Transformatory
w eksploatacji

kwiecień 2005

wersja do recenzji

Transformatory w eksploatacji

Wydawnictwo Energo-Complex
Kwiecień 2005

Projekt, skład, realizacja, DTP: IDO sc
ul. Mazurska 12/1, 41-503 Chorzów

Transformatory w eksploatacji

PRACA ZBIOROWA

POD REDAKCJĄ:
prof. dr hab. inż. Ryszarda Malewskiego
PRZY WSPÓŁPRACY:
prof. dr hab. inż. Jerzego Skubisa
doc. dr inż. Jerzego Słowikowskiego
mgr inż. Marka Szrota
KOORDYNACJA:
mgr inż. Rafał Zaleski

Wydawnictwo Energo-Complex
Wydanie publikacji dofinansowało Ministerstwo Nauki i Informatyzacji
Chorzów 2005-04-20

SPIS TREŚCI

Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski
Instytut Elektrotechniki
1. PRAKTYKA BADAŃ EKSPLOATACYJNYCH, INSTRUKCJE I ZALECENIA IEEE, CIGRE I PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH 11

Dr inż Władysław Pewca
Konsultant
2. TRANSFORMATORY PRODUKOWANE PRZEZ ZAKŁAD ELTA, SPECYFICZNE CECHY KONSTRUKCYJNE I TECHNOLOGICZNE 23

Dr inż. Ryszard Sobocki
Konsultant
3. ZAGADNIENIA EKONOMICZNE W ZARZĄDZANIU CZASEM ŻYCIA TRANSFORMATORÓW 43

Dr Helena Słowikowska, Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego
4. STARZENIE CIEPLNE IZOLACJI CELULOZOWEJ TRANSFORMATORÓW OLEJOWYCH 55

Dr Helena Słowikowska, Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego
5. WYKRYWANIE DEFEKTÓW NA PODSTAWIE ANALIZY GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA) I POMIARU ZWIĄZKÓW FURANU 63

Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego
6. ROLA BADAŃ DIAGNOSTYCZNYCH ZAWILGOCENIA I ZESTARZENIA IZOLACJI TRANSFORMATORÓW 75

Prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński, Dr. inż. Tomasz Piotrowski
Prof. dr hab. inż. Jerzy Wodziński
Politechnika Łódzka
7. SYSTEMY ŚLEDZENIA STANU (MONITORINGU) I PROGRAMY EKSPERTOWE 87

Dr. hab. inż. Jan Subocz
Politechnika Szczecińska
Dr. Ing. Gusztáv Csépes
MVM – Węgierskie Przedsiębiorstwa Energetyczne
8. DIAGNOSTYKA IZOLACJI Z ZASTOSOWANIEM METOD POLARYZACYJNYCH 121

Materiały dydaktyczne Nynas Naphthenics, opracowanie Piotr Sokół
Nynas Naphthenics AB
9. ANALIZA I DIAGNOSTYKA OLEJU JAKO PODSTAWA DO OCENY STANU IZOLACJI 147

Prof. dr hab. inż. Jerzy Skubis
Politechnika Opolska
10. POMIARY I LOKALIZACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH 175

Dr hab. inż. Wojciech Kołtunowicz
Centro Esperimentale Scientifico Italiano
11. REJESTRACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W ZAKRESIE BARDZO WYSOKICH CZĘSTOTLIWOŚCI 189

Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski
Instytut Elektrotechniki
12. ODKSZTAŁCENIA UZWOJEŃ 197

Dipl. Ing. Harald Rotter, Dipl. Ing. J. Gebauer
Maschinenfabrik Reinhausen
Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski, Mgr inż. Marek Szrot, Inż. Janusz Płowucha
Instytut Elektrotechniki, Energo-Complex
13. PODOBCIĄŻENIOWE PRZEŁĄCZNIKI ZACZEPÓW 217

Prof. dr hab. inż. Zbigniew Gacek
Politechnika Śląska
Mgr inż. Henryk Otręba
Gliwickie Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG S.A. Gliwice
14. PRZEPUSTY WN 245

Dr inż. Lucjan Pasierb
Akademia Górniczo-Hutnicza
15. UKŁADY CHŁODZENIA OLEJU TRANSFORMATOROWEGO 257

WSTĘP

Mamy nadzieję, że oddana w Państwa ręce książka jest następnym krokiem na drodze do realizacji naszej misji. Misji polegającej na ciągłym rozszerzaniu zakresu naszych usług i wyrobów oraz dopasowywaniu ich do Waszych wymagań i potrzeb. Pragniemy aby ta książka pomogła wam w usystematyzowaniu wiedzy z zakresu eksploatacji transformatorów.

Na pewno doskonale jest Państwu znana „Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów", wydana przez Energopomiar, która zawiera opis wymagań stawianych transformatorom, zakres i sposób prowadzenia pomiarów i badań mających na celu określenie stanu technicznego (układu izolacyjnego i poszczególnych podzespołów) transformatora.

Jednak z natury rzeczy „Instrukcja" nie może obejmować opisu mechanizmów fizycznych, które stanowią o starzeniu i degradacji materiałów izolacyjnych, ani podawać powodów dla których ustalono dopuszczalne wartości parametrów uzyskanych podczas okresowych pomiarów. Podczas organizowanych przez nas seminariów i konferencji często padały pytania ze strony inżynierów i techników zajmujących się eksploatacją, dotyczące przyczyn degradacji układu izolacyjnego, zużycia przełączników zaczepów, uszkodzeń przepustów, a także zasadności wykonywania pomiarów wybranych parametrów elektrycznych i fizycznych.

W polskiej literaturze technicznej nie można znaleźć opracowania stanowiącego kompendium wiedzy o eksploatacji transformatorów, a istniejąca literatura na ten temat jest rozrzucona w materiałach konferencyjnych i podręcznikach, które poświęcono tylko wybranym zagadnieniom.

Aby zapewnić Państwu dostęp do najnowszych osiągnięć w zakresie diagnostyki i eksploatacji zwróciliśmy się z prośbą o udział w tym opracowaniu do wiodących ośrodków i firm zagranicznych specjalizujących się w takich tematach jak:

- przełączniki zaczepów (MR),
- badania wyładowań niezupełnych w zakresie UHF (CESI),
- wykorzystanie zjawisk polaryzacyjnych do oceny zawartości wilgoci w celulozie MVM)
- interpretacji wyników badania oleju (NYNAS).

Zwróciliśmy się także do wiodących polskich specjalistów-praktyków o przygotowanie rozdziałów dotyczących:

- ekonomicznego uzasadnienie remontów, modernizacji bądź wymiany transformatorów,
- doświadczeń eksploatacyjnych transformatorów produkcji ELTA, które dominują w polskim systemie przesyłu i rozdziału energii,
- zjawisk fizycznych i chemicznych zachodzących w izolacji transformatora
- przyczyn i skutków odkształcania uzwojeń
- systemów chłodzenia oleju

Znani naukowcy z Politechnik: Łódzkiej, Opolskiej, Szczecińskiej i Śląskiej podzielili się swoją wiedzą przygotowując rozdziały opisujące:

- metody wczesnego wykrywania rozwijających się uszkodzeń przez systemy monitoringu
- lokalizację wyładowań niezupełnych metodą akustyczną i elektryczną
- sposoby interpretacji przebiegów prądu polaryzacji dielektrycznej
- zjawiska rządzące starzeniem izolacji przepustów.

Oddając Państwu tę pracę zbiorową zdajemy sobie sprawę, że odbiega ona zarówno układem jak treścią od monografii napisanej przez jednego autora, która odzwierciedla jego doświadczenia i poglądy. Autorzy w przygotowanych przez nich rozdziałach wyrażają swoje opinie oparte na własnych doświadczeniach. Nic w tym dziwnego, że nie zawsze się one pokrywają a ocena przydatności określonych metod badawczych bądź wskaźników stanu izolacji różni się znacząco w ocenie praktyka, który pracował przez szereg lat w przedsiębiorstwie energetycznym od poglądów profesora politechniki biorącego udział w pracach międzynarodowych stowarzyszeń naukowych i opierającego się na doświadczeniach zebranych w różnych krajach.

Naszym celem jest podanie Czytelnikom tych opinii i poglądów do krytycznej oceny. Zdajemy sobie sprawę, że nie udało nam się uzyskać opracowań takich tematów jak hałas akustyczny spowodowany wibracją transformatora, ochrona pożarowa (misy olejowe) i wytrzymałość kadzi na rozrywanie oraz wielu innych zagadnień istotnych dla eksploatatorów.

Jest to jednak pierwsze wydanie i mamy nadzieję, że będziemy mogli wydać następne z uzupełnieniami i poprawkami. Czekamy na Wasze krytyczne uwagi które pomogą nam w osiągnięciu postawionego celu.

Marek Szrot,
Ryszard Malewski

Podziękowanie

Trudno w kilku zdaniach wyrazić wdzięczność za ogrom zaangażowania okazanego w trakcie prac nad naszą publikacją. Dziękuję wszystkim autorom, którzy nie pozostali obojętni na skierowaną przez nas prośbę opracowania poszczególnych działów tematycznych. Nie była to na pewno łatwa praca, aby w tak krótkim czasie jakim dysponowali przelać na papier swoje bogate niejednokrotnie kilkudziesięcioletnie doświadczenia.

Dziękuję prof. dr hab. inż. Jerzemu Skubisowi, doc. dr inż. Jerzemu Słowikowskiemu, dr inż. Helenie Słowikowskiej, dr hab. inż. Janowi Suboczowi za wspólne niejednokrotnie wielogodzinne konsultacje, które pomogły nam określić zakres i charakter pierwszego wydania. Szczególne podziękowania chciałbym skierować na ręce prof. dr hab. inż. Ryszarda Malewskiego, który jest głównym pomysłodawcą i animatorem całego przedsięwzięcia.

Na koniec chcę podziękować wszystkim moim kolegom i współpracownikom za to, iż mimo licznych obowiązków służbowych zawsze byli w stanie znaleźć chwilę czasu aby poświęcić się pracom nad naszą książką.

W nadziei, że nikogo nie pominąłem jeszcze raz dziękuję wszystkim, którzy w jakikolwiek sposób przyczynili się do jej powstania. Jestem przekonany również, iż dzięki Państwa recenzjom będziemy mogli wkrótce opublikować następne rozszerzone wydania naszej książki.

Marek Szrot

1. PRAKTYKA BADAŃ EKSPLOATACYJNYCH, INSTRUKCJE I ZALECENIA IEEE, CIGRE I PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH.

Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski
Instytut Elektrotechniki

Dotychczas nie ma powszechnie uznanej i stosowanej normy na wykonywanie badań diagnostycznych, ale istnieje szereg instrukcji opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i organizacje naukowo/techniczne, które określają częstość i zakres takich badań, sposób interpretacji uzyskanych wyników, a także wskazówki co do podejmowania dalszych działań.

W Polsce wiodącym dokumentem w tym zakresie jest Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [1], w Rosji dotyczący transformatorów rozdział unowocześnionej instrukcji wydanej przez ORGRES [2] a także specyfikacje i normy, które nie odbiegają w istotny sposób od dawnych norm GOST [3]. CIGRE sporządziło przewodnik oparty na różnych przepisach europejskich przedsiębiorstw energetycznych, który po opracowaniu przez Grupę Roboczą SCA2 WG18 został wydany w formie broszury [4], IEC wydało norm na badania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju [5], a wyczerpujące dane dotyczące badań transformatorów w eksploatacji zawierają mało w Polsce znane Amerykańskie dokumenty wydane przez Bureau of Reclamation w serii "Facilities Instructions, Standards and Techniques", a także normy IEEE, ANSI, ASTM i przewodniki wydawane przez inne instytucje [6-25].

BADANIA DIAGNOSTYCZNE

Prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych powoduje istotne zmiany w sposobie zarządzania, a także w eksploatacji majątku przedsiębiorstwa. W systemie energetyki państwowej zapewnienie niezawodności dostawy energii do przemysły i aglomeracji miejskich polegało na stworzeniu sieci, która w przypadku awarii sprzętu miała wystarczającą ilość jednostek rezerwowych aby zapobiec wymuszonym wyłączeniom. Koszt takiej infrastruktury nie był czynnikiem decydującym, a jej eksploatacja i obsługa była kontrolowana przez ludzi o dużym doświadczeniu praktycznym.

Przedsiębiorstwo prywatne musi przynosić dywidendy akcjonariuszom, i wybór lub zatwierdzenie zarządu na następną kadencję zależy od uzyskanych przez ten zarząd efektów ekonomicznych. W tej sytuacji inwestowanie w zakup kosztownych obiektów, takich jak transformatory jest odkładane w czasie i zarząd usiłuje przedłużyć eksploatację istniejącego sprzętu przy jak najmniejszych nakładach.

Z drugiej strony należy ograniczyć ryzyko awarii, której koszt może stanowić istotne obciążenie budżetu. W tym celu instaluje się systemy wczesnego ostrzegania o nadchodzącej awarii, takie jak czujnik wodoru i acetylenu w oleju transformatora, który sygnalizuje gwałtowny wzrost zawartości gazów spowodowany wyładowaniami w izolacji wysoko-napięciowej.

W praktyce, prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych powoduje ograniczenie wydatków na personel i obsługę. A więc zwalnianie pracowników etatowych i zlecanie prac zewnętrznym firmom, wykonywanie przeglądów nie według kalendarza podanego w zarządzeniach odpowiedniego ministerstwa, bądź w instrukcji eksploatacji, ale stosownie do rzeczywistego stanu technicznego urządzenia.

Dotychczas planowanie przeglądów i remontów, decyzje o zastąpieniu zużytego sprzętu nowym były podejmowane przez osoby z wykształceniem technicznym. Nie było więc potrzeby formalizowania oceny stanu technicznego sprzętu i przedstawiania jej w formie akceptowanej przez ekonomistów, ponieważ inżynier z długoletnią praktyką znał swój sprzęt i zarządzał nim podobnie jak gospodarz zarządza pogłowiem swoich zwierząt, bez potrzeby konsultowania ekonomisty.

W prywatnym przedsiębiorstwie osoba zarządzająca majątkiem sieciowym ma na ogół wykształcenie ekonomiczne i ocena stanu technicznego transformatorów, wyłączników, kabli, itp., musi być przedstawiona w kategoriach zrozumiałych dla ekonomisty. Na podstawie takiej oceny osoba zarządzająca majątkiem sieciowym planuje przeglądy, naprawy na miejscu zainstalowania, remont lub modernizację w zakładzie remontowym, albo złomowanie i zastąpienie nową jednostką.

Aby określić stan techniczny w sposób formalny potrzebne są przyrządy, które mierzą istotne parametry. Ponadto powstaje potrzeba przetworzenia takich parametrów jak: zawartość gazów rozpuszczonych w oleju, stopień zawilgocenia celulozy, współczynnik strat dielektrycznych (tgδ) przepustu, itp. na: procentowe zużycie, okres czasu do następnego przeglądu, opłacalność modernizacji, pozostały czas życia technicznego. Zadanie to wypełniają zewnętrzne firmy specjalistyczne, a także nowe urządzenia, takie jak: „TAPGUARD" pokazujący stan podobciążeniowego przełącznika zaczepów w postaci pasków oznaczających procentowe zużycie styków łącznika mocy oraz czas do następnego przeglądu i listę części podlegających wymianie.

Ocena stanu technicznego transformatorów, wyłączników i innych urządzeń jest dokonywane przy pomocy badań diagnostycznych. Interpretacja wyników badań diagnostycznych polega na porównaniu i ocenie stanu transformatora na podstawie różnicy pomiędzy bieżącymi wynikami a uzyskanymi poprzednio, pomiędzy wynikami zebranymi na poszczególnych fazach tego samego transformatora albo pomiędzy wynikami uzyskanymi na bliźniaczych transformatorach pracujących w zbliżonych warunkach.

W niektórych przypadkach można oceniać stan transformatora na podstawie jednorazowych pomiarów, np. zawartości gazów rozpuszczonych w oleju korzystając z bogatych doświadczeń eksploatacyjnych, np. wysoka zawartość acetylenu wskazuje palący się łuk w oleju i narastające niebezpieczeństwo eksplozji.

Można tu wyróżnić pomiary wykonywane okresowo, w większości przypadków na wyłączonym transformatorze, a także ciągłe monitorowanie wybranych parametrów i wykrywanie tendencji ich zmian.

Diagnostyczne badania okresowe, wykonywane w zależności od stanu technicznego transformatora, a w państwowych przedsiębiorstwach w terminach określonych przez instrukcje.

Instrukcja eksploatacji transformatorów [1] przewiduje zewnętrzne oględziny transformatora jako podstawową czynność obsługową i podaje czasokres pomiędzy oględzinami a także szczegółowy zakres tych oględzin. Szczególną uwagę poświęcono sprawdzaniu działania podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ), co wynika z wysokiej częstości uszkodzeń przełączników krajowej produkcji, które stanowią znakomitą większość eksploatowanych w Polsce PPZ. Instrukcja podkreśla znaczenie gospodarki olejem transformatorowym, określa procedury pobierania i badania próbek oleju, a także sposobów uzdatniania i wymiany zużytego oleju.

Badania eksploatacyjne są podzielone na trzy grupy odpowiadające transformatorom wielkiej, średniej i małej mocy, a także transformatorom suchym. W tych grupach wyróżniono badania podstawowe i specjalistyczne wykonywane na transformatorze w ruchu oraz badania specjalistyczne na wyłączonym transformatorze. Ponadto Instrukcja przewiduje badania okresowe.

Typowe badania obejmują pomiar rezystancji uzwojeń, prądów magnesujących i sprawdzenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów, co pozwala na wykrycie np. uszkodzeń wybieraka PPZ albo lutowanych połączeń pomiędzy uzwojeniem a odpływem, zwarć zwojowych pomiędzy np. przewodami bliźniaczymi, doziemienia uzwojenia wyrównawczego i innych łatwych do wykrycia uszkodzeń.

Bardziej zaawansowane badania stanu izolacji przewidują rezystancji izolacji i współczynnika strat dielektrycznych ($tg\delta$). Uwzględniono także ocenę zawilgocenia i zestarzenia izolacji na podstawie pomiaru napięcia powrotnego polaryzacji przyrządem RVM (recovery voltage meter). Zarzucona w innych krajach metoda pomiaru współczynnika dyspersji dielektrycznej C_2/C_{50} jest opisana w instrukcji, natomiast nie ma w niej wzmianki o pomiarze charakterystyki częstotliwościowej C i $tg\delta$ izolacji, ani rejestracji prądu polaryzacji i depolaryzacji. Wynika to z braku odpowiedniego sprzętu do wykonywania takich pomiarów przez przedsiębiorstwa energetyczne lub usługowe, jednakże wiodące krajowe politechniki posługują się takimi przyrządami i wdrażają ocenę stanu izolacji metodami polaryzacyjnymi [26, 27].

Ponadto Instrukcja wymaga przeprowadzenia analizy chromatograficznej gazów rozpuszczonych w oleju, jednakże nie zaleca wyznaczenia zawartości furanów (zwłaszcza 2FAL), która pozwala na ocenę stopnia zestarzenia celulozy. Należy sądzić, że Instrukcja była opracowana pod kątem badań transformatorów wyposażonych w podobciążeniowy przełącznik zaczepów (PPZ) produkcji krajowej, który w wielu przypadkach powodował zanieczyszczenie oleju w kadzi transformatora olejem wyciekającym z łącznika mocy PZZ. Takie zanieczyszczenie uniemożliwia diagnozowanie transformatora na podstawie analizy gazów rozpuszczonych w oleju i dlatego ta procedura nie jest szczególnie uwypuklona w Instrukcji. Natomiast w Instrukcji są zalecane pomiary wyładowań niezupełnych a także analiza wibracji kadzi. Sposób wykonania tych badań jest podany w broszurze „Diagnostyka stanu technicznego transformatorów. Zasady badań i kryteria oceny" wydanej przez Energopomiar w 1983 roku. Obszerny spis norm dotyczących badań i prób transformatorów jest podany na końcu Instrukcji.

