

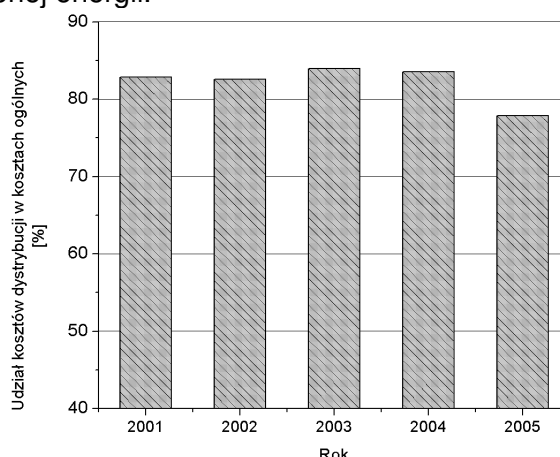
EKONOMICZNE ASPEKTY OCENY STANU TECHNICZNEGO TRANSFORMATORÓW

Marek Szrot, Jan Subocz, Janusz Płowucha

1. WSTĘP

Rynek produkcji i dystrybucji energii elektrycznej w ciągu najbliższych lat ulegać będzie dynamicznym przemianom. Podniesienie efektywności zarządzania majątkiem sieciowym, w tym transformatorów, jako istotny problem znajdzie się w głównym nurcie tych przemian. Warto zauważyć, że obecnie koszty eksploatacji stanowią ponad 80% ogólnych kosztów działania spółek dystrybucyjnych (rys.1) i w ich redukcji należy upatrywać główne źródło oszczędności. W zgodnej opinii Zarządów Spółek Dystrybucyjnych redukcja bezpośrednich kosztów eksploatacyjnych napotyka dwie podstawowe bariery:

- Pierwsza związana jest z pilną koniecznością modernizacji infrastruktury sieci przesyłowych i rozdzielczych. Odbyna się ona z dużymi trudnościami spowodowanymi wysokimi nakładami na wymianę przestarzałego wyposażenia oraz automatyzację eksploatacji. Często przekraczają one zdolności finansowe spółek [1,2].
- Drugą barierą, która w pewnym sensie wynika z pierwszej, jest wzrost oczekiwania odbiorców dotyczący polepszenia niezawodności zasilania oraz parametrów dostarczanej energii. W tym zakresie istotnym problemem mogą być wypłacane odbiorcom odszkodowania z tytułu utraconej produkcji. Jak wykazuje praktyka państw zachodnich, są one wielokrotnie większe niż koszty likwidacji awarii oraz utraty zysków z powodu niedostarczonej energii.

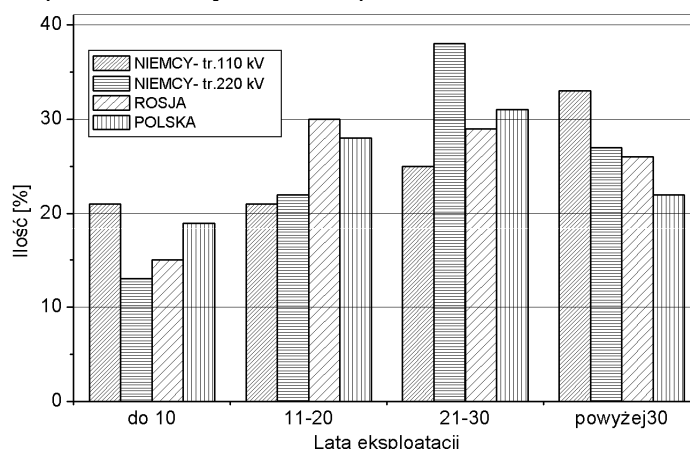


Rys.1. Analiza kosztów dystrybucji na przykładzie wybranej spółki dystrybucyjnej [1]

W tej sytuacji konieczny jest kompromis między nakładami inwestycyjnymi a poziomem kosztów dystrybucyjnych. Z tych powodów, w najbliższej przyszłości, w działalności spółek znaczenia nabierać będzie organizacja i zasady obsługi w połączeniu zaawansowaną kompleksową oceną stanu technicznego urządzeń sieciowych. Rzetelna analiza i optymalizacja tych elementów może stworzyć podstawę do alokacji będących w dyspozycji spółek środków finansowych na poprawę jakości i niezawodności zasilania.

Znaczącym składnikiem majątku sieciowego są transformatory energetyczne. Obecnie koszty bezpośredniej obsługi transformatorów są stosunkowo niewielkie w porównaniu do innych kosztów eksploatacyjnych. Wprawdzie stwierdzenie to w zasadzie dotyczy transformatorów wszystkich mocy, ale w szczególności odnosi się do jednostek rozdzielczych małych mocy (do 1000 kVA). W przypadku transformatorów średnich i dużych mocy sytuacja jest nieco inna. Oprócz niskich bezpośrednich kosztów eksploatacyjnych występuje bardzo istotny składnik kosztów awarii katastrofalnej. Mimo, że nie są one częste, jednak skumulowany ich koszt znacznie przekracza wieloletnie nakłady eksploatacyjne. Problem ten występuje zwłaszcza w jednostkach zainstalowanych w strategicznych punktach

sieci rozdzielczej. Oczywistym jest, że w zależności od miejsca zainstalowania oraz stanu technicznego transformatora skumulowany koszt ewentualnej awarii może stanowić bardzo duże obciążenie dla spółki, zwłaszcza w sytuacji gdy obserwuje się coraz bardziej wnikliwą ocenę przyczyn awarii przez towarzystwa ubezpieczeniowe.



