

Praktyczne aspekty zastosowania wieloparametrycznej diagnostyki transformatorów wysokiego napięcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono praktyczne przykłady zastosowania wieloparametrycznej diagnostyki transformatorów wysokiego napięcia. Badaniami objęto populację transformatorów charakteryzującą się zróżnicowanym czasem eksploatacji. W pomiarach wykorzystano zarówno podstawowe parametry diagnostyczne, a także zaawansowane metody pomiarowe. Na podstawie wyników pomiarowych dla każdej grupy jednostek określono główne problemy eksploatacyjne oraz rekomendacje remontowo – inwestycyjne.

Abstract. The article presents practical examples of multi-parameter diagnostics of high voltage transformers. The study included a transformer population with varying operating hours. Both basic diagnostic parameters and advanced measurement methods were used in the measurements. Based on the measurement results for each unit group, the main operational problems and repair and investment recommendations were identified. (Practical aspects of multi-parameter diagnostics of high voltage transformers)

Słowa kluczowe: diagnostyka, transformator elektroenergetyczny, pomiary, ocena stanu technicznego.

Keywords: diagnostics, power transformer, measurements, technical condition assessment.

Wstęp

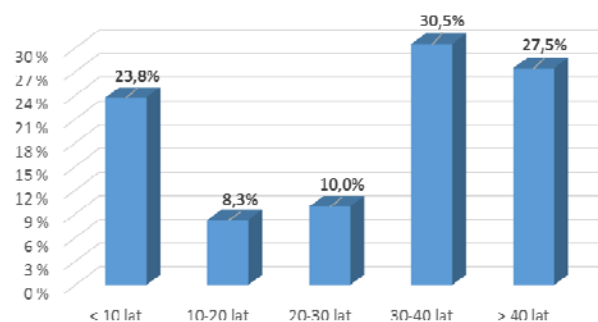
Jednym z efektów nowoczesnego podejścia do zarządzania zgromadzonym w spółkach energetycznych majątkiem sieciowym jest prowadzona aktualnie efektywna eksploatacja urządzeń elektroenergetycznych, która bazuje na rzetelnej i kompleksowej ocenie ich stanu technicznego. Dzięki posiadanej obszernej i rzetelnej wiedzy na temat stopnia degradacji technicznej danego urządzenia możliwa jest optymalizacja i ukierunkowany dobór zabiegów modernizacyjnych i/lub remontowych, które pozwolą na podniesienie niezawodności eksploatacyjnej tej jednostki transformatorowej.

Zważywszy na ograniczone możliwości inwestycyjne przedsiębiorstw oraz niejednokrotnie kilkumiesięczny termin oczekiwania na nowe urządzenie, w wielu spółkach świadomie i niejednokrotnie z konieczności eksploatuje się urządzenia, których czas projektowanego życia już dawno minął. Należy jednak podkreślić, że nowoczesne podejście do eksploatacji urządzeń energetycznych, w szczególności tych o strategicznym znaczeniu, możliwe jest jedynie w oparciu o miarodajne wskaźniki, które bazują na wynikach wieloparametrycznych badań diagnostycznych z użyciem podstawowych i zaawansowanych metod pomiarowych [1].

Do grupy strategicznych urządzeń pracujących w sieci przesyłowo-dystrybucyjnej należą transformatory WN/SN, które cechują się względnie dość wysoką niezawodnością. Niemniej jednak ich awarie niosą ze sobą poważne konsekwencje techniczne i ekonomiczne [2-5]. Zważywszy na fakt, iż wiele pracujących w systemie jednostek przekroczyło już 30-letni okres eksploatacji można założyć, że w niedalekiej przyszłości nastąpi stopniowy wzrost ich awaryjności [6-9]. Naturalną konsekwencją takiego stanu rzeczy może być coraz częstsze występowanie awarii katastrofalnych. Wystąpienie awarii katastrofalnej może generować znaczne straty finansowe, przekraczające kilkakrotnie wartość zakupu i zainstalowania nowego urządzenia. Awaryjne wyłączenie strategicznego dla systemu transformatora może spowodować zachwianie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w danym regionie, a w ostateczności zaistnienie i rozwój lokalnego blackoutu.

