \delta$ rzędu 1% powinna być rozróżniana. Przy wartości $\tan \delta$ rzędu np. 0,002 zmiana o 1% odpowiada kątom ok. $1,15 \cdot 10^{-3}$ stopnia. Wynika stąd, iż w okresie 50Hz należy rejestrować ponad $0,3 \cdot 10^6$ wartości. Przy współcześnie dostępnych przetwornikach analogowo – cyfrowych nie przedstawia to trudności.

Zdecydowana większość systemów pomiarowych nie wykorzystuje przebiegu napięcia na zacisku wysokonapięciowym izolatora przepustowego. Diagnostyka opiera się o wektorową sumę ww. prądów upływu. W efekcie nie otrzymuje się bezwzględnych wartości $\tan \delta$ i pojemności C a jedynie wartości względne.

W trójfazowym, symetrycznym układzie, jeśli prądy upływu w każdej fazie mają ten sam moduł i są przesunięte o 120° , to ich suma jest równa zero. Izolatory, zazwyczaj różnią się między sobą z punktu widzenia $\tan \delta$ i C . Zatem, w momencie uruchamiania systemu pomiarowego wprowadza się korekty „wybalansowując” go. Jeśli w wyniku np. przebicia między okładzinami części kondensatorowej izolatora przepustowego prąd wzrośnie, to suma będzie różna od zera. Na podstawie kierunku wektora sumy prądów i jego wartości można wskazać, który z izolatorów jest przyczyną jego powstania. Wyjaśnia to rys. 3.

Jeśli np. w wyniku przebicia między okładzinami w izolatorze fazy A wzrośnie tylko moduł prądu I_A , to wektor sumy prądów ΔI będzie w fazie z tym prądem. – rys. 3.a. Jeśli zatem ma miejsce tylko wzrost modułu prądu ΔI , zaś kąt między nim i prądami pozostałych faz I_B, I_C nie ulega

zmianie (to jest wynosi -120° i $+120^\circ$) oznacza to wzrost pojemności izolatora fazy A. Jeśli kierunek wektora ΔI zmieni się na przeciwny, to jest będzie wynosił $+60^\circ$ i -60° w stosunku do prądów I_B, I_C to oznacza to zmniejszenie pojemności izolatora fazy A. Trudno sobie wyobrazić zmniejszenie pojemności izolatora przepustowego. Prawie na pewno przyczyną jest tu zmniejszenie modułu napięcia zasilającego fazę A.

Przy wystąpieniu tylko wzrostu $\tan \delta$ izolatora omawianej fazy A względem pozostałych wektor ΔI będzie przesunięty o kąt $+90^\circ$ względem wektora I_A – rys. 3.b. Kąt między wektorem ΔI a wektorami I_B, I_C wynosić będzie odpowiednio -30° , oraz $+210^\circ$. Przesunięcie o -90° oznacza zmniejszenie $\tan \delta$. Najczęściej będzie to spowodowane zmianą fazy napięcia zasilającego izolator A. „Złożenie” obu wyidealizowanych przypadków pokazuje rys. 3.c.

W trakcie pracy systemu elektroenergetycznego mają miejsce ciągłe zmiany modułów i kątów fazowych napięć na zaciskach transformatora. W ogólnym przypadku zmiany te są różne w różnych fazach. W efekcie mamy więc ciągłe fluktuacje tak sumy prądów upływu jak i zmian $\tan \delta$ i C najczęściej niezwiązanych z ich rzeczywistymi zmianami. Z konieczności trzeba więc skupić się nie tyle na bieżących wynikach a na trendzie zmian w (dłuższym) czasie (por. np. rys. 2-5 z publ. [6]). Rozbudowane oprogramowanie systemu monitoringu „podpowiada” przebieg tego trendu. Wobec wymienionych fluktuacji konieczne jest ustawienie stosunkowo wysokiego progu ostrzegawczego i alarmowego. Wtedy system będzie reagował na duże zmiany występujące w krótkim czasie (por. np. publ. [7]).