Rys.2. Analiza populacji transformatorów ze względu na wiek [2,3,4]

W Polsce obecnie eksploatowanych jest kilka tysięcy transformatorów średnich i dużych mocy. Na rysunku 2 pokazano analizę ich populacji ze względu na okres pracy. Wynika z niej, że podobnie jak w Niemczech i Rosji, ponad 50% polskiej populacji transformatorów jest eksploatowanych dłużej niż 25 lat, a więc przekroczyło projektowany okres życia. Powstaje więc uzasadnione pytanie o sens i możliwość dalszej ich pracy oraz o zakres ewentualnej modernizacji czy też remontu. Według zgodnej opinii służb eksploatacyjnych maksymalne wydłużenie pracy tych jednostek jest na ogół ekonomiczną koniecznością, przy czym od strony technicznej możliwe do zrealizowania. Opinia ta opiera się na dwóch przesłankach:

- Stosowana przed 30-40 laty technologia produkcji transformatorów spowodowała, że zgodnie ze współczesnymi standardami i stanem wiedzy, ich konstrukcja jest przewymiarowana i posiada względnie duże zapasy wytrzymałości elektrycznej i mechanicznej;
- Z reguły transformatory sieciowe eksploatowane były w warunkach znacznego niedociążenia, co spowodowało mniejsze narażenia termiczne i mechaniczne.

Z tych powodów, mimo przekroczenia 30 lat służby, izolacja wielu jednostek nie jest nadmiernie zestarzona i może pracować jeszcze przez następne 10÷15 lat.

Tablica 1. Ocena populacji transformatorów ze względu na wskaźnik awarii [1]

Wskaźnik awarii [%]	Ocena
0,6%	Dobra
1,0%	Satysfakcjonująca
1,5%	Dostateczna
2,0%	Słaba
3,0%	Zła

Podobna sytuacja ma miejsce również w innych krajach europejskich. Można zatem przyjąć, że jest to pewien obiektywnie nowy etap rozwoju sieci przesyłowych. Dlatego, jak do tej pory, nie wypracowano jednoznacznych kryteriów, które mogłyby być podstawą przy podejmowaniu decyzji o dalszych losach jednostki oraz określania przewidywanego czasu życia. Natomiast jest niewątpliwe, że ryzyko przedłużania eksploatacji oraz opłacalność

ewentualnej modernizacji powinny być szacowane indywidualnie dla każdej jednostki, przy czym doświadczenie eksperta odgrywa tutaj kapitalną rolę.

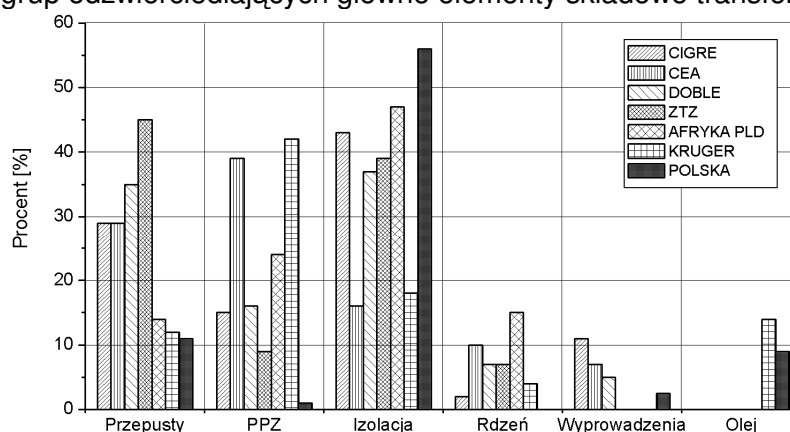
Pewna wskazówką narastania wagi problemu oraz impulsem do opracowania kompleksowej strategii zarządzania transformatorami może być wieloletnia analiza awaryjności populacji transformatorów (tabl. 1). W przypadku, gdy wskaźnik uszkodzeń przekracza wartość 2% należy przyjąć, iż stan populacji jednostek średnich i dużych mocy jest niezadowalający i będzie przyczyną nadmiernych strat finansowych z tytułu usuwania skutków awarii. Jak wskazują dane z tablicy 2, efekt ten zwykle zaczyna się pojawiać dla populacji jednostek starszych niż 30 lat. Należy dodać, że zagadnienie zarządzania czasem życia transformatorów jest dokładniej opisane w rozdziale II podręcznika „Transformatory w Eksploatacji” [1].