Amerykański przewodnik badań diagnostycznych transformatorów [6] nieco odbiega od formuły przyjętej w Instrukcji. Jako podstawową procedurę diagnostyczną podaje analizę chromatograficzną gazów rozpuszczonych w oleju i dzieli transformatory na cztery stany w zależności od składu gazów rozpuszczonych w oleju. W tabeli 1 i 2 podano podział transformatorów na cztery stany i działania, które należy podjąć w zależności od stanu transformatora.

Tabela 1. Graniczna zawartość kluczowych gazów rozpuszczonych w oleju wyrażona w częściach na milon [ppm]

Stan	Wodór H_2	Metan CH_4	Acetylen C_2H_2	Etylen C_2H_4	Etan C_2H_6	Tlenek węgla CO	Dwutlenek węgla CO_2	Całkowita zawartość gazów palnych
Stan 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Stan 2	101-700	121- 400	36-50	51-100	66-100	351-570	2 500-4 000	721-1 920
Stan 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1 400	4 001-10 000	1 921-4 630
Stan 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1 400	>10 000	>4 360

CO_2 nie jest włączone do kolumny „całkowita zawartość gazów palnych"

Tabela 2. Działania podejmowane w zależności od stanu transformatora.

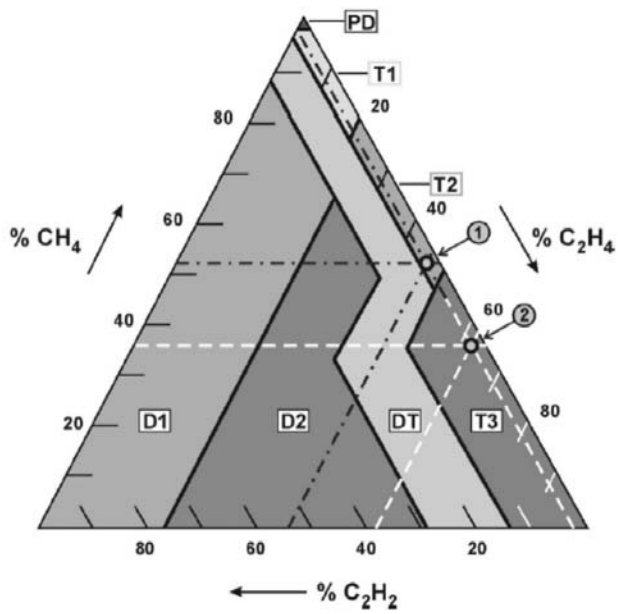
Stan	Całkowita zawartośćgazów palnych, albo najwyższa zawartość jednego gazu	Przyrost całkowitej zawartości gazów palnych [ppm/dziennie]	Czas pomiędzy pobieraniem próbek i działania podejmowane wskutek przyrostu zawartości gazów palnych	
			Czas pomiędzy pobieraniem próbek	Podjęte działania
Stan 1	<720 ppm całkowitej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla pojedynczego gazu wg. Tabeli 1	<10	1 rok, 6 miesięcy dla transf. najwyższych napięć	Normalna praca
		10-30	3 miesiące	
		>30	1 miesiąc	Zachować ostrożność. Analizować poszczególne gazy i zaleźć przyczynę. Ustalić zależność od obciążenia
Stan 2	721-1 940 ppm całkowitej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla pojedynczego gazu wg. Tabeli 1	<10	3 miesiące	Zachować ostrożność. Analizować poszczególne gazy i zaleźć przyczynę. Ustalić zależność od obciążenia
		10-30	1 miesiąc	
		>30	1 miesiąc	
Stan 3	1 941-2 630 ppm całkowitej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla pojedynczego gazu wg. Tabeli 1	<10	1 miesiąc	Zachować najwyższą ostrożność. Analizować poszczególne gazy i zaleźć przyczynę. Planować wyłączenie. Zwrócić się o poradę do wytwórni lub konsultantów
		10-30	1 tydzień	
		>30	1 tydzień	
Stan 4	>4 639 ppm całkowitej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla pojedynczego gazu wg. Tabeli 1	<10	1 tydzień	Zachować najwyższą ostrożność. Analizować poszczególne gazy i zaleźć przyczynę. Planować wyłączenie. Zwrócić się o poradę do wytwórni lub konsultantów
		10-30	1 dzień	
		>30	1 dzień	Rozważyć wyłączenie z ruchu.Zwrócić się o poradę do wytwórni lub konsultantów

Stan 2: Możliwość wystąpienia uszkodzenia. Należy pobierać próbki dostatecznie często abywyznaczyć dzienny przyrost zawartości każdego gazu.

Stan 3: Wysoki stopień rozkładu celulozy lub oleju. Prawdopodobnie występuje jedno lub więcej uszkodzeń. Każdy palny gaz wykraczający poza granicę w Tabeli 1 powinien być poddany dalszym badaniom. Należy pobierać próbki dostatecznie często, aby wyznaczyć dzienny przyrost zawartości każdego gazu.

Stan 4: Nadmierny rozkład celulozy lub oleju. Dalsza eksploatacja zagraża awarią w ruchu.

Spośród wielu metod interpretacji wyników tej analizy zawartości gazów w oleju Amerykański przewodnik wyraźnie preferuje tzw. trójkąt Duvala'a.



PD – Wyładowania niezupełne
T1 – Przegrzanie o temperaturze niższej od 300 °C
T2 – Uszkodzenie cieplne o temperaturze pomiędzy 300 °C a 700 °C
T3 – Uszkodzenie cieplne o temperaturze powyżej 700 °C
D1 – Wyładowanie o niskiej energii, iskrzenie
D2 – Wyładowanie o wysokiej energii, łuk
DT – Uszkodzenie cieplne i elektryczne

Przykład zastosowania trójkąta Duval'a [6]:

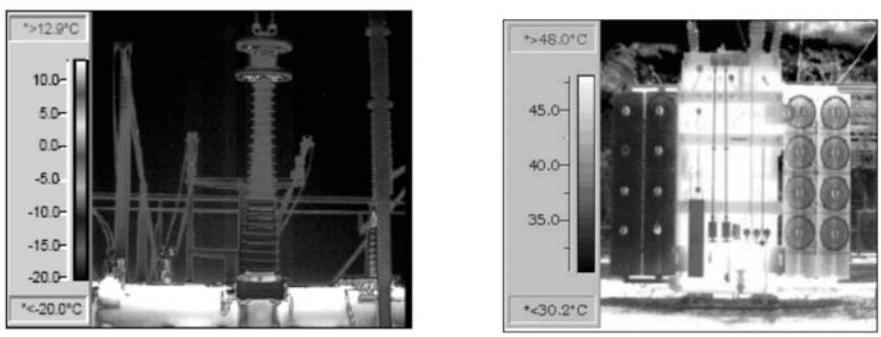
Uszkodzenie, któremu odpowiada punkt 1 określono używając zawartości trzech gazów zmierzonej do celów analizy No. 2. Rozwój tego uszkodzenia w czasie pomiędzy analizą No. 1 i analizą No. 2 określa przyrost zawartości tych samych gazów przedstawiony w punkcie 2 w trójkącie Duval'a.

Analiza	No. 1	No. 2		Przyrost	
Gaz	[ppm]	[ppm]	%	[ppm]	%
CH4 metan	142	192	51	50	36
C2H4 etylen	84	170	46	86	62
C2H2 acetylen	4	7	2	3	2
Total	230	369	100	139	100

Dodatkowy sprawdzian stanowi porównanie zawartości CO i CO_2, które nie wskazują na cieplną degradację celulozy. Diagnoza uszkodzenia podaje jako możliwą przyczynę zły styk pomiędzy przepustem i odpływem, bądź zły kontakt z przełącznikiem zaczepów, albo problem z uziemieniem rdzenia.

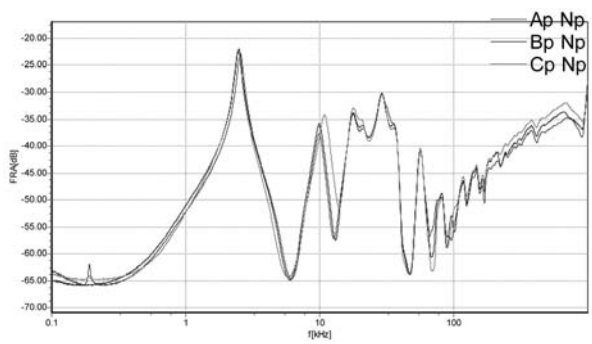
Według [6] iloraz zawartości CO_2 do CO wynosi od 7 do 20 jeśli obciążenie i temperatura transformatora odpowiadały normalnym wartościom, natomiast $CO_2/CO < 5$ wskazuje nadmiernie wysoką temperaturę pracy i przyspieszoną degradację celulozy.

Temperatura powierzchni kadzi, przepustów i radiatorów jest fotografowana w podczerwieni i takie fotogramy wskazują na obszary lokalnych przegrzań.



Zdjęcie uszkodzonego przepustu i zablokowanych radiatorów podczerwieni [6]

Badania odkształceń uzwojeń metodą rejestracji admitancji uzwojenia w zakresie od 10 Hz do 1 MHz są wymagane przez [6]. Przykład takiej rejestracji w trzech uzwojeniach fazowych po stronie górnego i dolnego napięcia wskazuje na drobne różnice pomiędzy fazami skrajnymi a środkową w zakresie ok. 1 kHz, wynikające z innej drogi strumienia w rdzeniu.



Odpowiedź częstotliwościowa uzwojeń w trzech fazach po stronie górnego i dolnego napięcia.

Wykrywanie odkształceń uzwojeń metodą odpowiedzi częstotliwościowej jest rutynowo wymagane przy zakupie nowych transformatorów, kiedy powstaje wzorcowy zapis, do którego będą porównywane rejestracje otrzymywane podczas badań diagnostycznych. Okresowe rejestracje odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń są prowadzone przez przedsiębiorstwa energetyczne w Zachodniej Europie, w Stanach i w Kanadzie.

W Instrukcji [1] takie pomiary nie są eksponowane, aczkolwiek znaczna ilość awarii transformatorów produkcji ELTA wynikała z odkształceń uzwojeń, zwłaszcza uzwojenia wyrównawczego.

Wysoka zawartość wilgoci w izolacji transformatora, a zwłaszcza przy wysokiej zawartości tlenu jest uważana za poważne zagrożenie i przyczynę gwałtownego skrócenia czasu życia technicznego izolacji. Suszenie izolacji stałej (celulozy) za pośrednictwem suszenia oleju jest uważane za nieskuteczne, jeśli temperatura w czasie suszenia jest zbyt niska. Proporcja zawartości wody w celulozie i w oleju, w stanie równowagi jest przedstawiona w Tabeli 3.

Tabela 3. Porównanie zawartości wody w papierze i w oleju w zależności od temperatury.

Temperatura [°C]	Woda w oleju	Woda w papierze
20	1	3 000
40	1	1 000
60	1	300

Degradacja izolacji stałej jest oceniana przez wyznaczanie zawartości furanów (2FAL). W Tabeli 4 podano związek pomiędzy zawartością 2 FAL a pozostałym czasem życia celulozy, w dwóch wariantach dla zwykłego papieru (55°C) i papieru o podwyższonych własnościach termicznych (65°C) (thermally upgraded paper).

Tabela 4. Zawartość furanów, stopień depolimeryzacji (DP), ocena czasu życia izolacji

55°C 2 FAL [ppb]	65°C wszystkie furany [ppb]	Oszacowany DP	Oszacowany pozostały czas życia [%]	Uwagi
58	51	800	100	Normalne starzenie
130	100	700	90	
292	195	600	79	
645	381	500	66	Przyspieszone starzenie
1 464	745	400	50	
1 720	852	380	46	
2 021	974	360	42	
2 374	1 113	340	38	Bardzo silnie przyspieszone starzenie
2 789	1 273	320	33	
3 277	1 455	300	29	
3 851	1 664	280	24	Wysokie ryzyko awarii
4 524	1 902	260	19	
5 315	2 175	240	13	Koniec życia technicznego papieru i transformatora
6 245	2 483	220	7	
7 337	2 843	200	0	

Badania obejmują furany, które są generowane skutkiem różnych przyczyn:

5H2F (5-hydroxymethyl-2-furaldehyde) – powodowany przez utlenianie (starzenie i przegrzewanie papieru)
2FOL (2-furfurol) – powodowany przez wysoką zawartość wody w papierze
2FAL (2-furaldehyde) – powodowany przez przegrzanie
2ACF (2-acetylfuran) – powodowany przez pioruny (rzadko spotykany)
M2F (5-methyl-2-furaldehyde) – powodowany przez silne lokalne przegrzanie (punkt gorący)

TRANSFORMATORY W POLSKIM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Większość transformatorów pracujących w krajowym systemie energetycznym została wyprodukowana przez Zakłady ELTA. W przypadku transformatorów sieciowych cechuje je znaczny zapas bezpieczeństwa izolacji, który wynikał z uwarunkowań produkcji w latach 1960 do 1990, kiedy zakład realizował roczne plany produkcji wyrażone w tonach transformatorów, na wzór zasad przyjętych w takich fabrykach jak Zaporoż-transformator. Przekroczenie planu wiązało się z uzyskaniem premii, natomiast awarie wielkich transformatorów w ruchu mogły być postrzegane jako sabotaż, ze wszystkimi przykrymi dla konstruktorów konsekwencjami. Konstruktor nie miał wpływu na jakość materiałów izolacyjnych, która zmieniała się w zależności od dostawy i w trosce o bezawaryjną pracę transformatora przyjmował duży zapas bezpieczeństwa. Ceny transformatorów nie były podyktowane konkurencją pomiędzy wytwórniami, a były ustalane na szczeblu ministerialnym. Nie było motywacji, aby zmniejszać wymiary i wagę transformatora, straty biegu jałowego i obciążeniowe. W konsekwencji układ izolacyjny był przewymiarowany i dzięki temu uzyskano zwiększoną długowieczność izolacji.

Problemy pojawiały się w niektórych transformatorach produkowanych na licencji Austriackiej firmy ELIN, która dostarczyła konstrukcję rozpowszechnionego w Polsce autotransformatora 160 MVA, 230/115 kV typu RTDx. Uzwojenie wyrównawcze tego auto-transformatora ma niedostateczną wytrzymałość na siły dynamiczne od jednofazowego prądu zwarcia, co powoduje awarie w ruchu i długi okres remontu wynikający z konieczności przewiezienia uszkodzonej jednostki do zakładu naprawczego [28].

Inny problem wynikał z niskiej jakości podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ) produkowanych w Zakładach ELTA na licencji uzyskanej od ELIN'a. Łącznik mocy PZZ typu PO jest umieszczony w komorze olejowej wykonanej w papieru bakelizowanego. Pod wpływem wysokiej temperatury oleju oraz naprężeń mechanicznych rura z papieru bakelizowanego ulegała odkształceniom i komora olejowa traciła szczelność [29]. Produkty rozkładu oleju powstające pod działaniem łuku palącego się na stykach łącznika mocy, a więc sadza i gazy palne przenikały do kadzi głównej transformatora uniemożliwiając interpretację pomiaru zawartości gazów rozpuszczonych w oleju. Ponadto olej z łącznika mocy mieszał się z olejem transformatorowym, ponieważ w wielu transformatorach konserwator był wspólny, niepodzielny dla tych dwóch obiegów oleju.

Odkształcenia komory olejowej, niska jakość nakładek stykowych, usterki napędu PPZ wymuszały prowadzenie przeglądów w krótkich odstępach czasu. Zwiększało to koszty eksploatacyjne dla przedsiębiorstwa energetycznego, ale z drugiej strony powstał lokalny

przemysł obsługi i remontów przełączników produkowanych w ELTA, który daje zatrudnienie wielu ludziom. Obecnie wymiana takich przełączników na inne, bardziej niezawodne typy, jest ekonomicznie uzasadniona, ponieważ uzwojenia i rdzeń transformatorów produkcji ELTA pozwalają w wielu przypadkach na przedłużenie ich technicznego życia na następną dekadę.

Statystyki awarii transformatorów w Polsce dominują awarie przełączników zaczepów produkcji krajowej, natomiast doświadczenia eksploatacyjne w Stanach Zjednoczonych i w Niemczech są zupełnie odmienne.

Według statystyki prowadzonej przez firmę Doble, w roku 2002 awarie transformatorów w Stanach Zjednoczonych były spowodowane w 83% przez uszkodzenie uzwojeń, w 11% przez podobciążeniowy przełącznik zaczepów, w 6% przez przepusty [30]. Doświadczenia eksploatacyjne zebrane przez niemieckie przedsiębiorstwo Bayernwerk wskazują, że uszkodzenia uzwojeń były najczęściej przyczyną awarii, następnie przepusty, a na trzecim miejscu podobciążeniowe przełączniki zaczepów (PPZ) [31].

W transformatorach produkcji ELTA'y sterowanie strumieniem rozproszenia przy pomocy ekranów magnetycznych w wielu przypadkach pozostawiało do życzenia, co powodowało lokalne przegrzewanie kadzi i śrub mocujących pokrywę kadzi. Izolacja odpływów uzwojeń była wzorowana na sowieckiej konstrukcji Panowa i Morozowej, polegającej na grubym oplocie z taśmy papierowej oraz długiej, niepodzielonej przegrodami przerwy olejowej do ścianki kadzi. Wytrzymałość dielektryczna takiej przerwy może okazać się niewystarczająca, zwłaszcza przy zawilgoconym oleju zanieczyszczonym cząsteczkami. Ta konstrukcja była przyczyną przebicia długiej przerwy olejowej wyładowaniem rozwijającym się wzdłuż izolacyjnej belki podtrzymującej odpływ.

Nieszczelność kadzi stanowiła uciążliwość dla eksploatatora oraz powodowała zanieczyszczenie wód gruntowych olejem, jednakże aż do czasu przejęcia Zakładów ELTA przez ABB nie zdołano opanować technologii produkcji kadzi. Wiele starszych transformatorów ma kadź, która przepuszcza oleju przez rozwarstwienia blach, źle wykonane spawy, czy wadliwy materiał uszczelek pokrywy kadzi.

Prasowanie uzwojeń prowadzono systemem wspólnej belki prasującej razem wszystkie trzy uzwojenia fazowe, co powodowało niedostateczne sprasowanie jednego z nich, a w konsekwencji zmniejszoną wytrzymałość na dynamiczne działanie prądów zwarciowych [32].

W transformatorach średniej mocy, oprócz opisanych powyżej, pojawiały się problemy w przypadku podwójnych, dzielonych uzwojeń niskiego napięcia, a także technologia produkcji radiatorów nie zapewniała ich dostatecznej trwałości.

Na ogół w transformatorach sieciowych uszkodzenia wynikają z wad konstrukcji i technologii produkcji, a bezpośrednio są spowodowane zwarciami w sieci, przepięciami atmosferycznymi oraz brakiem właściwej obsługi, a zwłaszcza przeglądów PPZ, utrzymywania niskiej zawartości wilgoci w celulozie, właściwych parametrów oleju, układu chłodzenia, itp. Na ogół transformatory sieciowe są obciążane małą częścią ich mocy znamionowej i jeśli izolacja nie jest nadmiernie zawilgocona i przedwcześnie zestarzona, a uzwojenia nie są odkształcone, to czas życia technicznego transformatora może być wydłużany przez wymianę PZZ, układu chłodzenia, przepustów i akcesoriów.