W niniejszym artykule przedstawiono praktyczne przykłady zastosowania wieloparametrycznej diagnostyki transformatorów WN/SN. Badaniami objęto populację jednostek charakteryzującą się zróżnicowanym czasem eksploatacji. W przedstawionej w kolejnym rozdziale analizie wykorzystano wyniki pomiarów uzyskane podczas badań z

użyciem podstawowych, jak również zaawansowanych metod diagnostycznych. Ocenę stanu technicznego transformatorów przeprowadzono w oparciu o wyniki: tgδ i pojemność izolatorów, odpowiedź częstotliwościową FRA uzwojeń, spektroskopię dielektryczną FDS, pomiar rezystancji czynnej uzwojeń, pomiar rezystancji izolacji, pomiar oscylograficzny PPZ, analizę fizyko-chemiczną i chromatograficzną DGA oleju, analizę zawartość związków furanu, oględziny zewnętrzne. W celu określenia skuteczności prowadzonych prac całą populację badanych jednostek podzielono na kilka grup pod kątem czasu ich eksploatacji. Na podstawie wyników pomiarowych dla każdej grupy jednostek określono główne problemy eksploatacyjne i rekomendacje remontowo – inwestycyjne. Na rysunku 1 przedstawiono procentowy rozkład udziału wiekowego transformatorów eksploatowanych w Tauron Dystrybucja S.A., których wyniki badań diagnostycznych, przeprowadzonych zgodnie z wdrożonymi wytycznymi [10], wykorzystano w niniejszym artykule.



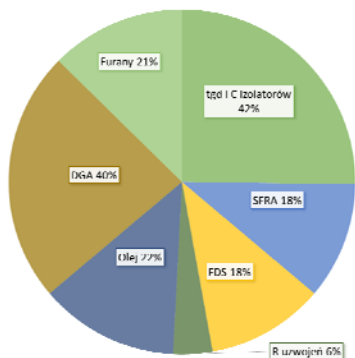
Rys.1. Struktura wiekowa badanej populacji transformatorów WN/SN eksploatowanych w Tauron Dystrybucja S.A.

Analiza defektów transformatorów WN/SN ze względu na ich wiek eksploatacyjny

Przedstawioną w niniejszym rozdziale analizę danych, dotyczących aktualnej oceny stanu technicznego transformatorów WN/SN zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A., odniesiono dla całej populacji jednostek do pięciu grup wiekowych. Dodatkowo, uzyskane dane diagnostyczne zgrupowano w dwa obszary. Obszar pierwszy stanowi ocenę stopnia degradacji elementów konstrukcyjnych transformatora, które wymagają relatywnie dość wysokich nakładów inwestycyjnych niezbędnych do „wydłużenia czasu życia” danego transformatora. Natomiast obszar drugi stanowią zabiegi eksploatacyjne, które nie

wymagają znacznych nakładów finansowych, lecz ich zbagatelizowanie i brak działań modernizacyjnych może w niedalekiej przyszłości doprowadzić do znaczącego pogorszenia się stanu technicznego badanych jednostek.

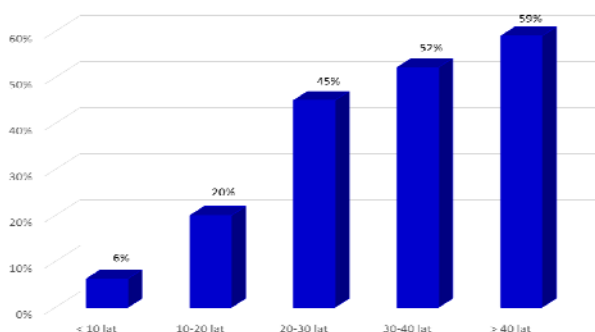
Na rysunku 2 przedstawiono ogólną charakterystykę całej przebadanej populacji transformatorów pod względem detekcji defektów i zaawansowanych procesów degradacji papierowo-olejowego układu izolacyjnego mających decydujący wpływ na awaryjność analizowanej populacji.