Tablica 2. Analiza awaryjności transformatorów ze względu na wiek [1]

Wiek transformatora [lata]	Transformatory	
	sieciowe	blokowe
	awaryjność [%]	
do 15	0,5	0,8
16÷24	1,0	1,5
25÷34	1,5	2,0
35÷50	2,0	2,5
Powyżej 50	3,0	3,5

2. ANALIZA PRZYCZYN AWARII

W procesie bilansowania nakładów rzeczowych i finansowych na awarie, remonty oraz modernizacje bardzo pomocna jest znajomość głównych przyczyn awarii przede wszystkim o katastrofalnych skutkach. Na rysunku 3 przedstawiono wykonane przez różne ośrodki analizy przyczyn awarii transformatorów. Ze względu na rozbieżności w stosowanej przez te ośrodki metodyce, poszczególne dane zostały przyporządkowane do pewnych, zasadniczych grup odzwierciedlających główne elementy składowe transformatora.



Rys.3. Główne przyczyny awarii transformatorów. Opracowano na podstawie [2,3,4,5]

Wynika z nich, że główną przyczyną awarii transformatorów są uszkodzenia układu izolacyjnego. W następnej kolejności można wymienić awarie przepustów oraz podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ). Należy przy tym zauważyć, że awarie bezpośrednio spowodowane złą jakością oleju występują niezwykle rzadko, zagraniczni dystrybutorzy prawie ich nie notują. Dlatego wykazywany w polskich statystykach względnie duży udział w awariach katastrofalnych tego rodzaju przyczyny należy raczej przypisać złej klasyfikacji, gdzie pierwotne źródło uszkodzenia (np. zawilgocenie lub przegrzanie) doprowadziło do znacznego pogorszenia się parametrów oleju.

3. OCENA STANU TECHNICZNEGO I ZARZĄDZANIE POPULACJA TRANSFORMATORÓW

Pokazana na rysunku 3 analiza przyczyn uszkodzeń w jednoznaczny sposób wskazuje na konieczny zakres oceny stanu technicznego, który powinien być podstawą przy techniczno-ekonomicznym planowaniu przedłużenia eksploatacji transformatora lub jego remontu czy też modernizacji. Rzetelna ekspertyza powinna dotyczyć w pierwszym rzędzie układu izolacyjnego, przepustów oraz podobciążeniowych przełączników zaczepów. Należy przy tym podkreślić, że przedstawione w pracy [6] wstępne szacunki wskazują, że transformatory, które mają rdzenie wykonane z blach walcowanych na gorąco (dotyczy to jednostek starszych generacji) powinny być wycofane z eksploatacji. Podstawą takiej opinii jest fakt, iż transformatory sieciowe pracują zwykle przy niskim średniorocznym obciążeniu (około 40%) i głównym składnikiem kosztotwórczym ich eksploatacji są straty biegu jałowego. A te w jednostkach zawierających blachy walcowane na gorąco są bardzo duże, co powoduje nieopłacalność modernizacji ze względu na konieczność wymiany rdzenia i uzwojeń. Dla porównania można podać, że w transformatorze 40MVA, 115/15 kV z roku 1988 straty biegu jałowego wynoszą $P_i = 32,1$ kW podczas, gdy dla identycznej jednostki wyprodukowanej w 2005 r. wynoszą one $P_i = 12,9$ kW. Odmienna sytuacja może mieć miejsce w przypadku dużego średniorocznego obciążenia transformatora. Wtedy koszty eksploatacji generowane są przede wszystkim przez straty obciążeniowe.

3.1. Ocena układu izolacyjnego

Przydatność części czynnej transformatora wraz z układem izolacyjnym do przedłużenia eksploatacji czy też zakres koniecznego remontu lub modernizacji określają następujące zasadnicze czynniki:

- a) stan obwodów elektrycznych i magnetycznych, poziom i miejsce wyładowań niezupełnych, a także lokalne punkty nadmiernego przyrostu temperatury w układzie izolacyjnym,
- b) stan konstrukcji oraz odkształcenia uzwojeń,
- c) średni stopień zawilgocenia elementów stałych.

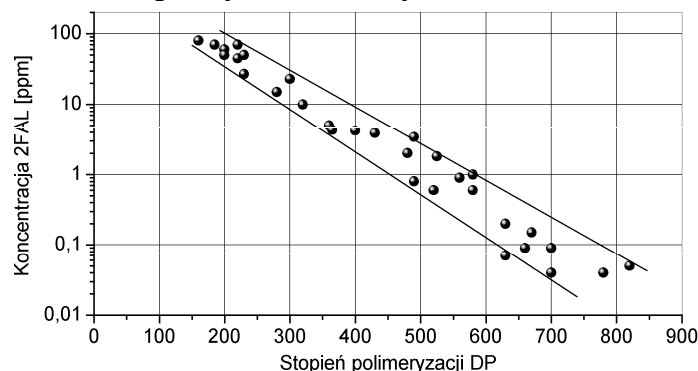
Ad a)