Transformatory elektrowniane (blokowe) pracują w warunkach pełnego obciążenia i do nich stosują się znormalizowane sposoby określania długości życia technicznego transformatora

oparte na mechanizmie cieplnego starzenia papieru. Z uwagi na przewymiarowanie niektórych konstrukcji krajowych transformatorów blokowych istnieje możliwość modernizacji starszych jednostek z podniesieniem ich mocy znamionowej. Taka zmiana konstrukcyjna wymaga starannego sprawdzenia wytrzymałości izolacji szeregowej zarówno podczas prób odbiorczych w wytwórni jak i później podczas pomiarów okresowych. Nader przydatne są tu metody polaryzacyjne pozwalające na wczesne wykrycie procesu starzenia cieplnego, który może być znacznie przyspieszony przez zawilgocenie izolacji. Transformatory blokowe są również narażone na działanie wielkich prądów przy operacjach łączeniowych, co może spowodować odkształcenie lub przesunięcie uzwojeń.

W konsekwencji dobór metod oceny stanu technicznego musi uwzględniać cechy szczególne transformatorów produkcji krajowej.

Systemy monitorowania transformatorów zyskują popularność w Zachodniej Europie i w Stanach, jednakże z uwagi na znaczny koszt są instalowane na wielkich, strategicznie ważnych transformatorach. W Polsce zainstalowano tytułem próby takie urządzenia na kilku transformatorach.

CIĄGŁE MONITOROWANIE TRANSFORMATORA PODCZAS PRACY (ON-LINE)

- Monitorowanie temperatury punktu gorącego w izolacji, metodą pośrednią polegającą na zastosowaniu modelu cieplnego, bądź bezpośrednią termometrem światłowodowym wbudowanym w uzwojenie podczas produkcji transformatora.
- Analiza gazów rozpuszczonych w oleju, począwszy od wodoru, do wodoru, acetylenu i tlenku węgla, aż do ośmiu gazów rejestrowanych przy zastosowaniu bardziej zaawansowanych systemów.
- Akustyczna albo elektryczna rejestracja wyładowań niezupełnych. Zebrane dotychczas doświadczenia wskazują na zależność intensywności wyładowań od obciążenia transformatora, temperatury oleju a także dużej szybkości przepływu oleju, która powoduje elektryzację statyczną.
- Rejestracja prądu upływu przepustów i ocena sumy trzech prądów mierzonych na odczepach przepustów w trzech fazach, albo przez wyznaczanie współczynnika strat dielektrycznych ($tg\delta$) i pojemności indywidualnych przepustów.
- Określanie optymalnych warunków pracy systemu chłodzenia przez ciągłą rejestrację ilości pracujących pomp i wentylatorów.
- Rejestracja względnej zawartości wody w oleju i temperatury oleju pozwalająca na ocenę prawdopodobieństwa powstawanie wykroplonej wody (bubbling).
- Rejestracja siły prasującej uzwojenie przy pomocy czujników wbudowanych podczas produkcji transformatora, albo metodami akustycznymi.
- Pomiar momentu na wale napędowym przełącznika zaczepów celem wykrycia uszkodzeń mechanicznych, rejestracja zawartości gazów w komorze przekaźnika gazowo/podmuchowego przełącznika zaczepów, rejestracja prądu przerywanego przez łącznik mocy i ocena stopnia zużycia styków.

WNIOSKI

1. Dominującą przyczyną awarii transformatorów pracujących w krajowym systemie energetycznym jest niskiej jakości podobciążeniowy przełącznik zaczepów produkowany w ELTA na licencji z firmy ELIN.
2. Stopniowa wymiana takich przełączników jest kwestią czasu, ponieważ ELTA nie produkuje części zamiennych do swoich przełączników i ich remonty stają się kosztowne.
3. Instrukcja eksploatacji [6] koncentruje się na zagadnieniach związanych z częstymi awariami przełączników zaczepów produkowanych przez ELTA. Niewiele uwagi poświęca się wykrywaniu odkształceń uzwojeń, choć są one przyczyną znacznej części awarii w ruchu.
4. Wprowadzanie okresowej oceny stanu technicznego transformatora będzie wymagało zastosowania metod polaryzacyjnych, a sprzęt do wykonywania takich badań jest już sprowadzony do Polski przez wyższe uczelnie techniczne.

LITERATURA

[1] „Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów", Energopomiar-Energetyka, Gliwice 2001.

[2] "Rules of the electric station and network technical operation in Russian Federation", RD 34.20.501-95. (15-th edition), Moscow, SPO ORGRES, 1996, p. 159

[3] "Scope and norms of the electrical equipment testing", Moscow, ENAS, 1998, 254 p.

[4] „Guide for Life Management Techniques for Power Transformers", Technical Brochure No. 227, CIGRE

[5] "Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment" in "Service-Interpretation of Dissolved and Free Gas Analysis", International Electrotechnical Commission, IEC- 60599, 1997.

[6] „Transformer Diagnostics", w „Facilities Instructions, Standards and Techniques" (FIST), Vol. 3-31, US Dept. of the Interior, Bureau of Reclamation, June 2003, (www.usbr.gov).

[7] "Transformer Maintenance" w "Facilities Instructions, Standards, and Techniques" (FIST), Vol. 3-30, US Dept. of the Interior, Bureau of Reclamation, October 2000, (www.usbr.gov).

[8] "Transformer Condition Assessment" w "Hydro Powerplant Risk Assessment Guide", Bureau of Reclamation, U.S. Army Corps of Engineers, Hydro Quebec, and Bonneville Power Administration.

[9] "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE- C57.10.

[10] "Transformer Maintenance Guide", S.D. Myers, Joe Kelly, R.H. Parrish, 1991.

[11] "Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method", American National Standards Institute/American Society for Testing and Materials, ANSI/ASTM – D 971-1991.

[12] "Maintenance of Liquid Insulation: Mineral Oils and Askarels", FIST Vol. 3-5, 1992.

[13] "Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids" w "High Performance Liquid Chromatography", ASTM – D 5837-1996.

[14] "Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus", ASTM – D 3487-1988.

[15] “Reference Book on Insulating Liquids and Gases”, Reference Book for Insulating Liquids and Gases (RBILG)-391, Doble Engineering Company, 1993.
[16] “Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil-filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”, IEEE – 62-1995.
[17] “Replacements”, Bureau of Reclamation and Western Area Power Administration, July 1995.
[18] “Sweep Frequency Response Analysis” (SFRA), Instrument M5100 Users Guide. Doble Engineering Company.
[19] “Guidelines for the Life Extension of Substations”, Electric Power Research Institute (EPRI). 2002 Update.
[20] “Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance”, National Fire Protection Association (NFPA) 70 B, 2002 Edition.
[21] “Maintenance Scheduling for Electrical Equipment”, FIST Volume 4-1B.
[22] “Thermographic Maintenance Program”, FIST Volume 4-13
[23] “Substation Equipment Diagnostics”, Electric Power Research Institute (EPRI), Proceedings of Conference IX.
[24] “An Introduction to the Half-Century Transformer”, Transformer Maintenance Institute, S.D. Myers Co., 2002.
[25] “Transformer Nitrogen Advisory”, PEB 5.
[26] Szymański, J., Graczkowski, A., “ Wpływ zawilgocenia i zanieczyszczenia oleju izoalcyjnego na jego odpowiedź dielektryczną”, Przegląd Elektrotechniczny, Nr. 1, 2004, str. 232.
[27] Subocz, J., “Zjawiska relaksacyjne w zawilgoconej izolacji papierowo-olejowej”, Przegląd Elektrotechniczny, Nr. 1, 2004, str. 213.
[28] Sitek, E., “Eksploatacja i awaryjność transformatorów w OESP Radom w latach 1994-96.”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa “Transformator 97”.
[29] Domżalski, T., Orłowska, T., Sobocki, R., “Podstawowe problemy eksploatacji transformatorów w PSE SA”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa “Transformator 97”, str.174.
[30] “Sixty-second International Conference of Doble Clients”, Watertown, Mass., 1995.
[31] Breitenbauch, B., “Operational Experience with Large Power Transformers at Bayernwerk AG”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa “Transformator 97”, str.101.
[32] Krause, Ch., Wick, K., Malewski, R., „Prasowanie uzwojeń transformatorów mocy i wpływ starzenia celulozy na siłę prasującą”, V Konferencja „Transformatory Energetyczne i Specjalne”, Kazimierz Dolny, 13-15 października 2004.

2. TRANSFORMATORY PRODUKOWANE PRZEZ ZAKŁAD ELTA, SPECYFICZNE CECHY KONSTRUKCYJNE I TECHNOLOGICZNE.

Dr inż. Władysław Pewca
Konsultant

1. RYS HISTORYCZNY

Od początku swego istnienia w latach 60-tych ubiegłego wieku Fabryka Transformatorów i Aparatury Trakcyjnej ELTA w Łodzi ukierunkowana była na wiodącego lidera krajowego w produkcji transformatorów, nie tylko jednostek dużych i średnich mocy, ale także rozdzielczych i specjalnych[1)]. Fabryka ta powstała na bazie łódzkiej wytwórni ELEKTROBUDOWA o tradycjach międzywojennych, przekształconej później w zakład M3 [1]. Przesłankami, które zadecydowały o budowie tej nowej fabryki transformatorów w Łodzi[2)] było przyszłe centralne położenie krajowe minimalizujące koszty transportu jednostek dużej mocy, a przede wszystkim jednak bliskość zaplecza naukowo-technicznego zlokalizowanego na Politechnice Łódzkiej, kształcącej inżynierów konstruktorów o specjalności maszyn elektrycznych i transformatorów. Pierwsze transformatory energetyczne średniej mocy, które zostały zaprojektowane w F. TiA. T. ELTA (robocza nazwa przejściowa – Zakład M17) i wykonane w Zakładzie M3, oparte były na dość przestarzałej technologii, wykorzystującej elementy rozwiązań udostępnionych w początku lat 50-ch przez Związek Radziecki, jednak z zastosowaniem importowanej i nowoczesnej zimnowalcowanej blachy transformatorowej. W owym czasie Zakład M3 stosował jeszcze powszechnie krajową, gorąco-walcowaną blachę transformatorową, z izolacją lakierową, nakładaną w zakładzie podczas procesu produkcyjnego.

Istotny przełom w konstrukcji i technologii transformatorów energetycznych nastąpił w roku 1962 wraz z zakupem licencji w f-mie ELIN-UNION na dwie jednostki blokowe RTx140000/220 i RTx16000/110 oraz autotransformator sprzęgający sieci 110kV i 220kV, typu RTdxP125000/200 [1,2]. Jakkolwiek obecnie ocena konstrukcji i technologii tych jednostek ma uzasadnioną w wielu aspektach negatywną opinię, uruchomienie ich produkcji miało istotny wpływ na rozwój energetyki krajowej oraz było impulsem do rozwoju produkcji i nowych wyrobów w ELCIE i innych zakładach z nią współpracujących.

Na bazie tych jednostek powstały już w końcu lat 60-ch m. in. w pełni własne konstrukcje transformatorów do bloków 200MW – jednostki TW240000/110 i TW240000/220. Opierając się na doświadczeniach z jednostek licencyjnych modyfikowano konstrukcję i technologię produkcji transformatorów średniej mocy i specjalnych, a na początku lat 70-ch rozpoczęto prace nad jednostkami na napięcie 400kV – transformatorem blokowym TW240000/400 i sieciowym TISRb250000/400. Duży udział w rozwoju wielu nowych wyrobów i doskonaleniu technologii produkcji w fabryce ELTA miał również powstały w roku 1965 na jej terenie Oddział Łódzki Instytutu Elektrotechniki[3)], kierowany od strony naukowej przez prof. M. Kozłowskiego. Instytut ten spełniał merytorycznie rolę zaplecza naukowo-technicznego fabryki ELTA, w którym powstawały praktycznie wszystkie nowe i odpowiedzialne transformatory dużej mocy, w tym również jednostki eksportowe przeznaczone do różnych rejonów świata, cieszące się na ogół dobrą opinią użytkowników. Ponadto Instytut prowadził szereg ważnych prac badawczych z zakresu wytrzymałości dielektrycznej i zwarciowej oraz nowych technologii produkcji, a w tym wdrożenie do produkcji własnej technologii wytwarzania izolacji „twardej" z preszpanu formowalnego. Przyczyniało się to dalszego doskonalenia produkcji transformatorów, nie tylko w fabryce ELTA, ale także w innych wytwórniach krajowych [3].

Następnym ważnym krokiem milowym w rozwoju produkcji transformatorów dużej mocy w fabryce ELTA miał być zakup w roku 1975 licencji w firmie HITACHI na transformatory blokowe 426MVA o napięciach 220kV i 400kV oraz regulacyjny transformator sprzęgający 400/220kV o mocy 500MVA. Pomimo poniesionych dużych nakładów finansowych na wdrożenie tej licencji do produkcji, zakładanego celu nie osiągnięto. Rozwiązania licencyjne okazały się zbyt trudne do wdrożenia w warunkach europejskich, nie tyko ze względu na bardzo wysokie wymagania wytrzymałościowe dla przewodów nawojowych (w owym czasie niedostępne na rynku europejskim) , ale także odmienne od tradycji europejskiej wymagania technologiczne związane z warunkami klimatycznymi i organizacją pracy. Wiele rozwiązań licencyjnych zostało wykorzystanych w opracowanych własnych konstrukcjach transformatorów blokowych 426MVA i dwukadziowym autotransformatorze regulacyjnym 500MVA, 400/220kV, jednak zapewne nie wszystkie istotne elementy tej licencji znalazły zastosowanie w nowych wyrobach f-ki ELTA z lat 70-ch i 80-ch.

W prezentowanym dalej materiale przedstawione zostaną cechy konstrukcyjno-technologiczne rozwiązań transformatorów kategorii II (8MVA.. 60MVA) i kategorii I (100MVA.. 500MVA) F. TiA. T. ELTA z lat 60-ch...80-ch ubiegłego wieku, które mogą znajdować się jeszcze w eksploatacji. Przekazana w tym zakresie wiedza może przyczynić się do lepszego poznania przez ich użytkowników właściwości eksploatacyjnych tych wyrobów, pozwalających w oparciu o wyniki badań diagnostycznych bardziej trafnie przewidywać ich awarie lub potrzebę wycofania z eksploatacji.

2. RDZENIE

W omawianym okresie rdzenie transformatorów grupy II-ej i I-ej wykonywane były z importowanej blachy zimnowalcowanej (typu M2.. M6) o grubości 0,3mm lub 0,35mm w izolacji ceramicznej carlite (patent f-my ARMCO) [4]. Ponieważ stratność tych blach zależała w znacznym stopniu od naprężeń mechanicznych, z reguły były one wyżarzane w atmosferze

chemicznie obojętnej (90% azotu i 10% wodoru), po procesie cięcia. Sporadycznie, gdy w procesie wyżarzania atmosfera ochronna nie była dotrzymywana, krawędzie pokrywały się rdzawym nalotem. Istotnym elementem procesu technologicznego przygotowania blach po cięciu wzdłużnym i poprzecznym było ich gradowanie, które zabezpieczało blachy przed zwarciami lokalnymi na krawędziach. Należy podkreślić, ze proces gradowania był wówczas niezbędny z uwagi na szybkie tępienie się noży na izolacji carlite, a jednocześnie był on bardzo kłopotliwy i niekiedy zawodny w realizacji. Dodatkowym zabezpieczeniem rdzenia przed zwarciami międzyblachowymi było stosowanie przekładek preszpanowych, które dzieliły cały przekrój poprzeczny kolumn i jarzm na sekcje w taki sposób aby napięcie zwojowe na dowolnej z nich nie przekraczało zwykle 50V.

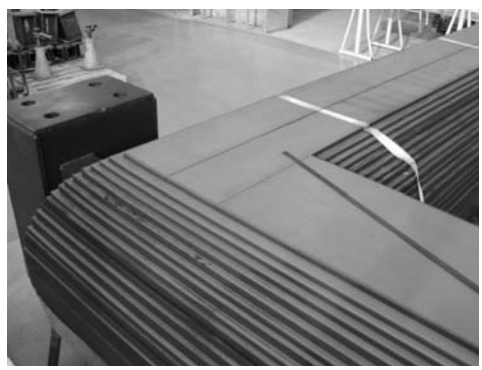
Podział przekroju rdzenia na izolowane sekcje, a także izolowania belek jarzmowych od samego rdzenia dla uniknięcia prądów cyrkulacyjnych mogących powodować przegrzania lokalne[4)], wymaga stosowania odpowiedniego systemu uziemień. O konieczności uziemień wiedziano zawsze, jednak we własnych konstrukcjach jednostek kategorii II, opartych na rozwiązaniach z lat 50-ch i wcześniejszych, stosowano uziemienia bezpośrednie, za pomocą taśm miedzianych. Wadą tego rozwiązania jest potencjalna możliwość powstania obwodów zwartych w przypadku gdy poza miejscem uziemienia wystąpi jeszcze inne samoistne doziemienie, a skutkami tego bywa zwykle wytopienie krateru w obwodzie magnetycznym rdzenia.

Istotny postęp w sposobie uziemienia rdzenia wprowadziła zakupiona licencja w firmie ELIN-UNION. Według tej licencji uziemienia realizowano włączając w obwód każdego uziemianego elementu rdzenia rezystor. Dzięki temu, jeżeli w innym miejscu uziemionego przez rezystor elementu rdzenia wystąpi jeszcze dodatkowe przypadkowe doziemienie, w obwód zwarcia będzie włączony rezystor, a prąd zwarcia zostanie ograniczony do bezpiecznej wartości. Zasada ta jest teoretycznie poprawna i w warunkach pracy ustalonej gdy w rdzeniu nie występują stany nieustalone (nagłe załączenie lub wyłączenie napięcia), rezystory będą spełniały swoją rolę. W latach 70-ych ten system uziemień starano się rozszerzyć na inne jednostki, także z grupy II o większych mocach. Praktyka eksploatacyjna wykazała jednak, że po nawet krótkim okresie pracy jednostek z takim systemem uziemień w większości z nich występowały uszkodzenia rezystorów, a pakiety praktyczne były pozwierane między sobą. Jednostki z takim uszkodzeniami pracowały jednak na ogół poprawnie, o ile nie występowały jeszcze inne uszkodzenia (np. uszkodzenie izolacji na sworzniach prasujących – por. Rys. 5), które tworzyły obwody zwarte w rdzeniu. Problem niskiej rezystancji miedzy pakietami rdzenia był analizowany i badany w roku 1973 przez IEN OT. Stwierdzono wówczas, że niska wartość rezystancji między pakietami (niekiedy nawet bliska zeru) jest powodowana zwykle przez dodatkowe zworniki między ramami oraz przez niewłaściwe naddatki wymiarowe przekładek preszpanowych w miejscu zaplatania blach kolumnowych i jarzmowych. Usterkę tę udało się usunąć i w jednostkach wykonanych po roku 1973 i w poprawnie spakietowanych rdzeniach problem nie powinien już występować. Nie udało się jednak wówczas ustalić jednoznacznie przyczyny uszkodzeń rezystorów. Ponieważ badania wykonywano w warunkach pracy ustalonej rdzenia[5)], rozkłady napięć na pakietach były właściwe i nie mogły być przyczyną uszkodzeń rezystorów, wnioskowano, że uszkodzenia były powodowane drganiami mechanicznymi i nieodpowiednim zamocowaniem samych rezystorów w ich obudowie na pokrywie. Bardziej prawdopodobną przyczyną uszkodzeń rezystorów wydają się jednak być stany nieustalone związane z załączeniem i wyłączeniem transformatora z pod napięcia.

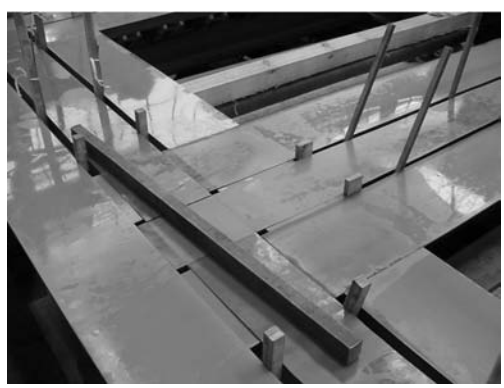
Należy oczekiwać, że w tych stanach przepięcia na rezystorach były znacznie większe od pomierzonych w stanie ustalonym, a ich moc niedostateczna, co powodowało ich uszkodzenia.