Rys.2. Ogólna charakterystyka problemów diagnostycznych całej badanej populacji transformatorów

Na podstawie przeprowadzonej analizy dostarczonych danych pomiarowych i wniosków zawartych w raportach diagnostycznych stwierdzono, że ok. 42% jednostek z całej populacji ma problemy dotyczące izolatorów strony GN (przekroczone tgδ, uszkodzone punkty pomiarowe). Drugim pod względem liczebności statystycznej są wyniki badań DGA, które dla blisko 40% transformatorów wyraźnie przekraczają wartości stężenia gazów charakterystycznych przyjętych za typowe, co może wskazywać na rozwijające, a często na zaawansowane procesy starzeniowe izolacji głównej. Degradację izolacji papier-olej potwierdzają także badania fizykochemiczne i zawartości związków furanu. Dla blisko 22% transformatorów parametry oleju pobranego z kadzi zbliżają się do wartości kryterialnych, a zawartość związku 2-furfuralu na poziomie 2FAL>0,4 ppm wykazuje 21% spośród analizowanych urządzeń. Podejrzewa się również występowanie odkształcenia uzwojeń w ok. 18% jednostkach, a problemy ze zbyt dużymi odchyłkami rezystancji czynnej uzwojeń wykazało 6% transformatorów.

Rysunek 3 przedstawia szczegółowy rozkład uszkodzeń izolatorów przepustowych strony 110 kV z podziałem na przyjęte grupy wiekowe.

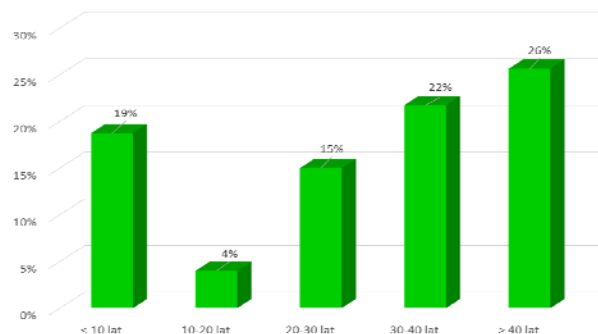


Rys.3. Udział defektów izolatorów przepustowych strony 110kV w zależności od wieku badanej populacji transformatorów

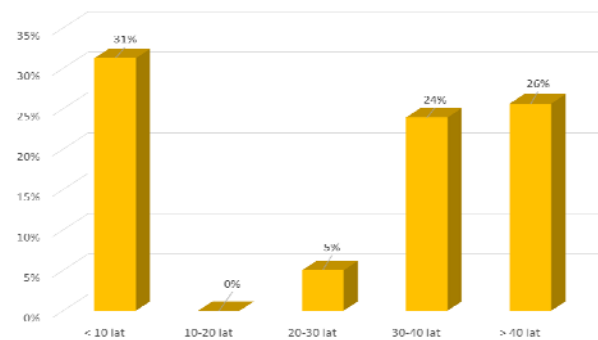
Na podstawie przedstawionych na rysunku 3 wartościach należy jednoznacznie stwierdzić, że istnieje liniowa korelacja uszkodzeń tych urządzeń wraz z wiekiem pracy transformatora. Warto przy tym zaznaczyć, że wielu producentów izolatorów za czas ich „życia” przyjmuje okres ok. 20 lat, co stanowi o ok. 10 lat krócej niż czas

projektowanej eksploatacji jednostek transformatorowych. W związku z powyższym, jednym z determinantów wpływających na przedłużenie okresu bezawaryjnej pracy transformatorów może być wymiana izolatorów strony GN.

Przedstawione na poniższych rysunkach statystyki dotyczą wyników oceny stanu technicznego części aktywnej badanej populacji z uwzględnieniem wieku transformatora, przy czym na rysunku 4 zilustrowano wyniki pomiarów odpowiedzi częstotliwościowej FRA, natomiast na rysunku 5 rezultaty badań spektroskopii dielektrycznej FDS.