Stan obwodów elektrycznych i magnetycznych można w zasadzie określić na podstawie standardowych elektrycznych prób okresowych oraz analizy gazów rozpuszczonych w oleju, przy czym ta ostatnia jest najważniejszym badaniem. Z analizy można określić ilość t.zw. „gazów kluczowych” oraz związków furanu, a zwłaszcza dwufurfuralu (2-FAL), które są podstawą oceny występowania niepożądanych procesów fizykochemicznych w izolacji oraz stopnia zesterzenia celulozy. Wyznaczając zawartość gazów w oleju oraz wzajemne relacje między nimi można zdefiniować intensywność i rodzaj wyładowań niezupełnych oraz lokalnego nadmiernego przyrostu temperatury (rys.4,5).

Czynnością o kapitalnym znaczeniu dla jakości diagnozy stanu izolacji jest metodologia wyznaczania ilości gazów, w tym sposób pobierania próbek. Przy niewłaściwym poborze oleju do badań lotne gazy mogą odparować z naczynia lub też mogą być poddane działaniu promieniowania słonecznego lub innych zanieczyszczeń. Wówczas jakościowa ocena zaawansowania niepożądanych procesów fizykochemicznych będzie znacząco odbiegać od stanu faktycznego. Dlatego takie firmy jak np. Nynas oraz laboratoria jak np. The National Grid Company zalecają stosowanie specjalnych hermetycznych strzykawek wraz z zestawem odpowiednich pojemników. Z doświadczeń firmy Energo-Complex wynika, że w zależności od sposobu konfekcjonowania próbek oleju, analiza może wykazać nawet 30-procentową różnicę zawartości gazów, co w znaczący sposób zmienia diagnozę stanu izolacji.

Ważnym kryterium oceny niepożądanych zjawisk fizykochemicznych jest tendencja zmian ilości gazów w oleju w czasie eksploatacji oraz wpływ obciążenia transformatora na ich emisję. Zagadnienie to wymaga zastosowania pomiarów dynamicznych, najlepiej w trybie on-line. Przy wypracowywaniu decyzji o przedłużeniu eksploatacji bądź zakresie modernizacji należy przewidzieć realizację takich badań w końcowym etapie szacowania

opłacalności przedsięwzięcia w postaci tymczasowego, np. na okres 6 miesięcy, zainstalowania systemu do diagnostyki on-line oleju.



Rys.4. Zależność koncentracji 2FAL w oleju od stopnia polimeryzacji celulozy [1]

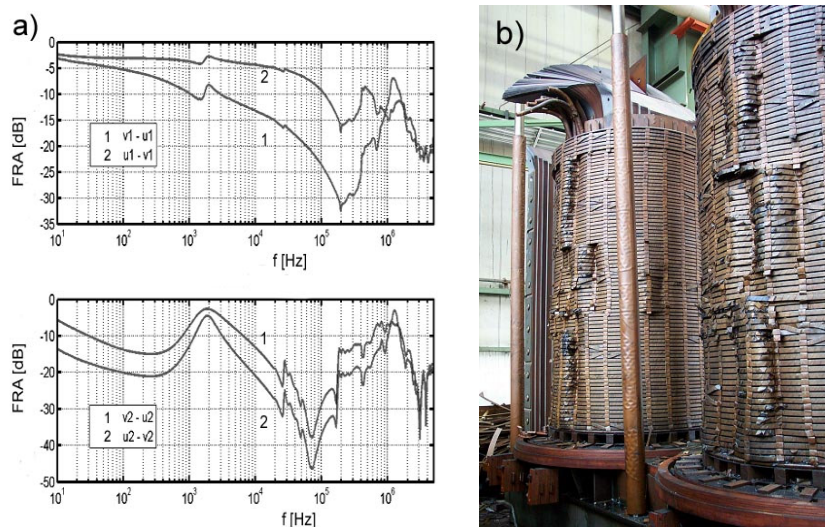
Przy techniczno-ekonomicznym uzasadnieniu przedłużenia lub ewentualnego remontu transformatora istotnym wskaźnikiem jest średni stopień degradacji celulozy w izolacji papierowo-olejowej. Można go wyznaczyć poprzez określenie stopnia depolimeryzacji próbek papieru pobranych z kilku newralgicznych miejsc (np. z okolic t.zw. punktu gorącego). Ale praktyczniejszym i równie skutecznym sposobem jest wyznaczenie stopnia polimeryzacji na podstawie zawartości w oleju furanu 2-FAL. Zagadnienie to bardziej szczegółowo omówiono w rozdziale V pracy [1]. W przypadku oszacowania stopnia polimeryzacji celulozy na poziomie $DPI \leq 400$ należy liczyć się z koniecznością przezwojenia transformatora. Koszt takiej operacji sięga nawet 40% wartości nowej jednostki, co znacznie obniża efektywność remontu.