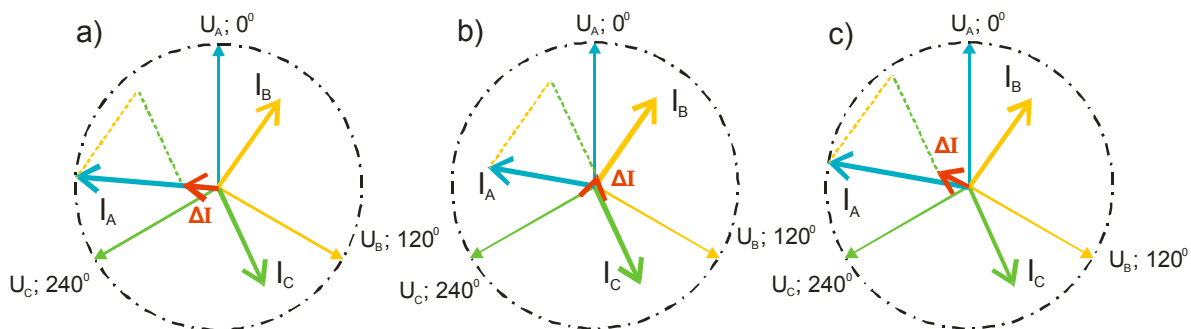
Aby praktycznie wyeliminować te fluktuacje konieczna jest znajomość przebiegu napięcia na zaciskach transformatora. Ich źródłem są przekładniki napięciowe zainstalowane w stacji. Napięcie analogowe z uzwojenia wtórnego przekładników przetwarza się na sygnał cyfrowy i przesyła do systemu monitoringu izolatorów. Konieczne jest tu stosowanie przetworników analogowo – cyfrowych i stosunkowo długich połączeń, głównie światłowodowych. Przekładniki napięciowe wprowadzają przesunięcie fazowe wynikające z ich błędu (uchybu) kąтового. Winno być ono korygowane za pomocą współczynnika wyznaczonego podczas kalibracji układu [8]. Analogicznie powinien być uwzględniany błąd (uchyby) przekładni przekładnika. Jeśli transformator może być zasilany z różnych źródeł, np. różnych szyn zbiorczych, to konieczne będą dwa zestawy przetworników, co komplikuje i podraża system monitoringu. Zwróćmy jednak uwagę, iż koszt systemu monitorującego jest niewielki w stosunku do kosztu transformatora i jeszcze mniejszy w stosunku do kosztu transformatora wraz z kosztem jego stanowiska, pół rozdzielni i obwodów wtórnych (wraz z systemem zabezpieczeń). Mając przebieg napięcia zasilającego można na bieżąco korygować przebieg prądów upływu a następnie je, oraz ich sumę wykorzystywać w sposób wyżej omówiony.

Obecnie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym pracuje pięć systemów monitoringu wykorzystujących modyfikację ww. metodyki, oraz przebieg napięcia na zaciskach izolatorów. Jak dotychczas wykazały one co najmniej trzy uszkodzenia [8].

Zauważmy, iż przy rozwiązaniu z wykorzystaniem przebiegu napięcia zasilającego w systemie monitoringu istnieje w sposób ciągły aktualny przebieg tego napięcia i prądów upływu. Nie ma zatem przeszkód aby za pomocą stosownych procedur numerycznych dokonać wydzielenia składowej rezystancyjnej i pojemnościowej każdego z prądów upływu. Wtedy w sposób ciągły można obliczać rzeczywistą wartość pojemności i $\tan \delta$ każdego z izolatorów a nie wartości względne w stosunku do izolatora

referencyjnego (por. niżej). Tak wyznaczone wartości posłużą do porównania wzajemnego izolatorów transformatora, jak i do ciągłego śledzenia ich zmian.

Również i do porównania z wartościami pomierzonymi w trybie off-line.



Rys.3. Wykresy wektorowe napięć fazowych (U_A, U_B, U_C), prądów doziemnych płynących przez izolatory (I_A, I_B, I_C), oraz ich sumy (ΔI): a) $I_A > I_B > I_C$; $\text{tg}\delta_A = \text{tg}\delta_B = \text{tg}\delta_C$; b) $I_A = I_B = I_C$; $\text{tg}\delta_A > \text{tg}\delta_B = \text{tg}\delta_C$; c) $I_A > I_B = I_C$; $\text{tg}\delta_A > \text{tg}\delta_B = \text{tg}\delta_C$ (Na rys. 3, celem uwypuklenia różnic przyjęto stosunkowo znaczną różnicę modułów prądu (1 – 1,33), oraz wartości $\text{tg}\delta$ (0, 9 – 0,17).

Przebieg napięcia na kondensatorze dołączonym do zacisku pomiarowego izolatora jest dany oczywistą zależnością (2).

$$(2) \quad \underline{U}_p = \underline{U}_z \cdot \frac{C}{C_p} - j \cdot \frac{\underline{U}_z}{\omega \cdot C_p \cdot R}$$

gdzie: C – pojemność izolatora przepustowego, R – rezystancja odwzorowująca straty dielektryczne w izolatorze przepustowym (równoległa do C), C_p – pojemność kondensatora pomiarowego, \underline{U}_z – napięcie zasilające izolator przepustowy, \underline{U}_p – napięcie na kondensatorze pomiarowym.