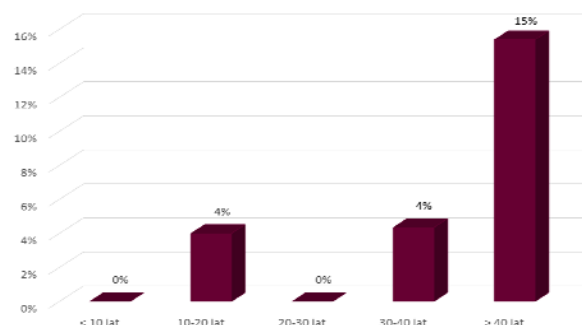


Rys.4. Statystyka udziału wiekowego transformatorów pod kątem podejrzenia odkształcenia uzwojeń



Rys.5. Rozkład wyników pomiarów FDS dla transformatorów o zwiększonym stopniu zawiłocenia izolacji stałej w zależności od czasu ich eksploatacji

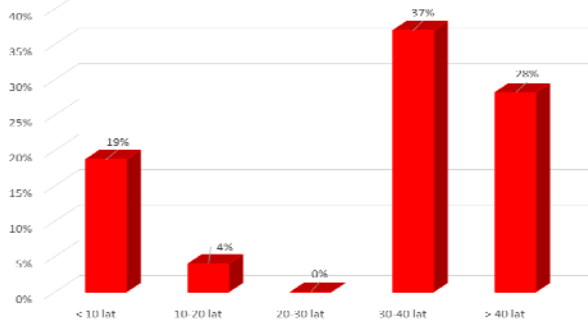
Analiza przedstawionych na rysunkach 4 i 5 danych niestety nie jest zbyt optymistyczna dla przedsiębiorstw energetycznych. W tym przypadku problemem nie są już tylko jednostki o długim czasie eksploatacji, ale przede wszystkim transformatory o relatywnie krótkim okresie pracy – poniżej 10 lat. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że praktycznie co piąty transformator w grupie wiekowej poniżej dziesięciu lat ma stwierdzone podejrzenie odkształcenia cewek uzwojeń i aż co trzecia jednostka cechuje się zbyt wysokim, jak na swój wiek, zawiłoceniem izolacji stałej części aktywnej.



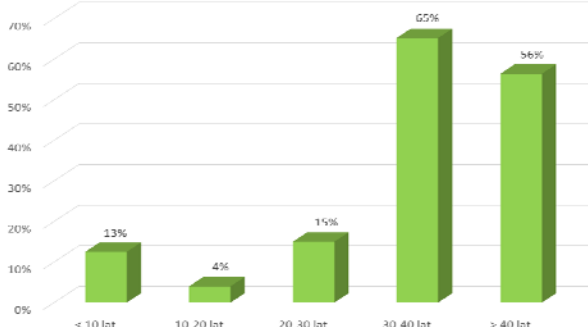
Rys.6. Udział procentowy transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem problemów eksploatacyjnych dotyczących rezystancji czynnej uzwojeń

Problematykę zbyt dużych odchyień od wartości fabrycznych i wartości średniej rezystancji czynnej uzwojeń pod względem czasu pracy transformatora przedstawiono na rysunku 6. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że uszkodzenia tego typu występują głównie dla jednostek o dużym czasie eksploatacji i związane są one głównie z uszkodzeniami w obrębie klatki wybierakowej PPZ lub na połączeniach izolatorów przepustowych strony DN. Dla młodszych transformatorów uszkodzenia tego typu są raczej bardzo rzadkie, a ich wystąpienie zazwyczaj można powiązać z zakłóceniami występującymi w systemie elektroenergetycznym.

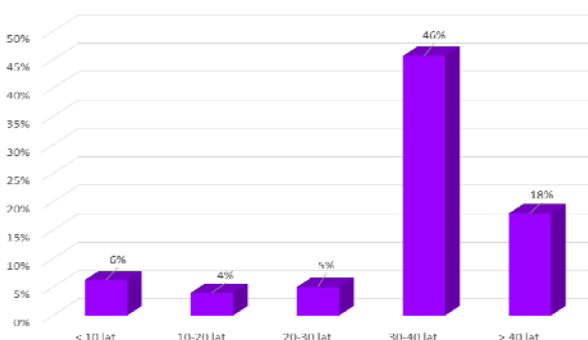
Rozkłady procentowe wyników badań oleju izolacyjnego badanych transformatorów pod względem okresu ich eksploatacji zaprezentowano na rysunkach 7-9.