Ad b)

W jednostkach starych często występującym problemem jest poluzowanie mocowania konstrukcji części czynnej transformatora oraz odkształcenie i przesunięcie uzwojeń. Są one skutkiem działania sił dynamicznych powstających podczas zwarć i przebiegów w sytuacji, gdy właściwości mechaniczne celulozy są znacząco mniejsze od nominalnych (moduł Younga, wytrzymałość mechaniczna). Przesunięcie lub odkształcenie zwojów nie zawsze prowadzi do natychmiastowego uszkodzenia izolacji ale znacznie zwiększa ryzyko awarii katastrofalnej przy kolejnych zdarzeniach tego typu. Zatem identyfikacja takich odkształceń pozwala uniknąć takich awarii oraz urealnia szacunek kosztów remontu. Jak już wyżej wspomniano, remont uzwojeń należy do najdroższych składników procesu rewitalizacji transformatorów.

Do diagnozowania odkształceń uzwojeń używa się przyrządów do rejestracji t.zw. „funkcji przenoszenia uzwojeń” w zakresie częstotliwości 20 Hz ÷ 2 MHz (metoda FRA).

Kształt funkcji przenoszenia zawiera szereg lokalnych ekstremów (rys.5) występujących przy częstotliwości drgań własnych, spowodowanych rezonansem szeregowym pomiędzy pojemnością doziemną oraz pojemnością pomiędzy cewkami uzwojenia a indukcyjnością uzwojenia. Różne typy uzwojeń, posiadają odmienny rodzaj funkcji przenoszenia. Ponadto, nawet uzwojenia tego samego typu charakteryzują się własną funkcją przenoszenia. Można ją traktować jako tzw. „odcisk palca” stanowiący unikalną, związaną z konkretnymi wymiarami geometrycznymi, odpowiedź uzwojenia.



Rys.5. Funkcje przenoszenia (a) uszkodzonego uzwojenia NN (b) [7]
Różnice w wartościach impedancji widzianej z obu stron uzwojenia (1,2) są skutkiem odkształcenia uzwojeń

Ponieważ wartości tych pojemności i indukcyjności są zależne od wymiarów geometrycznych uzwojenia, to każde odkształcenie lub przesunięcie choćby jego części zmienia określoną impedancję i częstotliwość rezonansową. Na obecnym etapie rozwoju metody FRA identyfikacja odkształceń odbywa się zasadniczo poprzez porównanie zarejestrowanych charakterystyk do przebiegów wzorcowych. Wymaga to szczegółowej znajomości metodyki wyznaczania charakterystyk FRA, a w tym:

- rodzaju i typu miernika, którym wyznaczono przebiegi odniesienia,
- sposobu podłączenia kabli pomiarowych oraz ekranów,
- impedancji falowej kabli pomiarowych.

Konieczne jest również odpowiednie doświadczenie diagnosty a także duża biblioteka przebiegów wzorcowych i danych porównawczych z transformatorów o identycznej konstrukcji i zbliżonym wieku. Energo-Complex jako pierwszy w Polsce zastosował tę metodę w praktyce diagnostycznej i posiada obecnie rejestracje kilku tysięcy krzywych wykonanych na kilkuset jednostkach różnych mocy.

Ad c)

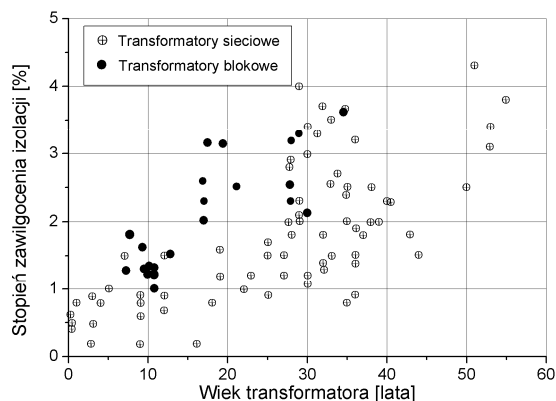
Tempo degradacji izolacji transformatorowej zależy m.in. od stopnia zawilgocenia elementów stałych izolacji takich jak przekładki i bariery preszpanowe oraz papierowa izolacja przewodów fazowych. W zawilgoconej celulozie proces depolimeryzacji zachodzi kilka a nawet kilkanaście razy szybciej w porównaniu do celulozy względnie suchej. Przykładowo, dla 3-procentowej zawartości wody jest on pięciokrotnie szybszy niż w celulozie zawilgoconej na poziomie 1%. Dlatego ważną przesłanką przy podejmowaniu decyzji o przedłużeniu eksploatacji transformatorów o zaawansowanym wieku, jest rozróżnienie jednostek pod względem kinetyki procesu degradacji celulozy. Bowiem w przypadku intensywnego procesu starzenia należy liczyć się z szybką utratą właściwości mechanicznych przez papier, zwłaszcza przy zwiększonych obciążeniach transformatora. Z reguły przyjmuje się, że transformatory zawilgocone powyżej 2,5% są zagrożone przyspieszoną i nadmierną degradacją izolacji (tablica 3).