Powtarzające się uszkodzenia oporników uziemiających zmusiły ELTĘ do przeprowadzenia w latach 80-ych modyfikacji sposobu uziemień rdzenia, polegającej na zwiększeniu ich mocy, zastosowaniu grubszych przewodów uziemiających poszczególne pakiety i zwiększeniu izolacji tych przewodów. Ponadto – co szczególnie istotne – zmieniono konstrukcję obudowy tych oporników w taki sposób, aby kontrola uziemienia pakietów i wymiana oporników mogła odbywać się bez konieczności upuszczania oleju z transformatora.

Zakupione w latach 60-ych wyposażenie technologiczne do cięcia blach, które odpowiadało wymaganiom licencjodawcy – firmie ELIN-UNION – pozwalało na stosowanie rdzeni z zapleceniami blach pod kątem prostym. Z tego względu w jednostkach kategorii I i kategorii II o górnej granicy mocy w powszechnym zastosowaniu były tzw. rdzenie „półramowe" złożone z dwóch lub trzech ram, przedzielonych poprzecznym olejowym kanałem chłodzącym, jak pokazują to Rys. 1 i 2. Pozwalały one na minimalizację strat jałowych i prądu stanu jałowego, poprzez ograniczenie objętości i masy blach w narożach na styku jarzm i kolumn, w których przebieg strumienia nie był zgodny z kierunkiem walcowania blach anizotropowej.



Rys. 1. Rdzeń dwuramowy autotransforma-tora RTdxP125000/200 – licencja ELIN-UNION



Rys. 2. Rdzeń trójramowy transformatora blokowego TW240000/220 – rozwiązanie własne [5]

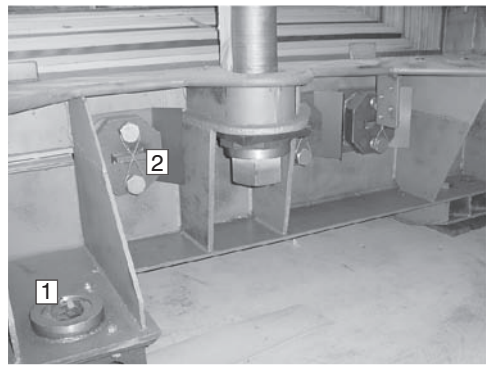
Istniejący między ramami poprzeczny olejowy kanał chłodzący spełniał również istotną rolę w odprowadzaniu ciepła strat rdzenia, jakkolwiek jego skuteczność jest pomniejszona przez jego „zatkanie" sworzniami prasującymi, co szczególnie odnosi się do kolumn – Rys. 3.

Rys. 3. Sworznie i nakładki prasujące rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200

Pokazane na powyższym rysunku nakładki, izolowane od blach specjalnie ukształtowanymi korytkami preszpanowymi, prasowały kolumny rdzenia za pomocą izolowanych sworzni stalowych, które były przeprowadzone przez kanał międzyramowy. Każdy zespół nakładka-sworzeń były więc odizolowane od rdzenia, co wymagało ze względów napięciowych jednostronnego ich uziemienia (dokonywano tego taśmą stalową widoczną na Rys. 3), aby uniknąć wyładowań niezupełnych w czasie eksploatacji i podczas prób odbiorczych. Widoczne na Rys. 3 dwie jaśniejsze nakładki przy krańcu kolumny (analogiczne stosowano na dole kolumny) wykonane były ze stali niemagnetycznej, co zapobiegało przegrzewaniu się kolumn przez poprzeczne pole rozproszenia uzwojeń, pochodzące od przepływającego przez uzwojenia prądu obciążenia.

Całość rdzenia była ściskana osiowymi śrubami nośnymi – Rys. 4, które jednocześnie służyły do prasowania uzwojeń.

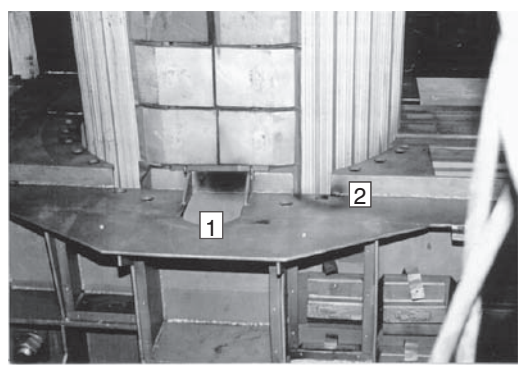
Rys. 4. Pionowe, niemagnetyczne śruby prasujące, łączące belki dolne z górnymi rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200



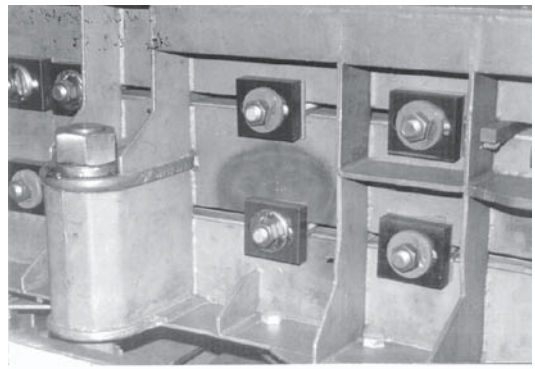
Rys. 5. Dolna belka jarzmowa rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200. Widoczne łapy dolne z nakładkami centrującymi 1 i jarzmowe sworznie prasujące 2

Taka konstrukcja rdzenia była pod względem mechanicznym w pełni sztywna i była powielana w wielu konstrukcjach z lat 60-ych i 70-ych, również jednostek kategorii II. W jednostkach kategorii I pionowe śruby prasujące musiały być wykonane ze stali niemagnetycznej; w kilku przypadkach wykonano je eksperymentalnie ze zwykłej stali węglowej i z ekranem Cu.

Cechą charakterystyczną omawianych konstrukcji rdzeni były dość silnie użebrowane belki jarzmowe wykonane z względnie cienkiej blachy stalowej (10mm) lub w części niemagnetycznej (8mm -jednostki kategorii II) z szerokimi półkami poziomymi od strony uzwojeń. Ponieważ półki o takich wymiarach w jednostkach kategorii II były podatne na przegrzania, wykonywano je ze stali niemagnetycznej, przy czym także taką stal stosowano na część ścianki pionowej tych belek, od strony uzwojeń. Jednak przy niewłaściwej konstrukcji belek jarzmowych, sama stal niemagnetyczna nie uchroniła ich jednak przed przegrzaniami, co pokazują poniższe Rys. 6 i 7 odnoszące się do jedno-stki blokowej TWBN240000/400. Pod względem przegrzań lokalnych jednostka ta była wyjątkowo pechowa i to głównie za sprawą belek jarzmowych. Błędem tej konstrukcji belek jarzmowych było zastosowanie wysuniętych w kierunku uzwojeń półek poziomych (fragment 2 z Rys. 6 – stal niemagnetyczna), które zastępowały stosowane tradycyjnie w innych jednostkach kloce elkonowe.



Rys. 6. Dolna belka jarzmowa rdzenia trójramowego transformatora blokowego TWBN240000/400. Widoczne przegrza-nia w otoczeniu wyprowadzenia odpływu DN 1 i na wysuniętym fragmencie 2 w pobliżu okna rdzenia.

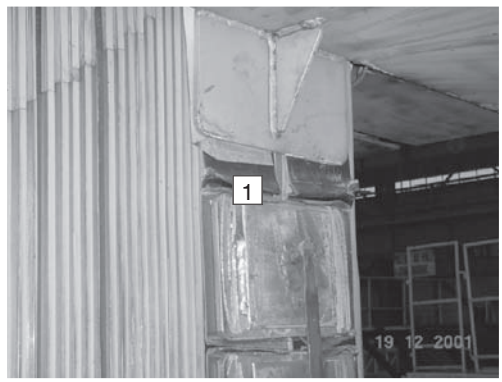


Rys. 7. Górna belka jarzmowa rdzenia trójramowego transformatora blokowego TWBN240000/400. Widoczne przegrzania w otoczeniu zmodyfikowanych sworzni jarzmowych.

Konstruktor dokonując takiej zamiany zamierzał wyeliminować pracochłonne wykonanie tych kloców, które zwykle musiały posiadać wyfrezowania dla dopasowania ich kształtu do figury schodkowej kolumn i jarzm. Nie wziął jednak pod uwagę faktu, że wprowadzona zmiana zbliża materiał niemagnetyczny do uzwojeń i wprowadza je w strefę silnego pola magnetycznego rozproszenia, stwarzając tym samym zagrożenie przegrzań lokalnych. Innym mankamentem tej konstrukcji – także nie dostrzeżonej podczas jej pierwszego remontu modernizacyjnego – było zastosowanie na półki pionowe belek jarzmowych zbyt cienkiej stali, przy jednoczesnej minimalizacji wymiarów jarzmowych sworzni prasujących (projekt racjonalizatorski) – Rys. 7. Oba te czynniki powodowały, że przy dokręcaniu sworzni jarzmowych i prasowaniu jarzm, pionowe ścianki belek jarzmowych ulegały lokalnym odkształceniom (niestety, nie widać tego na Rys. 7). Podczas eksploatacji i drgań magnetostrykcyjnych rdzenia odkształcenia te mogły się pogłębiać i tym można tłumaczyć uszkodzenia izolacji sworzni jarzmowych, prowadzące do dodatkowych ich doziemień oraz widocznych na Rys. 7 śladów przegrzań prądami cyrkulacyjnymi. Należy zauważyć, że w oglądanej jednostce wystąpiły przegrzania nie tylko w otoczeniu jednego pokazanego na Rys. 7 sworznia, ale kilku. Inną przyczynę przegrzania belki dolnej omawianego transformatora pokazuje Rys. 6. Zbyt skąpo zwymiarowany otwór w poziomej półce na wyprowadzenie odpływu DN i zbliżenie tego odpływu do ścianki pionowej belki wywołało przegrzanie, którego ślady pokazuje fragment 1 z Rys. 6.

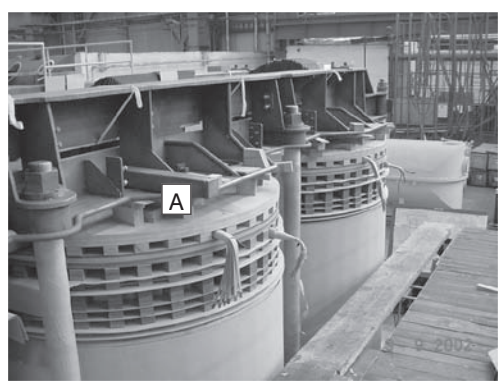
Inną często spotykaną usterką wykonawczą rdzeni jednostek kategorii I i II, które posiadały rozwiązanie wzorowane na zakupionej licencji f-my ELIN-UNION, było pokazane na Rys. 8 pofalowanie zewnętrznej blachy kolumnowej przy górnej belce jarzmowej i zbliżenie jej do uzwojenia DN. Przyczyną tej usterki było wadliwe wykonanie izolacji preszpanowej pod belką jarzmową oraz prawdopodobnie niewłaściwe wykorzystywanie pionowych śrub (Rys. 4) przy doprasowywaniu uzwojeń, co odnosi się takze do technologii producenta. Jest oczywistym, że przy doprasowywniu uzwojeń tymi śrubami należy na początku poluzować nieco sworznie jarzmowe w górnej belce celem zmniejszenia siły tarcia belki o to jarzmo, aby nie doprowadzić do sytuacji pokazanej na powyższym rysunku. Zabieg ten wymaga pewnej wprawy, jest trudny technologicznie, gdyż zbytnie poluzowanie sworzni jarzmowych może prowadzić do efektu przeciwnego od zamierzonego. Belka jarzmowa będzie miała bowiem

przy nadmiernym poluzowaniu sworzni tendencję do obrotu względem swej osi podłużnej, zwiększając parcie pokazanej na Rys. 8 łapy na skrajne blachy kolumnowe, wzmacniając efekt pokazany na tym rysunku.



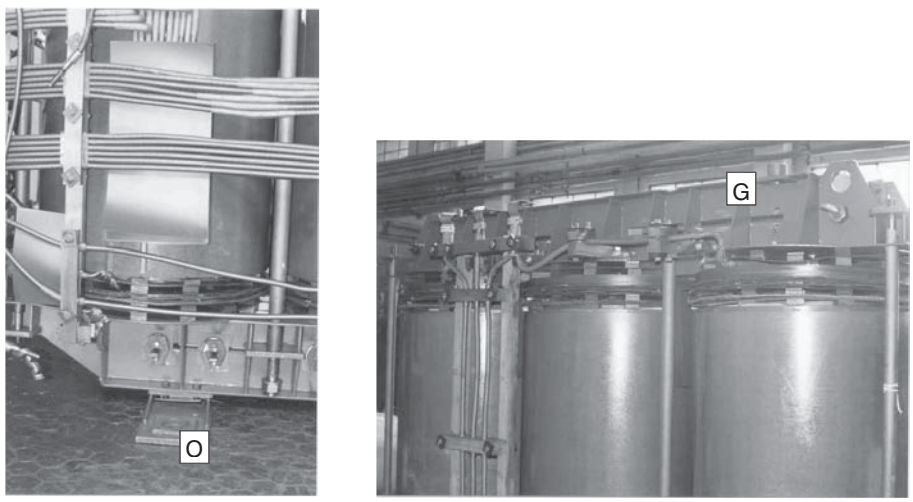
Rys. 8. Pofalowana blacha kolumnowa 1 rdzenia dwuramowego autotransforma-tora RTdxP125000/200 z widocznymi śladami przegrzania.

Bardzo pozytywnym efektem zakupionej licencji ELIN-UNION było również m. in. rozwiązanie precyzyjnego i sztywnego połączenia rdzenia oraz całej części wyjmowalnej z kadzią i pokrywą, co jest sprawą niezmiernej wagi nie tylko z punktu widzenia zachowania właściwych odległości izolacyjnych, ale także w związku z zagrożeniami dynamicznymi na jakie narażony jest transformator podczas transportu kolejowego lub drogowego. Według tego rozwiązania na dolnych łapach belek jarzmowych stosowano nakładki centrujące pokazane na Rys. 5, które wchodziły na kły w dnie kadzi i były dospawywane do łap podczas montażu próbnego rdzenia w kadzi[6)]. Pozwalało to narzucić właściwe usytuowania rdzenia względem kadzi, z praktycznie zerowym luzem i tolerancją. Dodatkowo na górnych belkach jarzmowych stosowano tzw. odboje, które zabezpieczały rdzeń przed przechyłami bocznymi względem kadzi, co widoczne jest na Rys. 9.

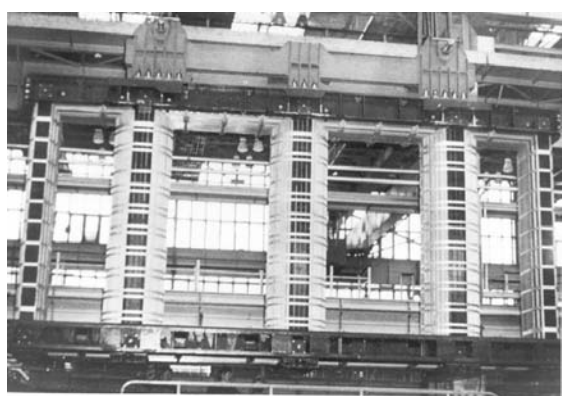


Rys. 9. Część wyjmowalna autotransformatora RTdxP125000/200. Na górnej belce widoczny odbój A, centrujący dodatkowo położenie rdzenia względem kadzi.

Stare rozwiązanie centrowania rdzeni i części wyjmowalnej względem kadzi i pokrywy, które w zależności od dokładności wykonania mogły dopuszczać nawet do 20mm przemieszczeń tych części względem siebie, przedstawia Rys. 10. Istota tego rozwiązania polegała na zastosowaniu kłów w dnie kadzi i pod pokrywą, które współpracowały z otworami w łapach dolnych belek jarzmowych (O – Rys. 10) i odpowiednimi gniazdami (G – Rys. 10) dospawanymi do górnych belek jarzmowych. Dokładności wykonawcze tych współpracujących ze sobą elementów kadzi, pokrywy i rdzenia określały podaną wyżej wartość ich możliwych przemieszczeń. Z tego też względu wiele jednostek z tymi rozwiązaniami ulegało uszkodzeniom mechanicznym podczas transportu, a nie dostrzeżone w porę powstałe przemieszczenia prowadziły do uszkodzeń elektrycznych w dalszej eksploatacji.



Rys. 10. Część wyjmowalna transformatora 10MVA/110kV. Rdzeń dwuramowy wzorowany na licencji ELIN-UNION, centrowanie rdzenia w kadzi według „starego" rozwiązania.



Rys. 11. Rdzeń 5-kolumnowy auto-transformatora AISX3A500000/400PN, konstrukcja własna

Reasumując przedstawione cechy konstrukcyjno-technologiczne rdzeni transformatorów wykonanych w Zakładzie ELTA można jednoznacznie stwierdzić, ze zakupiona licencja w firmie ELIN-UNION wpłynęła znacząco na rozwój produkcji transformatorów kategorii I i II w latach 60-ych i 70-ych ubiegłego wieku. Potwierdzeniem tego może być przedstawiona na Rys. 10 część wyjmowalna transformatora 10MVA/110kV, którego konstrukcja rdzenia jest dość wierną kopią licencyjnego autotransformatora RTdxP125000/200. Pomimo dostrzeganych obecnie licznych wad rozwiązań licencyjnych, które prezentuje także przedkładane opracowanie, powstało w owym czasie wiele nowych konstrukcji, a w tym jednostki do bloków 200MW. Są one w eksploatacji do chwili obecnej, w większości już po modernizacjach podnoszących ich moc i usuwających występujące usterki konstrukcyjno-technologiczne. Zdobyte na tych jednostkach doświadczenie, wzbogacone pracami Łódzkiego Oddziału Instytutu Transformatorów i wiedzą z zakupionej licencji w firmie HITACHI, pozwoliły w końcu lat 70-ych i w latach 80-ych uruchomić produkcję jednostek blokowych 426MVA/110.. 400kV i autotransformatora 500MVA/220-400kV z regulacją poprzeczną i podłużną. Ze względów gabarytowych oraz na niedostępność w tym czasie w kraju przewodów ctż (drogi wówczas import ze strefy dolarowej) były to konstrukcje oparte na rdzeniach 5-kolumnowych, jednak już z zapleceniami blach pod kątem 45^0.