Rys.7. Rozkład udziału procentowego transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem przekroczenia dopuszczalnych wartości parametrów fizykochemicznych oleju izolacyjnego



Rys.8. Procentowy udział transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem przekroczenia wartości gazów charakterystycznych

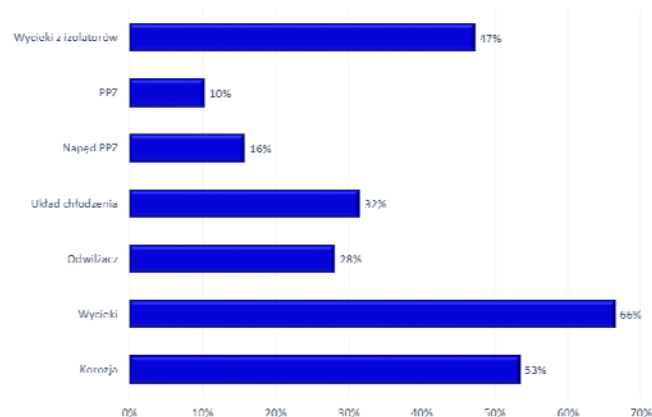


Rys.9. Statystyka udziału transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem występowania związków 2FAL na poziomie > 0,4 ppm

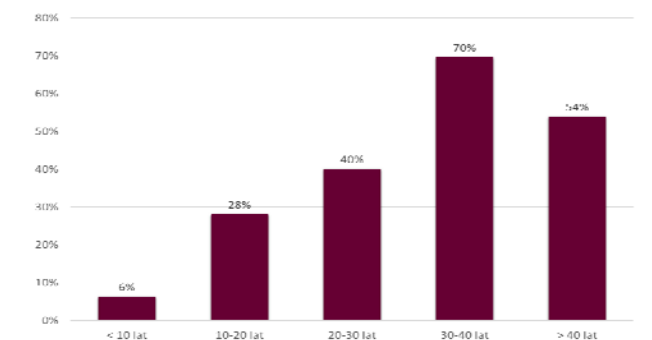
Analiza wyników badań oleju pobranego z kadzi głównej badanych transformatorów wykazała wyraźną korelację pomiędzy czasem ich eksploatacji, a stopniowym pogarszaniem się parametrów fizykochemicznych, zwiększania koncentracji gazów charakterystycznych oraz związków furanu 2FAL. Na szczególną uwagę zasługuje jednak fakt, iż w grupie jednostek o czasie pracy poniżej 10 lat występują ok. 19% urządzeń dla których podstawowe badania dielektryczne i fizyczne wskazują na rozwinięte

procesy degradacji cieczy elektroizolacyjnej (rysunek 7). Dodatkowo, w tej grupie wiekowej ok. 13% transformatorów charakteryzuje się podwyższonymi lub przekroczonymi koncentracjami gazów charakterystycznych (rysunek 8), a w blisko 6% obiektów wykryto już relatywnie wysokie, jak na wiek, stężenia związków furanu 2FAL (rysunek 9).

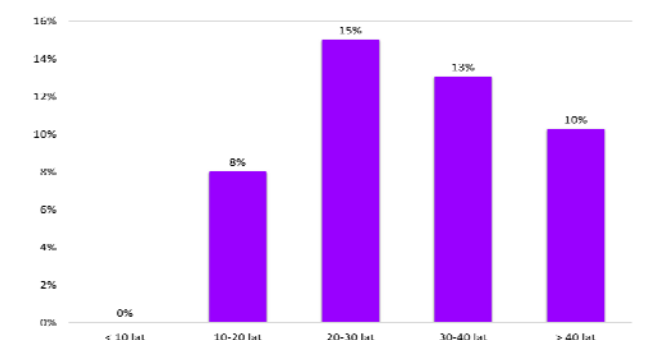
Rysunek 10 przedstawia zbiorczy rozkład procentowy defektów całej populacji analizowanych transformatorów, których usunięcie nie wymaga zaangażowania znaczących nakładów inwestycyjnych spółek energetycznych. Jednak brak reakcji na wymienione poniżej usterki może skutkować w przyszłości przyspieszonym pogarszaniem się stanu technicznego tych transformatorów.