Tablica 3. Kryteria oceny stanu izolacji na podstawie stopnia zawilgocenia

Zawilgocenie	Stan izolacji
< 0,7 %	Nowa, dobrze wysuszona
≤ 2,0 %	Dobry stan eksploatacyjny
> 2,5 %	Szybkie starzenie się izolacji
≈ 3,0 %	Prawdopodobna awaria dla $T \geq 75$ °C
≈ 4,5 %	Prawdopodobna awaria dla $T \geq 50$ °C
> 5,5 %	Transformator do wyłączenia

Innym, bardzo niekorzystnym zjawiskiem związanym z obecnością dużej ilości wody izolacji jest możliwość wystąpienia t.zw. „efektu bąblowania”. Polega on na gwałtownym odparowaniu wody. Proces rozpoczyna się po przekroczeniu pewnej temperatury krytycznej w najgorętszym miejscu w górnej części uzwojenia transformatora. W rezultacie następuje niebezpieczny wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi oraz gwałtowny przepływ gazów i oleju do konserwatora, co skutkuje zwykle rozszczelnieniem kadzi oraz zadziałaniem przekątnika PPG. Ponadto duża ilość pęcherzyków gazowych może prowokować powierzchniowe wyładowania niezupełne i przeskoki iskrowe o znacznej energii, przez co stwarza realne prawdopodobieństwo powstania eksplozji i pożaru transformatora. Temperatura krytyczna, w której rozpoczyna się efekt bąblowania, zależna jest od stopnia zawilgocenia izolacji oraz ilości gazów rozpuszczonych w oleju izolacyjnym. Przykładowo dla zawilgoceniu izolacji rzędu 2÷3% zjawisko bąblowania występuje już przy relatywnie niskiej temperaturze punktu gorącego rzędu 125÷130 °C, przy czym w czasie zwarc (szybki przyrost temperatury) proces może rozpocząć się znacznie wcześniej. Opisane powyżej zjawiska powodują, że w nadmiernie zawilgoconych transformatorach zachodzi konieczność obniżenia dopuszczalnej temperatury pracy (tablica 3), co wymaga zmniejszenia obciążenia lub zainstalowania dodatkowego układu chłodzenia. Dotychczas w Polsce notowano niewiele przypadków bąblowania izolacji. Jednak, podobnie jak w innych krajach, należy oczekiwać, że wraz ze wzrostem średniego całorocznego obciążenia starszych jednostek będzie występował on coraz częściej.

Wykonane badania [1,8] dowodzą, że w przypadku transformatorów blokowych proces przyspieszonego starzenia izolacji może rozpocząć się już po 15÷20 latach eksploatacji. Natomiast w transformatorach sieciowych problem nadmiernego zawilgocenia występuje z reguły po 30÷35 latach. Jednak różne warunki ich zainstalowania oraz rodzaj pracy i nieodpowiednie serwisowanie powodują, że w niektórych przypadkach, utrata dobrych właściwości izolacyjnych rozpocznie się znacznie wcześniej (rys.6). Należy przy tym podkreślić, że jednostkach odstawionych do rezerwy z reguły obserwuje się nadmierne, w porównaniu do podobnych wiekowo jednostek, zawilgocenie układu izolacyjnego. Doświadczenia w diagnostyce zawilgocenia izolacji wskazują, że zjawisko to występuje zarówno w transformatorach blokowych, zaczepowych jak i sieciowych.



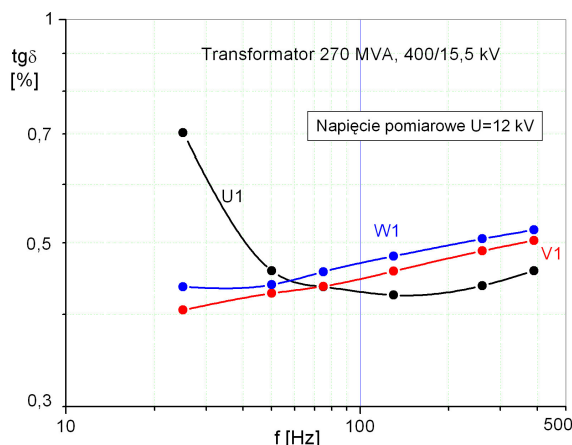
*Rys.6. Zawilgocenie izolacji transformatorów o różnym okresie eksploatacji.
Opracowano na podstawie [1,8]*

Do oceny stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów firma Energo-Complex stosuje, w zależności od potrzeb, wszystkie trzy metody oparte o pomiar zjawisk relaksacyjnych (RVM, FDS, PDC) oraz metodę wykorzystującą krzywe równowagi termodynamicznej stężenia wody w oleju i celulozie (krzywe Oommena). Oryginalnym rozwiązaniem w tym zakresie jest skojarzony pomiar RVM-PDC. Pozwala on na zwiększenie dokładności szacowania zawilgocenia przy zachowaniu akceptowalnego, z eksploatacyjnego punktu widzenia. Metoda pozwala na równoczesny pomiar charakterystyk RVM oraz prądów polaryzacji i depolaryzacji, a jej zasadę dokładnie omówiono w pracy [9]. Praktyka pomiarowa wykazała, że skojarzony pomiar RVM-PDC jest szczególnie przydatny przy wyznaczaniu stopnia zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej, w której występuje zakłócona termodynamiczna równowaga stężenia wilgoci w oleju i papierze, np. w transformatorach pracujących z dużymi zmianami obciążenia lub bezpośrednio po suszeniu uzwojeń.