3. UZWOJENIA

Prezentując cechy konstrukcyjno-technologiczne uzwojeń transformatorów kategorii I i II niezbędne jest również nawiązanie do licencji firmy ELIN-UNION, która i w tym zakresie odcisnęła się piętnem na wyrobach ELTY, nie zawsze ocenianej jednak obecnie we wszystkich aspektach pozytywnie. Istotnymi elementami tej licencji w odniesieniu do uzwojeń – przenoszonymi na inne konstrukcje – było m. in. zastosowanie:

- w uzwojeniach 110kV i 220kV uzwojeń wywrotkowych, nieprzeplatanych z bardzo grubą izolacją zwojową (do 5mm/dwustronnie) i niskiej wysokości olejowymi kanałami międzycewkowymi (4.. 5mm). Rozwiązanie to minimalizowało koszty nawijania uzwojeń, nie było jednak korzystne ze względów cieplnych i w wyniku prac IEN OT stopniowo od tego rozwiązania odchodzono, stosując uzwojenia ze spleceniami napięciowymi i znacznie cieńszą izolacja zwojową,
- papieru kablowego (grubość 0,125mm) na izolację główną, z którego wykonywane były bariery i kołnierze kątowe. Izolacja ta, zwana „miękką", charakteryzowała się dużym udziałem papieru w szczelinach międzyuzwojeniowych i z tego powodu narzucała większe wymiary szczelin międzyuzwojeniowych. W zakresie produkcyjnym izolacja ta stawiała odpowiednie wymagania technologiczne dotyczące przygotowania uzwojeń do wywijania kołnierzy kątowych. Jeżeli proces przygotowania nie był poprawnie przeprowadzony, a uzwojenie uzyskiwało niewłaściwą wysokość, jakość wywiniętych kołnierzy okazywała się nieodpowiednia, co doprowadzało niekiedy do negatywnych wyników fabrycznych prób napięciowych transformatora. W końcu lat 70-ych w IEN OT podjęto wprowadzenie do produkcji izolacji twardej wykonywanej we własnym zakresie z preszpanu formowalnego na „mokro",
- skrótów zwojowych w cewkach uzwojeń wywrotkowych, które pozwalały uniknąć wzrostu ich wymiaru promieniowego na przejściach międzycewkowych i czyniły powierzchnię zewnętrzną uzwojenia bardziej cylindryczną (por. Rys. 12),

– przewodów nawojowych o dużym stosunku wysokości do szerokości (np. 22x1,8mm), co dawało wysokie współczynniki wypełnienia okna rdzenia miedzią i w rezultacie minimalizowało wymiary i masy transformatora. Ze względów cieplnych i współczynników dodatkowych strat obciążeniowych nie było to korzystne, budziło wiele zastrzeżeń (por. Rys. 13). We własnych konstrukcjach tak wysokie przewody stosowano tylko w cewkach położonych z dala od krańców, a w cewkach skrajnych wysokość przewodów ograniczano do 12-15mm [6] lub decydowano się na przewody czwórnikowe wykonywane we własnym zakresie,
– w uzwojeniach śrubowych pojedynczych przepleceń rozproszeniowych pełnych z zastosowaniem transpozycji przewodu „na płask" – jak pokazuje Rys. 17. Ten typ przeplecenia wszedł na trwale do produkcji ELTY i innych zakładów krajowych,
– przewodów nawojowych bliźniaczych i specjalnych przepleceń ich drutów dla minimalizacji dodatkowych strat obciążeniowych. Przewody te były wykonywane we własnym zakresie i zyskały aprobatę nie tylko w ELCIE, ale też w innych zakładach krajowych. W oparciu o ideę bliźniaków opracowano we własnym zakresie koncepcję przewodów trójnikowych i czwórnikowych, które zwielokrotnione miały stanowić substytut przewodów ctż, niedostępnych w owym czasie ze względów ekonomicznych,
– lamety metalowej na pierścienie potencjalne uzwojeń wysokonapięciowych. We wcześniejszych konstrukcjach własnych w tym celu wykorzystywano cienką (0,5mm grubości) taśmę Cu, która nie pozwalała uzyskać dostatecznie gładkich powłok metalowych na pierścieniach potencjalnych, a więc i właściwej ich jakości,
– ekranów elektrostatycznych pod uzwojeniami DN jednostek wysokonapięciowych, celem minimalizacji przepięć przenoszonych na uzwojenia niskonapięciowe.

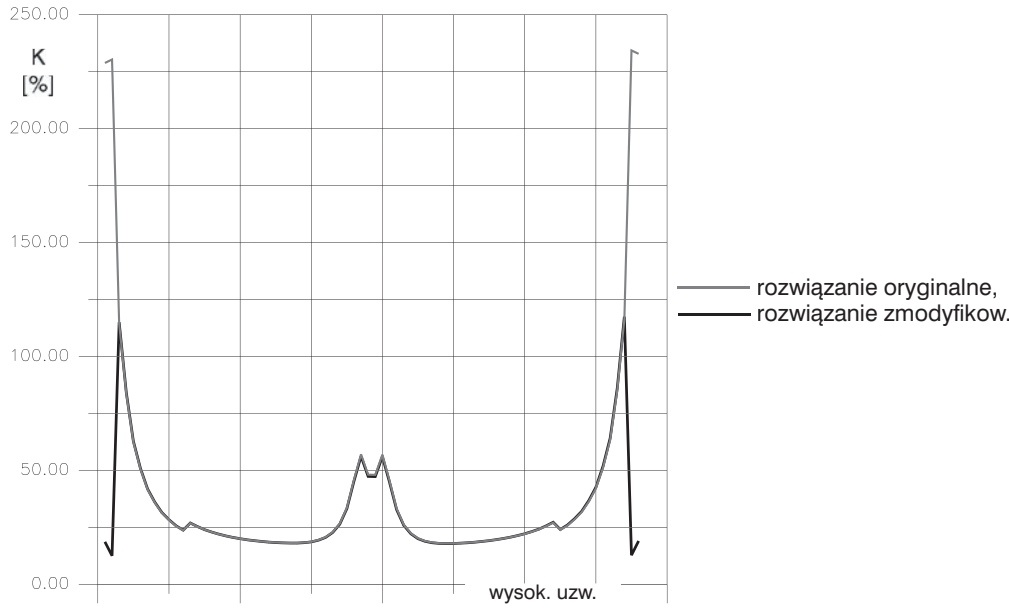
Z pośród różnych starych konstrukcji F. T. iA. T. ELTA znajdujących się jeszcze w eksploatacji, na komentarz zasługują niewątpliwie jednostki blokowe 240 MVA, które po modernizacjach i podniesieniu ich mocy znamionowej do ok. 270MVA w dalszym ciągu są użytkowane. Zastosowanie w nich grubej izolacji zwojowej oraz izolacji głównej typu miękkiego z dużą ilością papieru nie było ich najistotniejszym mankamentem dla użytkownika, ani – jak wykazywały oględziny dokonywane podczas przeglądów fabrycznych i rozbiórek związanych z ich remontami modernizacyjnymi – nie wpłynęło w zauważalny sposób na ich przegrzania, degradację stanu izolacji i skrócenia czasu „życia". W konfrontacji natomiast z ostatnimi licznymi awariami jednostek zmodernizowanych, o powiększonej mocy znamionowej, nasuwało się często pytanie dlaczego jednostki „stare", zaprojektowane bez wspomagania komputerowego zachowywały się tak poprawnie w eksploatacji? Występowały bowiem takie przypadki, że w miejscu gdzie pracowała bezawaryjnie przez dziesiątki lat jednostka „stara", „nowa" ulegała w ciągu bardzo krótkiego czasu awarii. Przypadki te nie zostały jednoznacznie wyjaśnione do końca, m. in. z uwagi na potrzebę dokonania szybkich napraw przy możliwie małych kosztach, które – poza samym postojem bloku – dodatkowo obciążały poszkodowaną elektrownię[7)]. Można jedynie domniemywać, że istotnym czynnikiem, który miał wpływ na tak dużą awaryjność tych jednostek, to pewna przesadnie zminimalizowana izolacja wzdłużna uzwojeń, czego przykładem może być uzwojenie 220kV z Rys. 12 podczas oględzin poawaryjnych.

Rys. 12. Uzwojenie GN zmodernizowanego transformatora 270MVA/220kV. Jednostkę „wciśnięto" na rdzeń transformatora TW240000/110, przy zastosowaniu chłodzenia ODAF oraz zredukowaniu izolacji zwojowej i międzykanałowej.

W prezentowanym uzwojeniu – dla zmniejszenia jego gabarytów i „wciśnięciu" zmodernizowanego transformatora 270MVA/220kV na rdzeń jednostki TW240000/110kV – zwiększono intensywność jego chłodzenia (chłodzenie ODAF), zredukowano izolację zwojową i międzycewkową do dolnej granicy stosowanej aktualnie w jednostkach na to napięcie. Wizualnym efektem tego uzwojenia było zbliżenie się w proporcjach wysokości poszczególnych cewek i kanałów olejowych do konstrukcji „starej" – jednak przy znacznie mniejszej izolacji zwojowej i wyższym gradiencie przepięć wzdłuż uzwojenia. Nie dziwi w związku z tym fakt, że w uzwojeniu tym – podobnie jak w innych, które oglądał autor – wystąpiło przebicie izolacji wzdłużnej uzwojenia GN na znacznej jego wysokości. Zastanawiające jest jednak to, że omawiany transformator – jak i inne uszkodzone w eksploatacji – przeszły wszystkie fabryczne próby napięciowe z wynikiem pozytywnym. W uzupełnieniu powyższego należy również dodać, że wszystkie zmodernizowane jednostki, w których nie dokonywano przesadnych oszczędności na układzie izolacyjnym, pracują aktualnie bezawaryjnie. Dokonując wyboru oferenta i koncepcji remontu modernizacyjnego transformatora, szczególnie jednostek kategorii I, należy mieć na uwadze również i ten aspekt techniczny, a nie tylko niskie koszty samej usługi.

W aspekcie poruszanego zagadnienia modernizacji „starych" jednostek F. TiA. T ELTA należy także uzyskane efekty techniczne oceniać pod kątem nierównomierności rozkładu dodatkowych strat obciążeniowych w uzwojeniach, na co ma istotny wpływ rodzaj zastosowanych przewodów nawojowych i ich proporcje wymiarowe. Ilustrują to wyniki obliczeń komputerowych przedstawione na poniższym rysunku. W rozwiązaniu tradycyjnym, w którym stosowano typowe przewody nawojowe o wysokości powyżej 16mm, wskaźniki strat dodatkowych w cewkach skrajnych wynosiły ponad 200%[8)] i spadały o ponad połowę po modyfikacji konstrukcji, pozostając już wartością bezpieczną w świetle prac prof. M. Kozłowskiego [6]. Zastosowanie w modyfikowanej konstrukcji łatwo dostępnych obecnie przewodów ctż stwarza w tym zakresie nowe możliwości nie tylko zmniejszenia strat obciążeniowych w uzwojeniach, ale także redukcji strat dodatkowych w cewkach skrajnych do poziomu, który eliminuje jakiekolwiek zagrożenia ich przegrzań lokalnych. Specjalne wykonania przewodów ctż, a także przewodów bliźniaczych i trójnikowych, w których wykorzystuje się termoutwardzalną

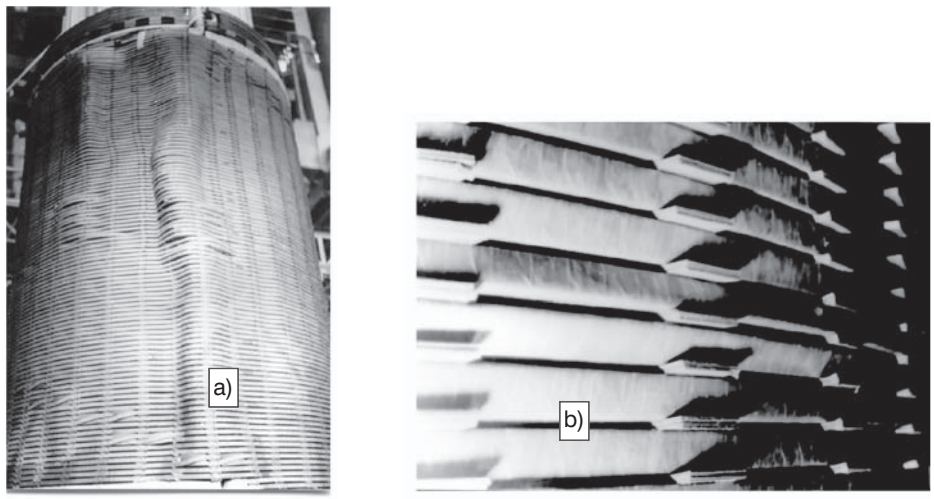
żywicę epoksydową, pozwalają również opanować problemy wytrzymałości zwarciowej w modyfikowanych transformatorach.



Rys. 13. Wskaźniki strat dodatkowych w uzw. GN trafo blok270MVA/110-220kV.

Problem niedostatecznej wytrzymałości zwarciowej jednostek blokowych 240MVA/110kV...400kV był odnotowywany raczej sporadycznie i tylko w specjalnych sytuacjach. Jest to zrozumiałe jeżeli uwzględnić, że zastosowane po stronie DN połączenia szynoprzewodami z generatorem zabezpieczało je dość skutecznie przed zwarciami w tym newralgicznym miejscu. Występujące w tych jednostkach dość częste 1-fazowe zwarcia doziemne po stronie GN, są dla tych jednostek w miarę bezpieczne i nie powodowały one ich uszkodzeń. Ekstremalne zagrożenia dynamiczne tych jednostek występują przy ich niesynchronicznym załączeniu na sieć i to tym większe im większa jest różnica faz przy synchronizacji. Według wiedzy autora taka sytuacja wystąpiła w roku 1973, a drugi przypadek – nie w pełni udokumentowany – mógł mieć miejsce w roku 1997. W obu przypadkach sprawa dotyczyła jednostek na napięcie górne 220kV, a efekty dynamiczne – dość do siebie podobne – pokazują Rys. 14..15.

Zjawiska związane z niesynchronicznym załączeniem generatora są dość skomplikowane zjawiskowo [7] i mogą charakteryzować się większymi prądami, a więc i siłami elektrodynamicznymi, od występujących przy zwarciach trójfazowych na zaciskach DN transformatora blokowego. W pewnym uproszczeniu można bowiem zjawisko to traktować jak superpozycję stanu zwarcia i prądu włączenia w najniekorzystniejszym magnetycznie momencie. Efektem tego – poza dużymi prądami zwarciowymi – jest także silne nasycenie rdzenia, prowadzące do dużego zagrożenia uzwojenia DN promieniowymi siłami ściskającymi, a uzwojenia GN z kolei siłami osiowymi. Skutki działania tych sił są wyraźnie widoczne na Rys. 14.

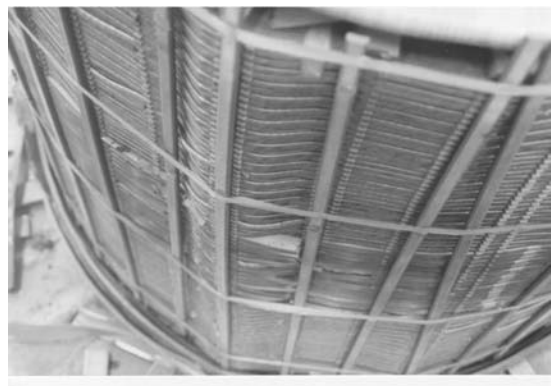


Rys. 14. Uszkodzenia transformatora TW240000/220 powstałe po niesynchronicznym załączeniu na sieć, a) wyboczone prawie na całej wysokości uzwojenie DN, b) pochylone przewody uzwojenia GN jako efekt zbyt dużych nacisków osiowych.

Rys. 15. Uszkodzone uzwojenie GN transformatora 270MVA/220 stwierdzone po awarii bloku i samego transformatora. Pochylone przewody wskazują na wystąpienie w czasie awarii dużych nacisków osiowych.

Jak jest obecnie powszechnie wiadomo, największe problemy z wytrzymałością dynamiczną występują w odniesieniu do autotransformatora licencyjnego RTdxP1250000/220 i pomimo podejmowanych w przeszłości działań tylko w niewielkim stopniu dało się ten problem złagodzić poprzez dokonywanie drobnych modyfikacji [8,9]. Jednak pewna część z tych jednostek, bez jakichkolwiek modyfikacji i remontów – pozostaje w ciągłej eksploatacji, bez uszkodzeń dynamicznych. Nie oznacza to wyjątku od reguły, a jedynie potwierdza fakt, że zjawiska zwarciowe mają w eksploatacji charakter przypadkowy, również pod względem rodzaju zwarć i amplitud występujących prądów zwarciowych.

Według obliczeń komputerowych omawiana jednostka nie posiada dostatecznej wytrzymałości dynamicznej na działanie promieniowych i osiowych sił zwarciowych uzwojeń DN i SN przy maksymalnych wartościach prądów zwarciowych, a najgroźniejszymi przypadkami zwarć są: zwarcia 3-fazowe na zaciskach DN i SN oraz najczęściej występujące w eksploatacji – zwarcia 1-fazowe na zaciskach SN. Jeden z częstszych przypadków uszkodzeń dynamicznych uzwojenia SN pokazuje poniższy rysunek.

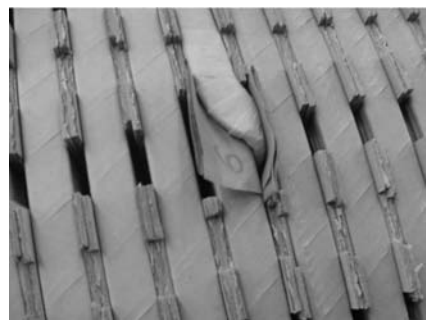


Rys. 16. Uszkodzone promieniowymi siłami zwarciowymi uzwojenie SN autotransformatora RTdxP125000/200.

Przy dotychczasowych wykonaniach tego uzwojenia z zastosowaniem tradycyjnych przewodów bliźniaczych uzwojenie to jest bardzo podatne na ten typ uszkodzeń związanych z utratą stateczności. Wynika to ze stosunkowo dużej jego średnicy i braku możliwości technologicznych zwiększenia w nim liczby klinów podpierających, jak również i zwiększenia wytrzymałości mechanicznej przewodów nawojowych. W przypadku dokonywania remontu modernizacyjnego tej jednostki istnieje możliwość całkowitej poprawy jej wytrzymałości dynamicznej przy niewielkim zwiększeniu nakładów finansowych, dopuszczając możliwość zastosowania niekonwencjonalnych klejonych przewodów nawojowych, które są obecnie łatwo dostępne na rynku europejskim. Można też przy pewnym wzroście nakładów finansowych uzyskać znaczące obniżenie strat obciążeniowych, zbliżając się poziomem do nowych konstrukcji dostępnych w kraju. W przypadku jednostek będących w eksploatacji, zachowujących dobry stan techniczny, znaczącą poprawę wytrzymałości dynamicznej można też uzyskać przez instalowanie dławików przeciwzwarciowych, które są aktualnie oferowane przez niektórych producentów.

Dość powszechnie stosowanym rozwiązaniem w wysokoprądowych uzwojeniach DN – przejętych z licencji ELIN-UNION – jest wykonywanie pełnych przepleceń rozproszeniowych przewodów w konstrukcjach śrubowych, co pokazuje Rys. 17. Przeplecenie to – w odróżnieniu od stosowanego wcześniej rozwiązania tradycyjnego ze stratą wysokości jednej cewki i kanału – zajmuje niewiele miejsca i poprawnie wykonane jest w pełni bezpieczne dla uzwojenia. Z doświadczeń ELTY, która powszechnie stosowała to przeplecenie w śrubowych uzwojeniach DN jednostek kategorii I i II, stwierdzono tylko pojedyncze przypadki błędów wykonawczych i to tylko w początkowym okresie jego wdrażania do produkcji. Ten typ przeplecenia szczególnie dobrze odpowiada konstrukcjom, w których stosuje się przewody o małym wymiarze

promieniowym, gdyż wtedy lokalne powiększenie kanału miedzycewkowego potrzebne na przeprowadzenie przewodu na „płask" nie zajmuje dużo miejsca, a i samo wykrępowanie przewodu jest wtedy względnie proste. Z tego tez wynika wniosek, że uzwojenie o takich wymiarach przewodów nie mogło posiadać dobrych cech wytrzymałościowych na promieniowe siły zwarciowe. Z tych bowiem względów najkorzystniejsze są przewody o dużym wymiarze promieniowym, a współcześnie takie uzwojenia zastępuje się rozwiązaniami o specjalnym typie przewodu ctż.



Rys. 17. Śrubowe uzwojenie DN auto-transformatora RTdxP125000/200 z rozproszeniowym przepleceniem wykony-wanym przewodem na „płask".

W świetle aktualnych możliwości technicznych łatwo dostępnych na rynku europejskim specjalnych przewodów, a w tym ctż ze sklejanymi żyłami, może wydawać się obecnie nieporozumieniem wkładanie przez konstruktorów i technologów dużego wysiłku w tworzenie nowych rozwiązań uzwojeń, pozwalających na budowę jednostek na wyższe prądy znamionowe, przy zastosowaniu tradycyjnych przewodów prostokątnych, wykonywanych w fabryce, bez kosztownego importu. Przykładem tego może być patent [10] lub pokazane na Rys. 18 uzwojenie wywrotkowe o dwóch torach równoległych, zastosowane w uzwojeniu SN jednostki głównej autotransformatora 500MVA/400kV, typu AISX3A500000/400PN.