Rys.10. Ogólna charakterystyka problemów diagnostycznych całej badanej populacji transformatorów



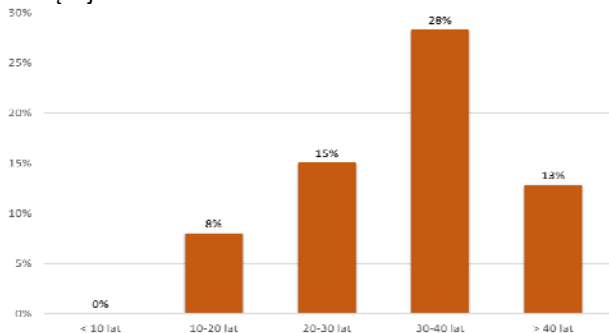
Rys.11. Procentowy udział transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem występowania wycieków z izolatorów



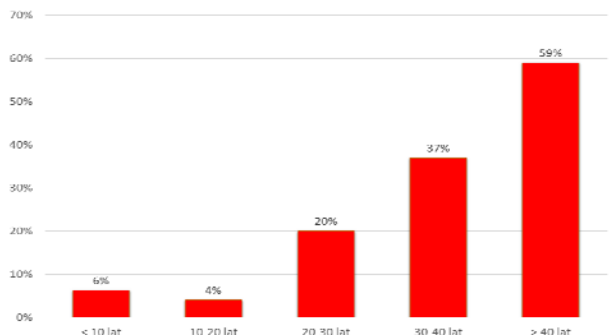
Rys.12. Statystyka udziału transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem usterek PPZ zidentyfikowanych na podstawie wyników badań oscylograficznych

Na podstawie analizy otrzymanych raportów pomiarowych stwierdzono, że jednym z podstawowych problemów eksploatacyjnych badanej populacji jednostek są wycieki oleju izolacyjnego oraz zaawansowana korozja kadzi i osprzętu. Spośród omawianej w niniejszym artykule populacji transformatorów aż 66% z nich posiadało dość znaczne wycieki oleju z kadzi głównej, zaworów, radiatorów

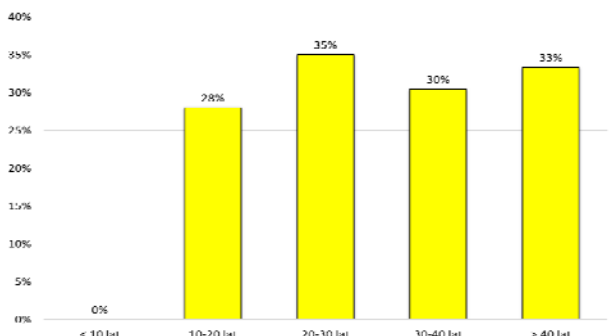
i/lub przekątnika Bucholza, 47% cechowało się wyciekami z izolatorów przepustowych, a ponad 53% posiadało rozległe ogniska korozji. Niesprawne elementy układu chłodzenia (zastawki, wentylatory, termometry) stwierdzono przy ok 32% jednostek. Zawilgocone wkłady silikażelu w odwilżaczach posiadało ok. 28% populacji transformatorów, natomiast problemy z napędem PPZ wykazywało ok. 16%, a zużyciem styków, sprężyn lub złą regulacją głowicy PPZ, na podstawie badań oscylograficznych, cechowała się co dziesiąta jednostka.