3.2. Diagnostyka przepustów

W ostatnim czasie w Polsce notuje się zwiększoną ilość awarii przepustów izolacyjnych, w szczególności na napięcie 400 kV. Niewątpliwie jest to związane z tym, że duża ilość przepustów jest już eksploatowana przez 30÷35 lat podczas, gdy ich normatywny czas życia wynosi 25 lat. Wykonane przez różne ośrodki statystyki podają, że przepusty są przyczyną od 20 do 40% awarii transformatorów (rys.3). Stąd wydaje się, że w Polsce w najbliższej przyszłości będzie wzrastać liczba uszkodzeń przepustów izolacyjnych, zwłaszcza z izolacją papierowo-olejową. Zwykle koszt usunięcia takiej awarii znacznie przekracza wartość przepustu. Dla przykładu można podać, że łączny koszt usunięcia szkód powstałych w wyniku eksplozji przepustu 400 kV w jednej z elektrowni wyniósł około 1 mln zł, podczas gdy przepust wart jest około 150 tys. zł. Najczęstszą przyczyną awarii jest cieplny mechanizm przebicia elektrycznego, jako rezultat nadmiernego wzrostu strat dielektrycznych pod wpływem temperatury oraz lokalne uszkodzenie izolacji wskutek długotrwałego działania wyładowań niezupełnych. Z bezpośrednich przyczyn można wymienić uszkodzenia głowicy i zacisków prądowych, wnikanie wilgoci do rdzenia, osadzanie się produktów rozkładu oleju na wewnętrznych ściankach dolnej osłony porcelanowej oraz jej mechaniczne uszkodzenia. Ze względu na intensywność procesu destrukcji generalnie można wyróżnić wolnozmienny proces starzenia się izolacji, który trwa kilka-kilkanaście lat oraz klasyczny, kilkugodzinny proces cieplnego zniszczenia. Analizę bilansu cieplnego oraz zespołu warunków prowadzących do takiego skutku dla różnych rodzajów przepustów przeprowadzono w pracy [10,11]. Na jej podstawie oraz po uwzględnieniu prac dotyczących mechanizmów polaryzacji w układach papierowo-olejowych [12] można wyprowadzić wniosek, że standardowe pomiary współczynnika $\tan\delta$ przy 50 Hz są mało selektywną metodą diagnostyki stanu izolacji przepustów. Co najwyżej pozwalają one identyfikować bardzo zaawansowany stan procesów starzeniowych. Praktyka eksploatacyjna potwierdza tę opinię, gdyż częste, nawet dwa razy w

roku, wykonywane pomiary parametrów dielektrycznych przy 50 Hz nie uprzedzają obsługi przed nadchodzącą awarią.



Rys. 7. Zależność współczynnika strat $\tan\delta$ od częstotliwości dla 3 przepustów WN transformatora 270 MVA, 400/15 kV

Pewnym postępowaniem w tym względzie wydają się być dynamiczne pomiary zjawisk polaryzacyjnych w postaci np. częstotliwościowych i napięciowych charakterystyk pojemności oraz współczynnika $\tan\delta$ (rys.7). Łatwo jest na nim zauważyć, że dla $f = 50$ Hz wartości $\tan\delta$ wszystkich trzech przepustów są zbliżone i mieszczą się w dopuszczalnym zakresie. Jednak dla przepustu w fazie U1 obserwuje znaczący wzrost współczynnika strat dla niskich częstotliwości, który wskazuje na większy stopień zesterzenia lub zawilgocenia. Wydaje się, że możliwość porównania charakterystyk wykonanych w pewnym przedziale czasu (np. po roku) w znacznym stopniu poprawi jakość oceny stanu izolacji przepustów nawet w pomiarach off-line.

W przypadku przepustów impregnowanych olejem (OIP) niezbędna jest analiza właściwości próbek oleju pobranego z wnętrza izolacji. Można przy tym rozróżnić skróconą oraz pełną próbę oleju. W skład pierwszej wchodzi takie badania jak: pomiary napięcia przebicia U_p oraz współczynnika strat $\tan\delta$, wyznaczenie zawartości wody oraz ciał stałych. Próba pełna dodatkowo zawiera analizę DGA siedmiu gazów kluczowych (H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO oraz CO_2). Zastosowanie powyższych metod w znaczący sposób poprawia diagnostykę stanu izolacji przepustów, jednak jak wskazują doświadczenia eksploatacyjne często są niewystarczające. Dlatego często postulowane są pomiary termograficzne, wyładowań niezupełnych oraz współczynnika $\tan\delta$ podczas pracy transformatora, najlepiej przy dużym obciążeniu [13]. W tym zakresie bardzo skutecznym rozwiązaniem jest nawet tymczasowe zainstalowanie systemu do diagnostyki on-line.