Każdą fazę można traktować oddzielnie, a więc napięcie zasilania każdej z nich może być napięciem odniesienia o zerowej wartości przesunięcia fazowego. Zatem napięcie \underline{U}_z z równania (2) jest jego modulem. Pierwszy człon z tej zależności będący w fazie z napięciem zasilającym stanowi w pewnej skali pojemność izolatora przepustowego. Zależy on zarówno od modułu napięcia zasilającego jak i pojemności pomiarowej. Zwróćmy uwagę, iż stosunek członu drugiego do pierwszego jest po prostu współczynnikiem stratności dielektrycznej izolatora $\text{tg}\delta$. Nie zależy on od wartości pojemności C_p kondensatora pomiarowego. Wobec ew. jej zmiany w czasie nie wpływają na wartość $\text{tg}\delta$. Również nie zależy on od modułu napięcia zasilającego \underline{U}_z , a zatem i od błędu (uchybu) przekładni przekładnika napięciowego. Z punktu widzenia obliczenia $\text{tg}\delta$ napięcie zasilające jest tu potrzebne jedynie jako punkt (faza) odniesienia.

Podsumowanie

Spośród możliwych do zastosowania do badań okresowych (off-line) izolatorów przepustowych w bieżącej praktyce eksploatacyjnej najszerze zastosowanie znalazła metoda bazująca na pomiarze pojemności C i stratności dielektrycznej $\text{tg}\delta$. Nic nie wskazuje, aby jej zakres stosowania miał w przyszłości ulec ograniczeniu. Ze wszech miar zalecać należy jej łączenie z jednoczesnym badaniem zawartości gazów (DGA) rozpuszczonych w oleju izolatorów olejowo – papierowych. Niestety nie stosuje się ono do izolatorów o izolacji (papierowo -) zwykłej, bez oleju. Metody te w pierwszym rzędzie umożliwiają wykrywanie powolnej degradacji izolacji izolatorów.

Do bieżącej (tj. ciągłej) oceny stanu technicznego izolatorów przepustowych konieczna jest metoda on-line.

Szczególnie dotyczy to izolatorów odpowiedzialnych transformatorów, oraz przypadków gdy wybuch izolatora może spowodować ich pożar. Praktycznie jedynie obecnie dostępna metoda bazuje na pomiarze prądu upływu (doziemnego) izolatorów. W aktualnie szerzej stosowanej postaci umożliwia ona jedynie oszacowanie względnych zmian C i $\text{tg}\delta$ izolatora.

Dla wydatnego ulepszenia tej metody konieczne jest uwzględnienie przebiegu i wartości napięcia zasilającego transformator. Możliwy będzie wtedy ciągły pomiar rzeczywistej wartości C i $\text{tg}\delta$ izolatora.

LITERATURA

- [1] Figura M., Mański P.: 'Izolatory przepustowe dużych transformatorów sieciowych – doświadczenia eksploatacyjne oraz ich wpływ na zarządzanie populacją izolatorów', Konferencja: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła – Jawornik, 27-29. 04.2010, str. 105-119
- [2] Buchacz P. i inni: 'Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo – olejową', Konferencja: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła – Jawornik, 27-29. 04.2010, str. 143-156
- [3] 'Insulated bushings for alternating voltages above 1000V', Norma IEC nr 137
- [4] Kaźmierski M. i inni: 'Advanced diagnostics of generator step-up transformers in Polish practice', CIGRE A2-104-2010, 2010
- [5] Buchacz P., Szymański Z., 'Wpływ czynników zewnętrznych na wynik pomiaru $\text{tg}\delta$ i pojemności izolatorów przepustowych' Konferencja: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła – Jawornik, 9-11.05.2012, str. 163-174
- [6] Brusetti R.C., Harpam S.W.: 'Prevention of HV bushing failure through reliable on-line condition assessment', Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa: 'Transformator 2011', Toruń, 1-3.06.2011, str. 3.3/1-12
- [7] Alverst M.E.G. i inni: 'Bushing failure with rapid and very rapid evolution time detected by on-line monitoring', CIGRE A2-114, 2012
- [8] Gil W.: 'Wysokonapięciowe izolatory przepustowe w systemach monitoring on-line transformatorów energetycznych', Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa: 'Transformator 13', Gdańsk 5-7.06.2013, str. 10/1-9

Autor: dr inż. Ryszard Sobocki, Towarzystwo Konsultantów Polskich, Oddział Katowice, ul. Górnych Wałów 25, 44-100 Gliwice, E-mail: ryszard.sobocki@plusnet.pl.