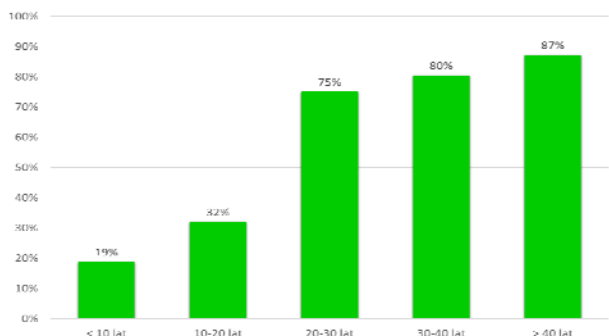
Rys.13. Rozkład udziału procentowego transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem defektów napędu PPZ



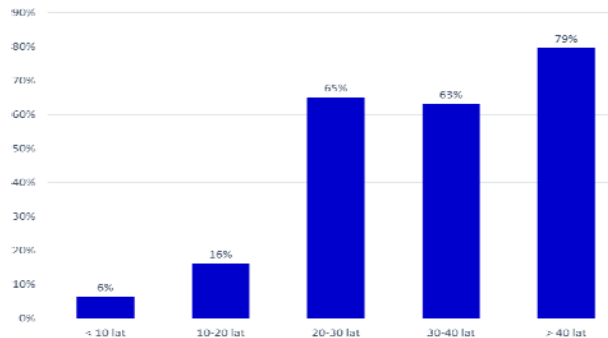
Rys.14. Procentowy udział transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem uszkodzeń układu chłodzenia



Rys.15. Statystyka udziału transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem zawilgoconego odwilżacza silikażelowego



Rys.16. Rozkład udziału procentowego transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem występowania wycieków oleju z kadzi



Rys.17. Procentowy udział transformatorów w danej grupie wiekowej pod kątem występowania rozwiniętych ognisk korozji

Na kolejnych histogramach (rysunki 11-17) przedstawiono szczegółowo wyniki zdiagnozowanych poszczególnych uszkodzeń badanej populacji jednostek transformatorowych pod kątem czasu ich eksploatacji. Na podstawie analizy poniższych rysunków należy stwierdzić, że głównym czynnikiem wpływającym na występowanie i rozwój tego typu defektów jest czas eksploatacji danego urządzenia. Obniżenie zilustrowanych na rysunkach 11-13 niektórych wskaźników statystycznych dla transformatorów o czasie pracy powyżej 40 lat wynika najprawdopodobniej z przeprowadzonych przez Tauron Dystrybucja S.A. zabiegów remontowych na tych obiektach. Na wskazanie zasługuje jednak fakt występowania tego typu uszkodzeń dla transformatorów o bardzo krótkim czasie eksploatacji (poniżej 10 lat): 6% - wycieki z izolatorów przepustowych, 6% - problemy z pracą układu chłodzenia, 19% - wycieki z kadzi, 6% - rozwinięte ogniska korozji.

Podsumowanie

W ramach niniejszego artykułu dokonano analizy rozkładu udziału procentowego typowych defektów transformatorów WN/SN pracujących w krajowej sieci przesyłowo-dystrybucyjnej. Badaniami objęto szeroką populację transformatorów eksploatowanych w Tauron Dystrybucja S.A., które cechowały się różnym czasem pracy. Na podstawie przeprowadzonej analizy należy stwierdzić, że wiele wykrytych uszkodzeń transformatorów można skutecznie usunąć poprzez prowadzoną efektywnie eksploatację: usuwanie wycieków, doszczelnianie, wymiana zawilgoconych wkładów odwilżaczy, odnawianie powłoki lakierniczej, przeglądy szaf napędu i pracy PPZ, itp. Zabiegi te nie są relatywnie wysokonakładowe, a ich okresowe stosowanie może znacząco wpłynąć na przedłużenie czasu życia transformatora.

Przeprowadzone badania wykazały, że jednym z najczęściej występujących defektów podczas kompleksowej oceny stanu technicznego transformatorów są izolatory przepustowe. Zważywszy na fakt, iż ich żywotność jest o ok. 1/3 niższa niż czas życia transformatora, dla jednostek o dobrej kondycji części aktywnej należałoby rozważyć wymianę tych elementów, by w ten sposób podnieść ich niezawodność dalszej pracy.

Dla transformatorów o dość długim czasie eksploatacji, lecz względnie pozytywnych wynikach wieloparametrycznej oceny ich stanu technicznego można rozważyć także wymianę lub regenerację oleju izolacyjnego, a dla niektórych jednostek nawet suszenie izolacji stałej. Zabiegi te powinny jednak zostać podparte nie tylko wynikami badań diagnostycznych, ale również stosowną analizą ekonomiczną.