3.3. Diagnostyka podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ)

Ocena stanu technicznego PPZ w zasadzie jest elementem podstawowej diagnostyki stanu technicznego transformatora. Podstawą oceny są pomiary oscylograficzne stanów przejściowych podczas czynności łączeniowych lub dynamiczny pomiar rezystancji styków. Na ich podstawie oraz po dokładnych oględzinach można oszacować zakres ewentualnego remontu i modernizacji PPZ. Firma Energo-Complex posiada możliwości całkowitej regeneracji PPZ różnych typów dającej gwarancję przedłużenia pracy o dalsze 10-15 lat. Szacunkowy koszt kapitalnego remontu PPZ wraz z napędem wynosi około 5% wartości nowego transformatora.

4. PODSUMOWANIE

Statystyczna analiza przyczyn awarii transformatorów w dość jednoznaczny sposób określa zakres badań koniecznych do oceny stanu technicznego transformatora, która jest decydującym czynnikiem przy analizie zasadności oraz okresu przedłużania służby starszych jednostek. Umożliwia również optymalizację przewidywanych nakładów rzeczowo-finansowych na modernizację lub wymianę transformatorów oraz optymalizację strategii eksploatacji. Dlatego kompleksowa, rzetelna ocena stanu technicznego transformatorów powinna być niezbędnym elementem procesu decyzyjnego w zarządzaniu majątkiem transformatorowym.

Z punktu widzenia ogólnych kosztów eksploatacji szacunkowy koszt wykonania ekspertyzy stanu technicznego nie jest znaczący bo wynosi około 1% wartości nowego transformatora. Natomiast pozwala z dużą precyzją ustalić zakres i sens ewentualnej modernizacji, co jest niezwykle pomocne przy sporządzaniu wstępnych kosztorysów prac. Należy przy tym podkreślić, że koszt modernizacji transformatora pozwalający przedłużyć jego eksploatację o następne 10÷15 lat zwykle nie przekracza 30% wartości nowej jednostki, pod warunkiem że nie ma konieczności wymiany uzwojenia. Ta duża ekonomiczna efektywność prac modernizacyjnych zwiększa zasadność i opłacalność wykonywania ekspertyz dotyczących stanu technicznego.

Składające się na kompleksową ocenę transformatorów badania i próby należą do nowoczesnych, zaawansowanych metod diagnostycznych. Część z nich jest w fazie intensywnego rozwoju (np. metoda FRA). Dlatego warunkiem koniecznym rzetelnej oceny są wysokie kwalifikacje zespołu ekspertów oraz odpowiednia aparatura.

5. LITERATURA

- [1] „Transformatory w eksploatacji”. Praca zbiorowa pod red. J. Subocza, ISBN 978-83-924464-0-8. Energo-Complex, (2007)
- [2] „Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTPiREE, Poznań, (2001,2002)
- [3] Monastyrskij A.E.: „Ekonomiczeskije aspekty eksploatacji transformatornogo oborudowanija”, Metody i sredstva ocenki sostajanija enierieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 7-11
- [4] Krüger M.: “Transformer diagnosis – practical experience using simple methods like winding resistance measurement, dynamic tap changer testing, ratio, leakage reactance capacitance and dissipation factor measurement”, Omicron Electronics GmbH Austria
- [5] CIGRE-WG 12-05: “An international survey on failures in large power transformers in service”, Electra No. 88 1983, s. 21-48
- [6] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: „Podstawy oceny opłacalności modernizacji transformatorów”, Energetyka, 12, (2006), s.884-891
- [7] Wierzbicki J.: „Ocena stanu transformatorów mocy metoda analizy funkcji przenoszenia (charakterystyki odpowiedzi częstotliwościowej)”, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XI, (2007), s.55-63
- [8] Subocz J., Płowucha J., Zaleski R.: „Skojarzony pomiar RVM i PDC”, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XI, (2007), s.5-9
- [9] Własow A.B.: „Diagnosticzeskaja model teplowizjonnoego kontrola wysokowoltnych wwodow”, Metody i sredstva ocenki sostajanija enierieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 41-54
- [10] Własow A.B.: „Analiz wysokowoltnych wwodow transformatorow pri ekspluatacji”, Metody i sredstva ocenki sostajanija enierieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 57-73
- [11] Subocz J.: „Zjawiska relaksacyjne w zawilgoconej izolacji papierowo-olejowej”, Przegląd Elektrotechniczny - Konferencje, rok II, nr 1, (2004), s.213-217.