Rys. 18. Dwutorowe uzwojenie SN autotransformatora RTdxP125000/200 z przepleceniami napięciowymi, wykonywane 4-ma bliźniakami, a) widok podczas nawijania, b) widok przejść międzycewkowych.

Jest to największa jednostka wykonana w F. T. iA. T ELTA w oparciu o własne rozwiązanie, opracowane z udziałem IEN OT. Posiada ona nowoczesne rozwiązania, a w szczególności kierowany przepływ oleju przez uzwojenia, barierowy układ izolacji głównej oraz mieszany sposób ekranowania (wzorowany na licencji HITACHI) z ekranem magnetycznym na kadzi i elektromagnetyczny na pokrywie. Warto podkreślić, że wykonane badania prototypu tej jednostki wykazały bardzo niski poziom dodatkowych strat obciążeniowych w konstrukcji przy tym sposobie ekranowania. Wytrzymałość zwarciowa była weryfikowana w oparciu o wyniki badań modelowych [11]. Według posiadanej wiedzy autotransformator – poza pewnymi problemami na początku eksploatacji z jednostką dodawczą – pracuje dotychczas bezawaryjnie.

Prezentowany powyżej typ uzwojenia skutecznie rozwiązał w owym czasie problem konstrukcyjno-technologiczny wykonania wysokonapięciowego uzwojenia na duży prąd znamionowy, posiadającego przeplecenia napięciowe ograniczające przepięcia na izolacji wzdłużnej.

Reasumując przedstawione dane wybranych uzwojeń jednostek kategorii I i II wykonanych w F. T. iA. T. ELTA można stwierdzić, ze charakteryzują one najistotniejszy element konstrukcyjny wyrobów tej fabryki. Podane komentarze i charakterystyki techniczne zastosowanych rozwiązań konstrukcyjno-technologicznych mogą być przydatne użytkownikom tych wyrobów przy wystąpieniu stanów awaryjnych, jak również pozwolą im właściwie ocenić propozycje producentów zamierzających poddać te wyroby zabiegom modernizacyjnym.

4. EKRANOWANIE KADZI I POKRYWY

Według praktyki stosowanej w F. T. iA. T. ELTA, popartej analizami i badaniami IEN OT w jednostkach kategorii I niezbędne było stosowano ekranów na kadzi i pokrywie. W latach 60-ych ubiegłego wieku, gdy wdrażano do produkcji transformatory licencyjne f-my ELIN-UNION oraz wykonywane pierwsze własne jednostki do bloków 200MW, były to ekrany przewodzące wykonywane z blachy Cu o grubości 4mm. Doświadczenia eksploatacyjne oraz dane pomiarowe prób cieplnych wykazały jednak szybko, że ten typ ekranowania ma jednak pewne istotne wady. Stwierdzono mianowicie występowanie przegrzań na kołnierzu, na styku kadzi z pokrywą oraz w tych miejscach płaszcza kadzi, w których ekran Cu nie zachowywał ciągłości[9)]. Wiązało się to z podstawową cechą tego typu ekranu, wynikającą z zasady zachowania ciągłości przepływu prądów wirowych, odnoszącą się również do miejsc, w których ekran staje się nieciągły. Zgodnie z tą zasadą w tych miejscach prąd wirowy nie może zniknąć i wobec tego „spływa" na chronioną powierzchnię stalową, np. na płaszcz kadzi, powodując lokalny wzrost strat i temperatury. W odniesieniu do przegrzewania się kołnierzy kadzi i pokrywy, co zazwyczaj miało miejsce po stronie DN, w bliskim sąsiedztwie odpływów i przepustów wielkoprądowych, przyczyna przegrzań była bardziej złożona. Odpowiedzialny za to zjawisko był także strumień rozproszenia, który przenikał zwarty obwód elektryczny między sąsiednimi śrubami, dociskającymi kołnierze kadzi i pokrywy. Jak wykazały badania IEN OT eliminacja tych przegrzań polegała na dokonaniu połączenia elektrycznego ekranów kadzi i pokrywy lub założeniu na śruby ściskające kołnierze kadzi i pokrywy zwór Cu, które bocznikowały prądy w śrubach, minimalizując ich przegrzania.

Ponieważ połączenie ekranów kadzi i pokrywy dokonywano zwykle na „styk", co bywało często nieskuteczne z powodu utleniania się powierzchni ekranu Cu, stosowanie drugiego z wyżej podanych sposobów ograniczania przegrzań bywało niekiedy niezbędne.

Jak wynika z powyższego, ekran przewodzący ma ograniczone możliwości redukcji przegrzań lokalnych konstrukcyjnych elementów stalowych transformatorów kategorii I. Ponadto straty mocy w samym ekranie mają wymierną wartość i winny być uwzględniane w ogólnym bilansie strat obciążeniowych transformatora. Niezależnie od tych wad stosowanie tych ekranów jest niekiedy niezbędne, szczególnie w sytuacji gdy konieczne jest ograniczenie masy obiektu. Stosuje się wtedy zwykle ekran przewodzący z blachy Al.

Najlepsze efekty w redukcji przegrzań i dodatkowych strat w elementach konstrukcyjnych transformatora zapewnia ekran magnetyczny wykonany z blachy transformatorowej. Odnosi się to szczególnie do wersji tego ekranu opracowanej w IEN OT z zastosowaniem pasów pionowych i poziomych[10)], co pokazuje poniższy Rys. 19.

Rys. 19. Ekran magnetyczny kadzi transformatora blokowego 270MVA -220kV

Dla ochrony przed przegrzaniami połączenia kadzi i pokrywy przy kołnierzu kadzi umieszcza się pasy poziome tego ekranu, o podobnych wymiarach umieszcza się także taki pas na pokrywie, również przy kołnierzu. Podobny typ ekranu magnetycznego jest zastosowany we wszystkich transformatorach blokowych 426MVA, które wykonane zostały przez ELTĘ. W transformatorach tych nie stwierdzono przegrzań, a według analiz wykonanych przez IEN OT ekran ten pozwolił zmniejszyć straty obciążeniowe o blisko 100kW.

LITERATURA

[1] Zb. Kopczyński: „Nowa fabryka Transformatorów ELTA w Łodzi", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY nr 1 1965r.

[2] S. Makowski, Zb. Kopczyński: „Stan obecny i perespektywy rozwojowe krajowego przemysłu transformatorowego", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY nr 2 1970r.

[3] M. Kozłowski: „Ważniejsze problemy naukowo-techniczne w dziedzinie transformatorów", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY nr 3 1975r.

[4] E. Jezierski: „Transformatory – podstawy teoretyczne", W. N. T. , Warszawa 1965.

[5] W. Pewca, A Rosicki: „Trójramowy rdzeń do transformatorów dużej mocy" – patent PRL nr 545-3057332 (rok 1969).

[6] M. Kozłowski: „Wyznaczanie, ograniczanie i ocena skutków strat dodatkowych w uzwojeniach transformatorów", Prace IEL, z. 72, Warszawa 1972r.

[7] B. M. Pasternack i inni: „Analysis of generator step-up transformer failure following faulty synchronization", IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 3, No3, 1988.

[8] W. Pewca: „Zwiększenie wytrzymałości zwarciowej licencyjnych autotransformatorów RTdxP125000/200 podczas remontu", ENERGETYKA nr 9/1987,

[9] J. Kulikowski: „Wpływ dławików na zachowanie się autotransformatora typu RTdxpP125000/200 w warunkach zwarć w sieci 110kV i 15kV", ENERGETYKA nr 11/1998,

[10] W. Pewca: „Uzwojenie podwójnie wywrotkowe do transformatorów" – patent PRL nr P. 57332 (rok 1976).

[11] W. Pewca: „Badania modelowe wytrzymałości zwarciowej uzwojeń SN i DN autotransformatora 330MVA/400kV", Przegląd Elektrotechniczny nr 8 1993r.

PRZYPISY

1) W późniejszym okresie, w ramach porozumień resortowych, produkcję transformatorów piecowych oraz uziemiających przejął EMIT w Żychlinie, a jednostki prostownikowe – głównie dla kolejnictwa – były produkowane przez F. TiA. T ELTA.
2) Jedna z koncepcji lokalizacji nowej fabryki transformatorów przewidywała jej budowę w Żychlinie, dysponującej doświadczoną załogą i tradycjami wytwarzania już w okresie międzywojennym jednostek na napięcie 110kV (licencja BBC) . Istotny wpływ na lokalizację nowej fabryki transformatorów w Łodzi miał ówczesny Kierownik Katedry Maszyn Elektrycznych i Transformatorów – prof. E. Jezierski, autorytet naukowy i twórca łódzkiej szkoły transformatorowej.
3) Nadążając za zmianami organizacyjnymi w przemyśle, Instytut ten zmieniał swoją nazwę i przynależność resortową, aby ostatecznie stać się Oddziałem Transformatorów Instytutu Energetyki, istniejącym do chwili obecnej.
4) Przypadek taki wystąpił w połowie lat 90-ch w zmodernizowanym transformatorze blokowym 240MVA, przeznaczonym dla Elektrowni Dolna Odra. Niewłaściwie wykonane połączenia uziemiające spowodowały przepływ dużego prądu cyrkulacyjnego przez linkę uziemiającą.
5) Tylko takie badania można było wykonać w warunkach fabrycznych.
6) W celu odizolawania rdzenia od kadzi łapy spoczywały na płycie preszpanowej, a wewnątrz nakładki centrującej znajdował się wytoczony z grubego preszpanu krążek, dopasowany z małymi tolerancjami do kła w dnie kadzi i średnicy wewnętrznej nakładki centrującej.
7) Istniały wprawdzie pomysły, aby sprawą zajął się któryś z Ośrodków Badawczych, którego prace finansowane byłyby przez konsorcjum poszkodowanych elektrowni i przemysł, ale nie wkroczyły one

dotychczas poza sferę rozważań. O tym stanie rzeczy zadecydowało chyba również i to, że remonty tych nowych jednostek zostały przeprowadzone poprawnie, z właściwą diagnozą ustalenia słabych punktów konstrukcji, za czym przemawia obecnie poprawna ich praca.

8) Oznacza to, że całkowite straty obciążeniowe w cewce skrajnej wynoszą (200%+100%) =300% strat podstawowych, co jest wartością znaczną i może powodować przegrzania izolacji tych cewek, szczególnie jeżeli stosować w tych cewkach grubą izolację zwojową.
9) W pierwszych egzemplarzach jednostek RTx160000/110 i RTx130000/220 taka nieciągłość występowała na płaszczu kadzi w pobliżu wykusza na przełącznik zaczepów, co było mankamentem otrzymanej dokumentacji licencyjnej.
10) Pod względem konstrukcyjnym jest możliwość pakietowania ekranu z pasów blach ułożonych równolegle lub prostopadle do ścianki. Prostsze technologicznie jest wykonywanie tych ekranów według pierwszego z podanych sposobów, a przy właściwym doborze szerokości pasów są one w pełni skuteczne.

3. ZAGADNIENIA EKONOMICZNE W ZARZĄDZANIU CZASEM ŻYCIA TRANSFORMATORÓW

Dr inż. Ryszard Sobocki
Konsultant

Streszczenie: Prezentuje się aktualnie przygotowywany przewodnik CIGRE w zakresie zarządzania czasem życia transformatorów od strony ekonomicznej. Więcej uwagi poświęca się prezentacji modelu decyzyjnego ułatwiającego podjęcie decyzji: naprawa – modernizacja – wymiana. Szerzej omawia się metodę oceny możliwości przedłużenia okresu eksploatacji populacji transformatorów przy zachowaniu dopuszczalnego ryzyka oraz metodę oceny populacji transformatorów pod kątem ważności jej elementów, to jest stopnia krytyczności w systemie.

1. WSTĘP

W dobie postępującej deregulacji w zakresie dostawy energii elektrycznej, wzmagającej konkurencję coraz większą wagę należy przywiązywać do obniżania kosztów, a zatem zagadnień ekonomicznych. Jednym z istotnych elementów systemu elektroenergetycznego są transformatory, ważne nie tylko ze względu na pracę systemu i niezawodności dostawy energii, ale również ze względu na efekty finansowe przedsiębiorstwa. Złożoność techniczna transformatorów, wysoki koszt zakupu oraz długowieczność są istotnymi elementami przy podejmowaniu decyzji w procesie zarządzania majątkiem sieciowym.

Celem ułatwienia zadania personelowi podejmującemu decyzje, w ramach Komitetu Studiów SC A2 „Transformatory" CIGRE powołano Grupę Roboczą WG A2-20 „Zagadnienia ekonomiczne w zarządzaniu czasem życia transformatorów"[1)]. Jej podstawowe zadanie to opracowanie przewodnika wspomagającego wymieniony personel w dokonywaniu szacunków, głównie o charakterze ekonomicznym oraz wypracowywaniu optymalnych rozwiązań. Podstawowym adresatem przewodnika jest personel decyzyjny, niemniej będzie on użyteczny, szczególnie niektóre części dla specjalistów zajmujących się zagadnieniami technicznymi i organizacyjnymi.

Aktualnie wersja przewodnika opracowana przez grupę roboczą jest ankietowana (uzgadniana) w ramach ww. komitetu studiów.

2. ZAKRES PRZEWODNIKA

Przewodnik zawiera cztery podstawowe rozdziały:

Rozdział 2. Zarządzanie ryzykiem.

Rozdział 3. Wymagania specyfikacyjne oraz zakup.

Rozdział 4. Zagadnienia eksploatacyjne i ruchowe.

Rozdział 5. Procedura decyzyjna: naprawa – modernizacja – wymiana.

Istotne elementy rozdziałów 3-5 zostaną przedstawione w ramach niniejszego punktu, zaś dwie metody oceny populacji transformatorów prezentowane w rozdziale 2 –w następnym punkcie.

2.1. WYMAGANIA SPECYFIKACYJNE ORAZ ZAKUP

Dokonywana ostatnimi czasy analiza istniejących wymagań specyfikacyjnych sugeruje, że w szeregu przypadkach koszt zakupu transformatora można obniżyć a niezawodność nawet podnieść eliminując niektóre elementy wyposażenia, których instalowanie przewidywano bazując na dotychczasowej praktyce. Niemniej, cały czas należy pamiętać o podstawowych funkcjach transformatora.

Do istotnych czynników, które wpływają na koszt zakupu należą:

a) Układ połączeń uzwojeń (gwiazda – trójkąt).

b) Skapitalizowany koszt strat, obciążalność i przeciążalność.

c) Poziom napięć probierczych.

d) Wyposażenie.

Połączenie uzwojeń ma istotny wpływ na koszt transformatora. W ogólnym przypadku połączenie trójkątowe jest droższe niż gwiazdowe, zwłaszcza jeśli konieczny jest przełącznik zaczepów. Wzrost ceny zależy od poziomu izolacji. Dla przykładu, przy piorunowym poziomie izolacji (BIL) równym 550 kV należy się liczyć ze wzrostem ceny o ok. 12%. Ze względów ekonomicznych oraz niezawodność pracy podobciążeniowy przełącznik zaczepów powinien być zlokalizowany w punkcie gwiazdowym, jeśli to tylko możliwe.

Zastosowanie uzwojenia stabilizującego, połączonego w trójkąt zwiększa koszt transformatora. Można go szacować na ok. 7-8%. Zwiększenie zakresu regulacji również zwiększa koszt. Jeśli przy zakresie ±10% przyjąć go za 100%, to zwiększenie zakresu do ±15% podraża transformator o ok. 2-3%.

Wybór mocy znamionowej ma istotny wpływ na masę transformatora i poziom strat, zatem wpływa na koszt. Do oszacowania zmiany masy i strat przy zmianie mocy znamionowej w stosunkowo wąskim przedziale można wykorzystać tzw. prawo modelu:[2)]

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} \approx \frac{m_1}{m_2} = \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^{(3/4)}$$

w którym: ΔP – straty stanu jałowego, lub obciążeniowe,
m – masa materiałów czynnych (tj. miedzi i żelaza),
S – moc znamionowa,
Indeksy 1 i 2 oznaczają transformatory 1 i 2.

Dla przykładu, jeśli moc transformatora zwiększyć o np. 60%, to należy oczekiwać zwiększenia strat stanu jałowego i obciążeniowych o ok. 42%. W tym samym procencie powinna się zwiększyć masa materiałów czynnych (rdzeń, uzwojenia). Masa całego transformatora wzrośnie w nieco mniejszym stopniu.

Koszt transformatora nie jest wprost proporcjonalny do masy materiałów czynnych ze względu na koszt przełącznika zaczepów (jeśli jest), izolatorów oraz wyposażenia, które przy niewielkich zmianach mocy nie zależą od tej mocy. Do oszacowania zmiany kosztu transformatora ze zmianą mocy w stosunkowo wąskich granicach zaleca się stosowanie następującej zależności:

$$\frac{K_2}{K_1} \approx \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^{(0,5...0,6)}$$

Zgodnie z powyższym wzorem, przy wzroście mocy 1,6 razy należy się liczyć ze wzrostem kosztu 1,26...1,32 razy. Wydaje się, iż w odniesieniu do transformatorów sieciowych dużej mocy wzrost ten będzie bliski dolnej granicy wg powyższej zależności.

2.2. ZAGADNIENIA EKSPLOATACYJNE I RUCHOWE

Przy ich omawianiu szczególną uwagę poświęca się następującym elementom:

a) Obciążenie.
b) Dyspozycyjność oraz przestoje.
c) Regulacja napięcia oraz jakość energii.

Do p. a). Transformator został zbudowany przy założeniu określonego obciążenia. W trakcie pracy często okazuje się, iż w niektórych punktach systemu obciążenie zmienia się wyraźnie w stosunku do założonej wartości. Z tego też powodu konieczne staje się przeciążenie transformatora. Może ono powodować zwiększone zużywanie się izolacji i w konsekwencji skrócenie czasu życia transformatora. W takim przypadku wyłania się potrzeba oceny możliwości przeciążania transformatora wymaganego ze względów ruchowych w aspekcie pozostawienia obecnego lub też jego wymiany na inny. W przewodniku podaje się model decyzyjny ułatwiający realizację powyższego zadania.

Do p. b). Transformator „zarabia" pieniądze tylko wtedy, gdy pracuje. Jeśli nie jest dostępny do celów ruchowych to nie tylko ich nie zarabia, ale wymaga nakładów na swe utrzymanie. Niedostępność transformatora odbija się na możliwości przesyłu energii oraz powoduje wzrost strat w systemie. Wyłania się kwestia oceny jak wypadnięcie z ruchu danej jednostki wpłynie na zwiększenie kosztu pracy systemu.

Do p. c). Zmiany w systemie przesyłowym mogą powodować nie tylko zmiany w obciążeniu, ale również w wymaganym zakresie regulacji napięcia. Mogą być one spotęgowane wymaganiami odnośnie do jakości energii elektrycznej. O ile łatwo wyobrazić sobie możliwość prądowego przeciążenia transformatora o tyle przeciążalność napięciowa transformatora jest bardzo ograniczona. Norma IEC z reguły wymaga przeciążalności napięciowej zaledwie 5%.

Większe przeciążenie spowoduje przewzbudzenie rdzenia, co pociąga wzrost prądu magnesującego, a zatem i zwiększenie amplitudy wyższych harmonicznych w tym prądzie. W efekcie można oczekiwać pogorszenia jakości energii elektrycznej. Jeśli wobec zmian w systemie przesyłowym zmienią się warunki napięciowe, to konieczne jest dokonanie analizy czy możliwe jest pozostawienie w ruchu danego transformatora, czy też konieczna będzie jego wymiana na inny.

W ramach spraw eksploatacyjnych omawia się następujące kwestie:

a) Koszty eksploatacyjne.
b) Części rezerwowe oraz jednostki rezerwowe.
c) Systemy monitoringu on-line.
d) Ocena stanu transformatora w systemie off-line.
e) Baza danych do zarządzania transformatorami oraz oceny ich stanu.