Na szczególną uwagę zasługują jednak transformatory o dość krótkim czasie eksploatacji (poniżej 10 lat). Przeprowadzone badania wykazały, że dla tych urządzeń procesy starzeniowe i degradacji układu izolacyjnego są

zazwyczaj niewspółmierne z wiekiem danego urządzenia i m.in. stopniem jego obciążenia na stanowisku w stacji GPZ. Na podstawie zaprezentowanych wyników warto może zastanowić się nad tym, czy nowe jednostki nie powinni być poddane częstszym pomiarom, w szczególności w pierwszych latach ich pracy, celem śledzenia trendu zmian poszczególnych wskaźników diagnostycznych. Być może ich stan techniczny jest jednak prawidłowy i nie wykazują one symptomów zesterzenia, a jedynie zastosowanie nowoczesnych materiałów izolacyjnych przy ich budowie zaburza wypracowane do tej pory kryteria diagnostyczne. Niestety stan aktualnej wiedzy diagnostycznej w tym zakresie nie jest jeszcze zbyt szeroki, dlatego bazując na dotychczasowych doświadczeniach warto przyjrzeć się bardziej szczegółowo pod względem diagnostycznym kilkuletnim transformatorom WN/SN, gdyż w niedalekiej przyszłości to one mogą powodować problemy dla przesyłu i transformacji energii elektrycznej.

Praca została zrealizowana przy współpracy z Radą Naukową Tauron Dystrybucja S.A. w ramach projektu Zintegrowany System Diagnostyki Sieciowej.

Autorzy: dr hab. inż. Sebastian Borucki, prof. PO, Politechnika Opolska, Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, E-mail: s.borucki@po.opole.pl; dr hab. inż. Andrzej Cichoń, prof. PO, Politechnika Opolska, Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, E-mail: a.cichon@po.opole.pl; mgr inż. Jerzy Frymus, Tauron Dystrybucja S.A., Pl. Powstańców Śląskich 20, 53-314 Wrocław, E-mail: Jerzy.Frymus@tauron-dystrybucja.pl; prof. dr

hab. inż. Jerzy Skubis, Politechnika Opolska, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, E-mail: j.skubis@po.opole.pl.

LITERATURA

- [1] BASAK A., Condition Monitoring of Power Transformers, *Engineering Science and Education Journal*, 8, (1999), 41–46
- [2] Gockenbach E., Borsi H., Condition Monitoring and Diagnosis of Power Transformers, *Proc. of Int. Sym. on El. Ins. Mat.*, Japan, (2008), 16–19
- [3] Singh J., Sood Y.R., Jarial R.K., Condition Monitoring of Power Transformers - Bibliography survey, *IEEE El. Ins. Mag.*, 24, (2008), 11–25
- [4] Zhang X., Gockenbach E., Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and Standard Diagnosis, *IEEE El. Ins. Mag.*, 24, (2008), 26–40
- [5] Suwanarsi T., Chaidee E., Adsoongnoen C., Failure Statistics and Power Transformer Condition Evaluation by Dissolved Gas Analysis Technique, *Proc. of Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis*, China, (2008), 492–496
- [6] Cichoń A., Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przełączników zaczepów, *SiM*, z. 259, Of. Wyd. Politechnika Opolska, (2011). Opole
- [7] Borucki S., Diagnostyka rdzeni transformatorów metodami wibroakustycznymi, *SiM*, z. 310, Of. Wyd. Politechnika Opolska, (2012) Opole
- [8] Mijailovic V., Optima Spares Availability Strategy for Power Transformer Components, *El. Power Sys. Res.*, 80, (2010), 987–992
- [9] Skomudek W., Wpływ rozwoju sieci najwyższych napięć na poziom zdolności przesyłu i transformacji energii elektrycznej, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 57, (2011), 417–420
- [10] Praca zbiorowa pod red. Borucki S., Cichoń A., Wytyczne przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A. (2015), Kraków