Do p. a). W ogólnym przypadku transformatory w odróżnieniu od innych elementów systemu cechuje wysoka niezawodność oraz niskie koszty eksploatacyjne w porównaniu do kosztu zakupu. Koszty eksploatacyjne zarówno aktualne jak i przyszłe można oszacować stosunkowo łatwo. Jedynie wyjątkowo znaczne koszty eksploatacyjne mogą stać się powodem podjęcia decyzji o wymianie całego transformatora. Częściej natomiast można oczekiwać decyzji odnośnie do wymiany niektórych elementów wyposażenia.

Do p. b). Transformator wymaga jedynie niewielkiej liczby części zamiennych tych elementów, których uszkodzenie jest prawdopodobne. Ich zakup oraz przechowywanie zazwyczaj jest uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia. Odmiennie ma się sprawa z jednostkami rezerwowymi. Wymagane jest tu staranne przeanalizowanie ich potrzeby z ekonomicznego punktu widzenia.

Do p. c). W ostatnich latach opracowano i wdrożono cały szereg urządzeń do monitorowania on-line oraz gromadzenia danych. Są one coraz lepsze i tańsze niż przed np. 10 laty. W przewodniku przytacza się jeden z szeregu opracowanych w ostatnim czasie modeli do oceny ekonomicznej efektywności instalowania systemów jak również oszacowania ich wpływu na zmniejszenie awaryjności. Szczególnie istotna cecha tych systemów to możliwość wczesnego ostrzeżenia o możliwości wystąpienia uszkodzenia, w wyniku którego duża awaria (np. wybuch izolatora) może być „zamieniona" na drobniejsze uszkodzenie: tutaj wymianę izolatora jeszcze nieznacznie uszkodzonego.

Do p. d). Jest ona dokonywana od szeregu lat. Istnieje tu cały szereg metod. Są one doskonalone (np. DGA). Coraz szersze zastosowanie mają nowe metody, jak np. ocena stanu mechanicznego uzwojeń za pomocą analizy FRA.

Do p. e). Komputerowe bazy danych są coraz szerzej wykorzystywane przez przedsiębiorstwa energetyczne wspomagając eksploatację transformatorów. Można z nich uzyskać informacje potrzebne przy zarządzaniu transformatorami oraz ryzykiem. W bazie danych poza samymi parametrami transformatorów gromadzi się informacje o zabiegach eksploatacyjnych, pomiarach diagnostycznych oraz wynikające z oceny stanu technicznego. Informacje o wypadnięciu z ruchu transformatora, czasie trwania oraz przyczynie są również bardzo istotne.

2.3. PROCEDURA DECYZYJNA: NAPRAWA – MODERNIZACJA – WYMIANA

Celem ułatwienia oceny wyboru opcji naprawy, modernizacji lub wymiany opracowano rozbudowany schemat postępowania, tj. model normatywny. Stanowi on bardzo cenne i użyteczne narzędzie przy szybkim podejmowaniu decyzji, zwłaszcza wtedy, gdy w dużym stopniu zależy ona od czynników wykraczających poza ramy zainteresowania osoby decyzje podejmującą. Inżynierowie oraz decydenci w zakresie majątku sieciowego często znajdują się w sytuacji, w której muszą podejmować decyzje techniczne odnośnie do elementów systemu przesyłowego w warunkach silnie zależnych od czynników finansowych i kontrolowanych przez personel nieznający się na zagadnieniach technicznych.

Inżynierowie oraz decydenci są odpowiedzialni za kosztowne i technicznie złożone elementy systemu takie jak np. transformatory, istotne z punktu widzenia efektów finansowych przedsiębiorstw energetycznych obecnie stojących przed ryzykiem i realiami konkurencji na wolnym rynku obrotu energią elektryczną.

Prezentowany model opracowano w oparciu o szereg informacji, w tym i zaczerpniętych z literatury technicznej. Różni się on jednak wyraźnie od propozycji zawartych w tej literaturze i proponujących: „postępuj zgodnie z naszą praktyką". Nie stawiano sobie zadania wybrania jednego, najlepszego, dostępnego modelu. Opracowana procedura prezentowana w postaci schematu blokowego daje decydentowi możliwość wyboru opcji: remont – modernizacja – wymiana danego transformatora lub grupy transformatorów. Niemniej, kładzie się w niej nacisk na jednostki już uszkodzone lub też kłopotliwe i niepewne w eksploatacji.

Omawiany model zawiera trzy, kolejno po sobie następujące fazy zebrane w trzy schematy blokowe, tj. sieci działań.

A) Faza wprowadzania przyszłej polityki inwestycyjnej oraz polityki w zakresie zarządzania ryzykiem.
B) Faza wprowadzania metodologii inwestycyjnej odnośnie do rozważanego transformatora lub ich grupy.
C) Faza ustalania dalszego postępowania z wybranym transformatorem lub ich grupą.

W pierwszej fazie gromadzi się, opracowuje a następnie wprowadza następujące istotne dane:

1. Częstość awarii całej populacji transformatorów, jej fragmentów oraz wybranych jej egzemplarzy. Również w zależności od wieku.
2. Oszacowuje się konsekwencje uszkodzenia: wypadnięcie z ruchu, szkody względem osób (instytucji) trzecich, ubezpieczenia oraz środowiska.
3. Ustala się politykę inwestycyjną w zakresie rozwoju oraz odnawiania majątku.
4. Oszacowuje się wpływ awarii na ryzyko niedostarczenia lub niewyprodukowania energii.
5. Wprowadza się dane odnośnie do wieku urządzeń.
6. Ustala się ryzyko kosztowe.
7. Wprowadza się elementy potrzebne do obliczania średniego, rocznego, zdyskontowanego kosztu (NPV) z tytułu energii niedostarczonej, kosztów eksploatacyjnych oraz kosztu strat.

8. Dyskutuje się koszty z punktu widzenia systemu: wyłączeń planowych i awaryjnych, przemieszczania i wymiany urządzeń oraz średni koszt zakupu.

W ramach niniejszej fazy, w oparciu o ww. informacje wykonuje się następujące czynności:

1. Formułuje się ogólną strategię w zakresie napraw, modernizacji oraz wymiany transformatorów.
2. Ustala się optymalną długość czasu życia z technicznego punktu widzenia jak również możliwe przedłużenie w wyniku modernizacji.
3. Przygotowuje się do obliczeń NPV dla oszacowania rocznych nakładów inwestycyjnych na wymianę majątku.
4. Oszacowuje się ryzyko związane z odkładaniem w czasie wymiany elementów majątku oraz ew. oszczędności wynikające z tego tytułu.

Podstawowym efektem końcowym pierwszej fazy jest podjęcie decyzji odnośnie do rocznego budżetu na wymianę i utrzymanie majątku.

Przy okazji prezentacji szczegółów tej fazy, w celach informacyjnych przytacza się wzięte z literatury dane odnośnie do zależności wskaźnika awarii od wieku oraz ranking transformatorów w zależności od wartości tego wskaźnika. Dane przytacza się w tablicach 1 oraz 2.

Tablica 1. Zależność wskaźnika awarii w % od wieku transformatora.

Wiek transformatora [lat]	Transformatory	
	sieciowe	blokowe
	[%]	
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

Tablica 2. Ranking transformatorów w zależności od wartości wskaźnika uszkodzeń.

Wartość wskaźnika uszkodzeń	Ocena
0,6%	Dobra
1,0%	Satysfakcjonująca
1,5%	Dostateczna
2,0%	Słaba
3,0%	Zła

W drugiej fazie wykonuje się następujące czynności:

1. Określa się stan transformatora lub grupy transformatorów w oparciu o oględziny, pomiary diagnostyczne oraz zapisy ruchowe i eksploatacyjne.
2. Ustala się wiek oraz straty mocy.
3. Sprawdza się dostępność części zamiennych jak np. izolatorów przepustowych, elementów przełącznika zaczepów, elementów układu chłodzenia oraz wyposażenia dodatkowego.
4. Sprawdza się zgodność parametrów transformatora z obecnymi wymaganiami.
5. Oszacowuje się koszt utylizacji oraz koszt złomu w przypadku złomowania transformatora.
6. Sprawdza się warunki terenowe w stacji z punktu widzenia wprowadzenia nowego transformatora oraz wykonania prac budowlano – montażowych, a ponadto możliwość uzyskania stosownych zezwoleń.
7. Dokonuje się analizy możliwości transportu transformatora do stacji oraz przemieszczenia go na terenie stacji.
8. Ocenia się stojące do dyspozycji „siły" w zakresie personelu wykonującego remonty, prace na terenie stacji, itp.
9. Ustala się przyszłe obciążenie i ew. przeciążenia stacji.
10. Ustala się czasookres wyłączenia z ruchu części stacji oraz związane z nim konsekwencje, w tym szczególnie finansowe.

W wyniku rozważań bazujących na powyższych danych ustala się wchodzące w grę opcje dalszego postępowania: eksploatacja korekcyjna, modernizacja, przezwojenie, zmiana parametrów transformatora, zakup nowej jednostki lub też zastąpienie istniejącej – rezerwową.

Trzecia faza służy do ostatecznego wyboru opcji: modernizacja lub zakup nowego transformatora czy też modernizacji dokonywanej na terenie stacji, której celem jest przedłużenie okresu eksploatacji transformatora. Również tutaj opracowuje się wymagania specyfikacyjne.

Najpierw ustala się wymagany (oczekiwany) czas życia (czas eksploatacji) transformatora nowego, naprawianego lub modernizowanego. Dalej, ustala się ramowe istotne wymagania specyfikacyjne. W istocie będą to dane znamionowe.

Dalsze działania prowadzi się dwutorowo:

a) Zakup nowego transformatora, remont lub modernizacja.
b) Możliwość przedłużenia czasu życia (czasu eksploatacji) transformatora na terenie stacji.

W przypadku a) zawsze konieczne jest uzyskanie oferty od kwalifikowanego dostawcy nowych urządzeń oraz kwalifikowanej firmy remontowo – modernizacyjnej. W oparciu o oferty dokonuje się obliczenia NPV dla każdej z opcji. W przypadku b) ustala się wchodzący w grę zakres remontu lub modernizacji na terenie stacji oraz oszacowuje koszt wykonania. Na jego podstawie dokonuje się obliczenia NPV. Mając wartości NPV dla wszystkich wchodzących w rachubę opcji można dokonać wyboru najkorzystniejszej z ekonomicznego punktu widzenia.

Ważną a w istocie końcową czynnością procedury jest obliczenie wartości średniego rocznego zdyskontowanego kosztu – NPV. W przewodniku przytacza się dwa algorytmy. Jeden z nich, to metoda rozwinięta w PSE S.A.[3)] Tą właśnie metodę ilustruje się przykładem opracowanym przez autora niniejszego referatu.

3. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

Tej sprawie jest poświęcony rozdział 2 przewodnika. Na wstępie oraz w załączniku omawia się metodykę, również w aspekcie jej historycznego rozwoju. Dalej, prezentuje się stosowane w praktyce dwie metody zarządzania ryzykiem odnoszące się do wybranej populacji transformatorów.

a) Możliwość przedłużenia czasu eksploatacji grup urządzeń z zachowaniem dopuszczalnego ryzyka.
b) Metoda oceny populacji z punktu widzenia jej ważności, tj. stopnia krytyczności w systemie elektroenergetycznym.

W rozdziale omawia się również elementy zarządzania ryzykiem w odniesieniu do pojedynczego transformatora oraz metodę umożliwiającą zmniejszenia ryzyka strat w aspekcie optymalizacji liczby jednostek rezerwowych.

Złożoność, obszerność oraz głębokość materiału zawartego w omawianym rozdziale wykluczają jego pełniejszą prezentację w ramach, z konieczności krótkiego referatu konferencyjnego. Niżej w „telegraficznym skrócie" przedstawia się ww. metody a) oraz b).

3.1. METODA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZEDŁUŻENIA OKRESU EKSPLOATACJI POPULACJI TRANSFORMATORÓW PRZY DOCHOWANIU DOPUSZCZALNEGO RYZYKA

Metodyka oparta o analizę ryzyka umożliwia ustalenie zależności między oszczędnością wynikającą z opóźnienia inwestowania w wymianę urządzeń a zwiększonymi nakładami na eksploatację, naprawy oraz straty z tytułu niedostarczonej energii. Bazuje ona na znajomości wskaźnika awaryjności.

Jeśli dane przedsiębiorstwo energetyczne zamierza przedłużyć okres użytkowania jednego lub kilku elementów w systemie, to powinno ono brać pod uwagę, że w przyszłości wskaźnik uszkodzeń danego elementu wzrośnie. Stąd też kryterium decyzji odłożenia w czasie nakładów na wymianę urządzeń jest minimalizacja łącznych nakładów na wymianę, eksploatację, naprawy i straty z tytułu niedostarczonej energii.

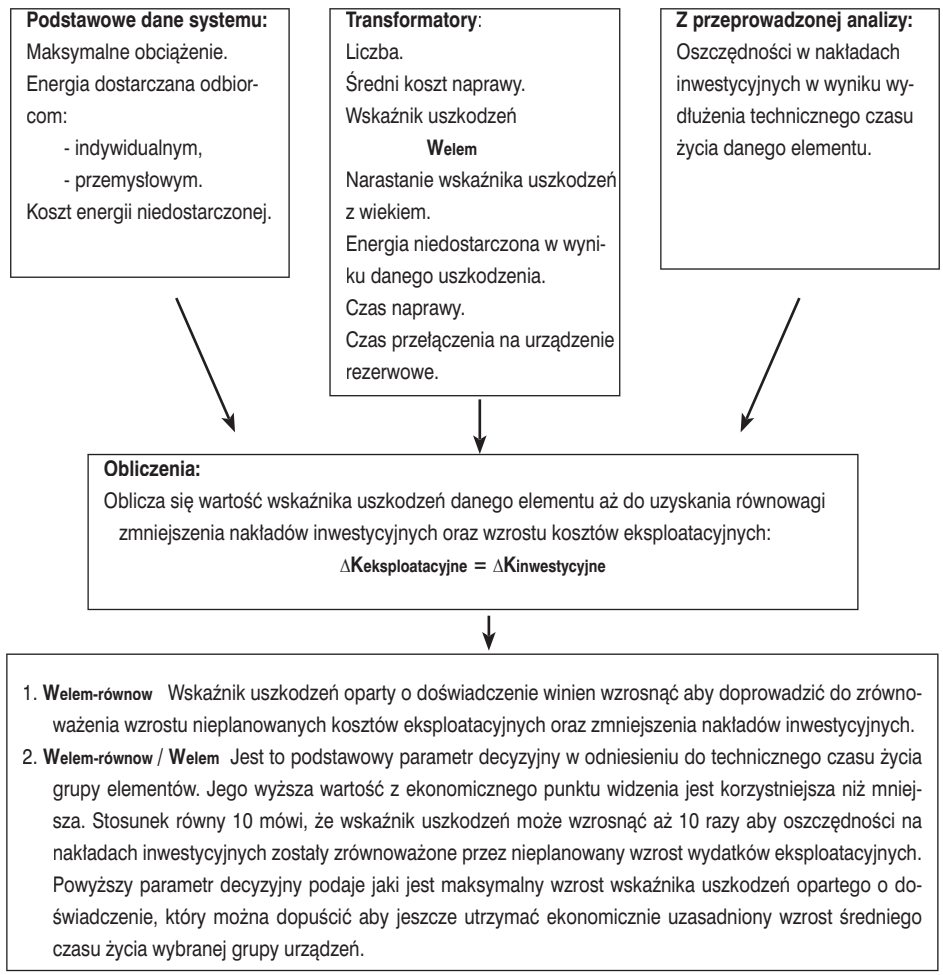
Zasady obliczeń dokonywanych przy użyciu omawianej metodyki zawierają się w następujących krokach:

1. Wydłużając oczekiwany techniczny czas życia danego elementu systemu oblicza się oszczędności z tytułu opóźnienia inwestowania w wymianę $-\Delta K_{opozn}$.
2. Oszacowuje się wzrost aktualnej wartości wskaźnika uszkodzeń w wyniku którego nastąpi wzrost kosztów eksploatacyjnych, remontowych oraz wzrost strat z tytułu niedostarczonej energii. Wskaźnik uszkodzeń dobiera się tak, aby wzrost ww. kosztów dokładnie równoważył

oszczędności z tytułu odłożonego inwestowania w wymianę. Im tak oszacowany wzrost wskaźnika uszkodzeń jest większy, tym mniejsze jest ryzyko wzrostu kosztów na eksploatację, naprawy i strat z tytułu niedostarczonej energii.

3. Powtarzając kroki 1 oraz 2 dla wszystkich elementów systemu wyszukuje się te, które spełniają następujące dwa kryteria:
   - Wydłużenie technicznego czasu życia elementu powoduje znaczne oszczędności w inwestowaniu w wymianę.
   - Element, dla którego dopiero wyraźne zwiększenie aktualnej wartości wskaźnika uszkodzeń równoważy wzrost kosztu na eksploatację, remonty oraz straty z tytułu niedostarczonej energii.

   Metodykę powyższą zobrazowano na schemacie z rys. 1.



Rys. 1. Schemat postępowania przy stosowaniu metodyki opartej o ocenę ryzyka

Postępując zgodnie z opisanymi wyżej krokami można zidentyfikować takie elementy systemu przy których opóźnienie inwestowania w ich wymianę może przynieść wymierne korzyści przy jedynie nieznacznym wzroście ryzyka.

Jeśli dane przedsiębiorstwo energetyczne zdecyduje przesunąć inwestowanie w wymianę urządzeń w danym okresie czasu o np. 5 lat, to w efekcie roczne oszczędności wynikające ze zmniejszenia nakładów inwestycyjnych mogą okazać się większe niż wzrost kosztów eksploatacyjnych. Jeśli jednak wskaźnik uszkodzeń w analizowanym okresie wzrośnie, to roczne oszczędności w nakładach inwestycyjnych ulegną zmniejszeniu i mogą okazać się ujemne na przestrzeni tych 5 lat. Wynika stąd, że przedsiębiorstwo powinno monitorować roczny wskaźnik uszkodzeń w analizowanym okresie w odniesieniu do jego obecnej wartości po to, aby poprawnie szacować ewentualne oszczędności z tytułu przesunięcia nakładów inwestycyjnych.

Należy podkreślić, że powyższa metodyka nie daje podstaw do oceny dalszego postępowania z danym transformatorem, który zbliża się do kresu swego technicznego życia. Decyzja co do dalszego jego losu winna opierać się na ocenie stanu technicznego oraz jego ciągłym monitorowaniu.

Omawiana metodyka opierająca się na analizie ryzyka jest stosowana przez szereg przedsiębiorstw energetycznych w Norwegii.

3.2. METODA OCENY POPULACJI TRANSFORMATORÓW POD KĄTEM ICH WAŻNOŚCI, TO JEST STOPNIA KRYTYCZNOŚCI W SYSTEMIE

Do oceny stopnia ważności, to jest stopnia krytyczności transformatorów w systemie wprowadzono następujące pojęcia:

- **GSI:** aspekt ogólny. Jest to liczba ujmująca skutek jaki może wywołać uszkodzenie transformatora. Jest ona tym większa, im większe mogą być konsekwencje uszkodzenia.
- **GTI:** aspekt techniczny. Jest to liczba wyrażająca ryzyko uszkodzenia wewnętrznego transformatora. Rośnie ona wraz ze wzrostem ryzyka takiego uszkodzenia.

Iloczyn tych liczb przedstawia ważność lub inaczej stopień krytyczności urządzenia:

$$C = GSI * GTI$$

Przy oszacowywaniu aspektu ogólnego (GSI) uwzględnia się następujące współczynniki:

1. Bezpieczeństwo urządzeń oraz obsługi: **SI1.**
   Transformator bezpośrednio nie wpływa na bezpieczeństwo ogólne, z punktu widzenia wyprowadzenia mocy za jego pośrednictwem. Stanowi on jednak potencjalne zagrożenie dla obsługi, elementów zlokalizowanych w jego najbliższym sąsiedztwie oraz tzw. strony trzeciej.
2. Bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego: **SI2.**
   Jeśli transformator służy do wyprowadzenia mocy z jednej czy też kilku elektrowni wodnych to jest on szczególnie istotny dla danego fragmentu systemu elektroenergetycznego.
3. Wpływ na środowisko oraz na innych użytkowników zasobów wodnych: **SI3.**
   W szeregu przypadków uszkodzenie transformatora może mieć poważne konsekwencje

dla środowiska wtedy, gdy płyn dielektryczny dostanie się do środowiska. Konsekwencje zależeć będą od lokalizacji transformatora (np. bliskość cieków wodnych) oraz wyposażenia peryferyjnego (np. obecność urządzeń do separowania i ich szczelność).

4. Konkurencyjność: **SI4.**
   Konsekwencje ekonomiczne uszkodzenia transformatora ujmuje się tutaj przez następujące dwa elementy:

- RC – koszt usunięcia skutków awarii, tj. koszt naprawy urządzenia ujmujący koszt ustalenia zakresu uszkodzenia, samej naprawy oraz zastąpienia uszkodzonej jednostki inną.

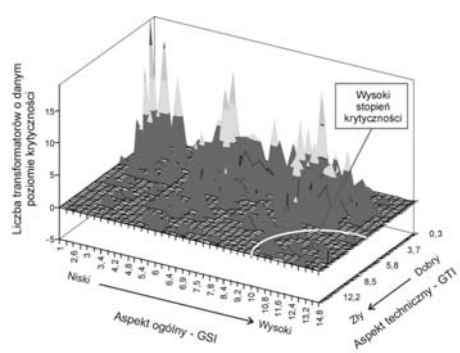
- LPC – strata z tytułu nie wyprodukowania energii.

5. Wizerunek przedsiębiorstwa: **SI5.**
   Uszkodzenie transformatora (nieszczelności, pożar, eksplozja) zawierającego PCB o poziomie przekraczającym 50ppm może narazić na szwank wizerunek przedsiębiorstwa.

Przy oszacowywaniu aspektu technicznego (GTI) uwzględnia się cztery niżej wymienione elementy:

1. Aktualny stan techniczny transformatora –**TC1**.
   Należy tu wziąć pod uwagę dwa aspekty: „zewnętrzny" stan techniczny oraz „wewnętrzny". Jednym z istotnych elementów przy ocenie stanu „wewnętrznego" jest analiza zawartości gazów w oleju –**DGA.**
2. Ryzyko technologiczne -**TC2.**
   Element ten ujmuje wpływ specyfiki konstrukcyjno – technologicznej na ryzyko uszkodzenia. Uwzględnia się tu m.in.: delikatność, odporność, łatwość eksploatacji.
3. Przeszłość, tj. wiek –**TC3.**
   Ujmuje się tu wpływ wieku transformatora, pomimo, iż nie jest on bezpośrednio związany z dwoma ww. elementami.
4. Warunki ruchowe **-TC4.**
   Ujmuje się ich wpływ poprzez uwzględnienie następujących czynników: liczba cykli pracy (załączania i wyłączania), współczynnik wykorzystania i obciążenie.

Bazując na powyższych założeniach ustala się poziomy krytyczności, to jest ważności wszystkich transformatorów omawianej populacji. Zobrazowano je na rys. 2, opartym o dane EDF, gdzie metoda ta jest stosowana.



Rys. 2 Przykład zobrazowania apektów GSI oraz GTI dla populacji obejmującej 900 transformatorów.

4. ZAKOŃCZENIE

Przygotowany przewodnik stanowić będzie istotną pomoc dla personelu zarządzającego majątkiem sieciowym przy podejmowaniu decyzji odnośnie do populacji eksploatowanych transformatorów, możliwie optymalnych z ekonomicznego punktu widzenia. Szczególnie istotne są tu decyzje z zakresu wyboru opcji: remont – modernizacja – wymiana.

5. LITERATURA

Niniejszy artykuł bazuje na wersji przewodnika z kwietnia/maja 2003. W artykule nie przytacza się publikacji wymienionych w przewodniku. Lista takich publikacji obejmuje kilkadziesiąt pozycji.

PRZYPISY

1) Autor jest członkiem tej grupy roboczej.
2) Szczegółowy opis można znaleźć w książce: Jezierski E., 'Transformatory', WNT, 1983
3) Patrz: Gładyś H., Sobocki R.: 'Optymalizacja wyboru opcji: modernizacja lub wymiana dużych transformatorów sieciowych z ekonomicznego punktu widzenia', Konferencja: 'Optymalizacja w elektroenergetyce', Jachranka, 2001 oraz Sobocki R. , Kaźmierski M., Olech W.: 'Technical and economical assesment of power transformers, the Polish practice', CIGRE, referat nr 12-104, 2002

4. STARZENIE CIEPLNE IZOLACJI CELULOZOWEJ TRANSFORMATORÓW OLEJOWYCH

Dr Helena Słowikowska, Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego

1. WSTĘP

Przez naturalne starzenie cieplne izolacji transformatorów olejowych rozumie się **nieodwracalne procesy zachodzące w zwojowej izolacji papierowej wywołane narażeniem cieplnym,** w warunkach normalnej pracy transformatora., tj. w zakresie temperatur górnej warstwy oleju 60 – 95°C.

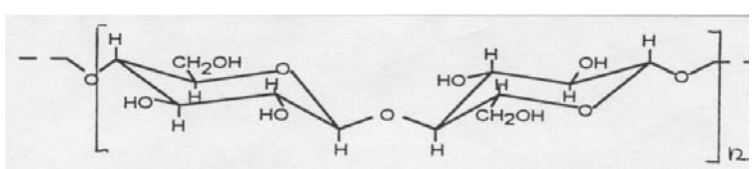
Mając na względzie powyższy zakres temperatur, spodziewany czas życia transformatora szacuje się obecnie na ok. 40 – 50 lat.

Przyjmuje się, że koniec życia transformatora następuje wówczas gdy istnieje obawa, że siły, wywołane jego zwarciem zewnętrznym, mogą doprowadzić do skruszenia izolacji zwojowej, a w następstwie – do zwarcia wewnętrznego w uzwojeniu. **Miarą zużycia izolacji uzwojeń jest** zatem pogorszenie jej właściwości mechanicznych**.**

Termin „zużycie izolacji papierowej" należy traktować umownie; w praktyce obejmuje ono bowiem ograniczony obszar uzwojenia, którego zestarzenie izolacji stanowi zagrożenie dla dalszej pracy jednostki.

Na izolację zwojową do transformatorów energetycznych przeznaczonych do pracy w klimacie umiarkowanym, stosowany jest powszechnie papier elektroizolacyjny typu Kraft, zawierający ok. 90% czystej celulozy.

Rys. 1

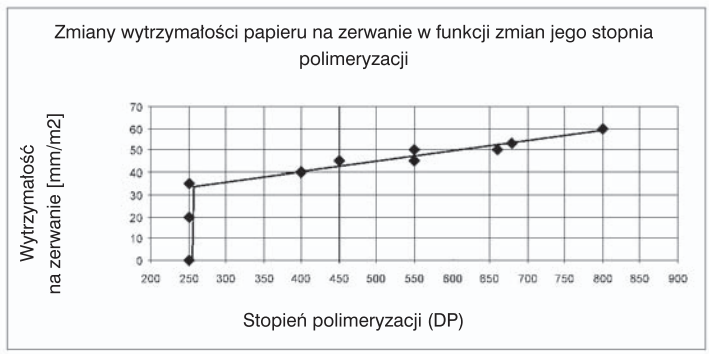


Celulozę w papierze cechuje struktura włóknista, w której podstawową jednostkę stanowią pojedyncze łańcuchy celulozy. (rys 1).

W skali makro – długość łańcuchów celulozy określa uśredniona wartość liczby członów „n", wchodzących w skład łańcucha, określona jako **stopień polimeryzacji (DP).** Dla papieru elektroizolacyjnego, typu Kraft, wynosi ona w stanie dostawy od 1000 do 1200.

W następstwie procesu starzenia następuje skracanie łańcuchów celulozy, a zatem - obniżanie się wartości stopnia polimeryzacji. **Wykazano** [1,2], że z wyjątkiem okresu początkowego procesu starzenia, występuje **współzgodność pomiędzy zmianami DP i wytrzymałością papieru na zerwanie** [3].

Rys. 2



Przy wartości DP ≈ 250 następuje zanik wytrzymałości papieru na zerwanie (papier ulega skruszeniu) co obrazuje rys. 2.[4]

Wspomniany powyżej początkowy przebieg degradacji izolacji celulozowej przypada praktycznie na etap procesu jej suszenia u producenta transformatora. Efektem suszenia jest spadek DP do wartości ok. 900 [3]. Spadek DP do tej wartości nie powoduje jednak istotnego obniżenia wytrzymałości na zerwanie. Z tego powodu, poziom ten przyjmuje się **za punkt wyjścia do oceny zużycia izolacji.**

Wartości DP 400-500., odpowiada ok. 50%- obniżenie wytrzymałości papieru na zerwanie tj. – ok. 50% - owe zużycie izolacji. Spadek DP do wartości 200-150 powoduje, że papier staje się podatny na skruszenie co traktuje się jako 100%-owe zużycie izolacji.

2. WSPÓŁCZESNE NIEINWAZYJNE WSKAŹNIKI STARZENIA CIEPLNEGO IZOLACJI ZWOJOWEJ TRANSFORMATORÓW.

Przedstawiony schematycznie mechanizm i występujące zależności podstawowych wskaźników procesu starzenia izolacji zwojowej, celulozowej, jakimi są DP i wytrzymałość na zerwanie stanowiły bazę, na podstawie której stworzone zostały wytyczne dla nowoczesnej bezinwazyjnej diagnostyki, tj. bez wyłączania transformatora z ruchu. Jest bowiem wiadomo, że bezpośrednie stosowanie w/wym. wskaźników wymaga ingerencji do wnętrza kadzi, co może mieć miejsce jedynie w warunkach przeglądów lub remontów transformatorów.

Pierwszą, długo utrzymującą się koncepcją w zakresie bezinwazyjnej diagnostyki procesu starzenia izolacji zwojowej transformatorów było wykorzystanie, stosowanej od dłuższego czasu, dla wykrywania i śledzenia wolno rozwijających się defektów w transformatorze, analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA).

Rozumowanie to było na tyle uzasadnione, iż mierzone koncentracje tlenków węgla CO i CO_2 są przede wszystkim efektem procesów cieplnych zachodzących w zwojowej izolacji papierowej.

Jednakże dokumenty z ostatniego okresu, stanowiące podstawę do analizy defektów występujących w transformatorach, standard IEC 60599 (1998) [4] oraz Publikacja CIGRE 227 (2003) [5] wskazują na zasadność posługiwania się, przy ocenie zaawansowania procesu starzenia, pomiarami koncentracji związku furfuralu (2FAL), rozpuszczonego w oleju.

Wieloletnie badania współzależności CO i CO_2 z DP w warunkach pracy transformatora nie dały jednakże wiarygodnych **wyników, w szczególności w przypadku transformatorów pracujących z dostępem powietrza**. [7,8,9].

Powolne narastanie koncentracji CO_2 w oleju, charakterystyczne dla niskotemperaturowego procesu starzenia cieplnego celulozy jest, w transformatorze, zakłócane przez kilka czynników. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć:

- zmiany koncentracji w następstwie kontaktu z atmosferą (penetracja CO_2 z atmosfery do oleju, w szczególności w regionach przemysłowych, oraz dyfuzja do atmosfery),
- wahania koncentracji CO_2 w oleju wywołane zmianami temperatury spowodowane silną zależnością rozpuszczalności tego gazu od temperatury [8],
- tworzenie się CO_2 w wyniku starzenia się oleju,
- straty CO_2 w warunkach uzdatniania oleju.

3. ZASTOSOWANIE 2-FURFURALU (2FAL) JAKO WSKAŹNIKA PROCESU STARZENIA.

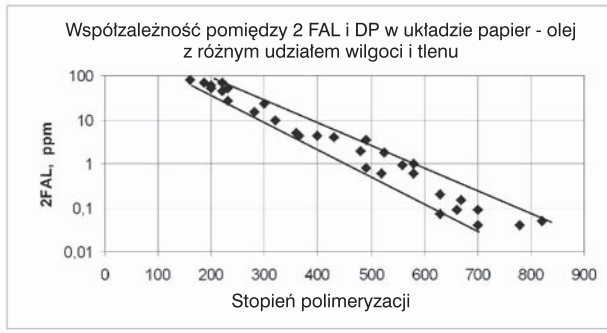
Nową jakość w ocenie procesu starzenia cieplnego celulozowej izolacji zwojowej stworzyło wykrycie charakterystycznego, dla tego procesu, tworzenia się **związków furanu.** Spośród 5-ciu wykrytych, w warunkach badań modelowych, związków **znaczenie diagnostyczne dla procesu starzenia cieplnego izolacji celulozowej wykazał przede wszystkim 2-furfural (2FAL).**

O znaczeniu 2FAL dla diagnostyki procesu starzenia izolacji zwojowej transformatorów zadecydowały :

- **korelacja ze zmianami DP, w zakresie odpowiadającym zmianom wytrzymałości mechanicznej na zerwanie,**
- **możliwość dokonywania pomiaru koncentracji tego związku w próbce oleju pobieranej z kadzi transformatora.**
- **trwałość w zakresie temperatur normalnej pracy transformatora**

Poniższy rys. 3 przedstawia współzależność pomiędzy DP i 2FAL, jaka charakteryzuje papier typu Kraft [4].

Rys. 3



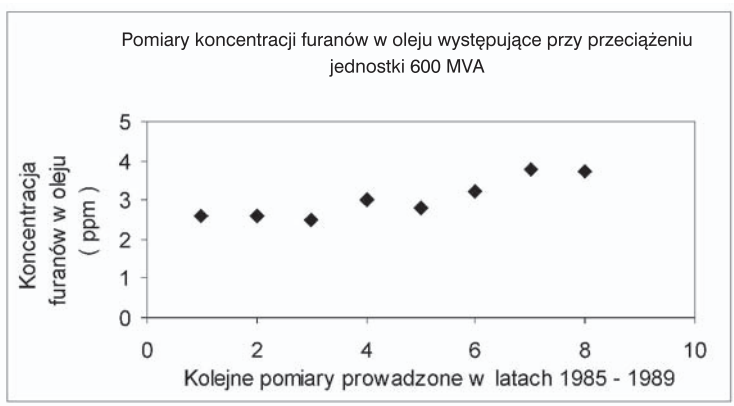
Przedstawiona w układzie logarytmicznym charakterystyka 2FAL w funkcji DP, papierów typu Kraft, wykazuje przebieg liniowy bez względu na udział wody i tlenu w oleju. Rozrzut wyników pomiarów, odniesiony do wartości DP w zakresie wartości 2FAL od 0,1 ppm do 1 ppm wynosi ok. 20%.

Powyższa charakterystyka znalazła potwierdzenie w badaniach zespołu laboratoriów, w ramach działalności CIGRE [10]. Badania te nawiązywały do pracy transformatorów hermetyzowanych (z małą ilością tlenu i powietrza) jak i transformatorów niehermetyzowanych (z ilością obu rodzajów zanieczyszczeń, odpowiadającą zarówno warunkom normalnej ich pracy jak i warunkom przeciążeń).

Do podstawowych właściwości 2FAL, o znaczeniu diagnostycznym należy zaliczyć przede wszystkim jego trwałość w temperaturach 60°C. [11]

Przy temperaturach górnej warstwy oleju w granicach 70 do 80°C; **należy się liczyć z występowaniem strat 2FAL**, które ujawniają się po okresie kilku miesięcy, i nie przekraczają 10%. W praktyce **straty te znajdują odbicie w wahaniach koncentracji**, co obrazuje poniższy rysunek 4 [3].

Rys. 4

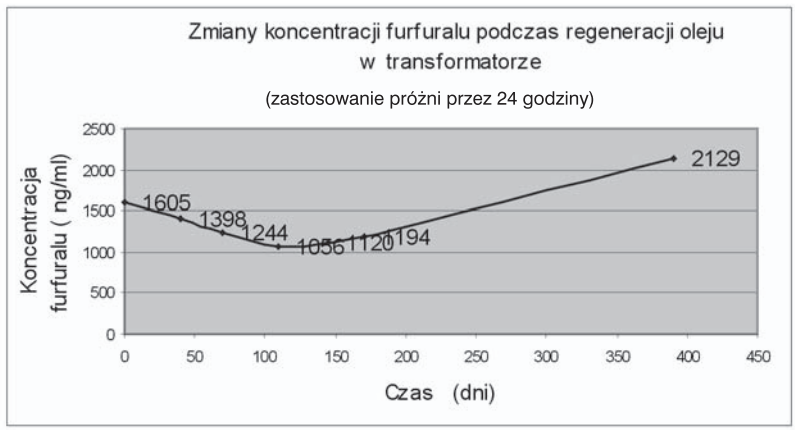


Zabiegi związane z uzdatnianiem oleju (odgazowywanie pod próżnią bądź filtrowanie poprzez ziemię Fullera) powodują **przejściowe obniżenie koncentracji** zawartego w nim **2FAL**. Sformułowanie przejściowo wynika z faktu, iż jedynie ok. 15% 2FAL, wytworzonego

w procesie starzenia celulozy, występuje w oleju, pozostałe 85% pozostaje w izolacji celulozowej. W tych warunkach, po upływie kilku miesięcy od zakończenia procesu uzdatniania, wytwarza się nowy stan równowagi pomiędzy koncentracją 2FAL w papierze i oleju doprowadzając praktycznie do powrotu jego pierwotnej koncentracji w oleju.

Powyższy efekt, zarejestrowany przez jedno z laboratoriów przedstawiono na rys 5 [12].

Rys. 5



W rozpatrywanym przypadku wyrównanie koncentracji 2FAL do poziomu poprzedzającego obróbkę oleju nastąpiło po czasie ok. 250 dni; dalszy wzrost koncentracji był konsekwencją pracy transformatora.

W uzupełnieniu do w/w właściwości 2-furfuralu, **należy nadmienić o** jego **wrażliwości na działanie światła słonecznego,** powodującej częściowy rozkład [8]. Mimo, że cecha ta nie jest związana bezpośrednio z pracą transformatora, wymaga ona uwzględnienia przy transporcie i przechowywaniu próbki. I tak zaleca się stosowanie pojemnika z ciemnego szkła, lub jego osłonę przed kontaktem ze światłem.

4. WYTYCZNE W ZAKRESIE OCENY STOPNIA ZESTARZENIA IZOLACJI ZWOJOWEJ TRANSFORMATORÓW NA PODSTAWIE KONCENTRACJI 2FAL W OLEJU.

Występująca współzależność 2FAL z wytrzymałością papieru na zerwanie, jak również doświadczenia eksploatacyjne ostatnich dziesięciu lat, **pozwoliły na sformułowanie wytycznych co do interpretacji stopnia zaawansowania procesu starzenia izolacji transformatorów izolowanych papierem typu Kraft.**

Uwaga : Korzystanie z przedstawionych wytycznych, wymaga uprzedniego upewnienia się, na podstawie DGA, że w izolacji transformatorów nie występuje defekt o charakterze przegrzania miejscowego; jego obecność utrudnia interpretację procesu starzenia.

Wytyczne w zakresie oceny przebiegu procesu starzenia na podstawie pomiaru 2FAL ujęte zostały w formie przedziałów jego koncentracji, a mianowicie :

A: **Poziom koncentracji 2FAL równy 0,2 ppm. –** odpowiada zapoczątkowaniu procesu starzenia izolacji zwojowej transformatora pod względem pogarszania się jej własności mechanicznych. Odpowiada on wartości DP ≈ 800 i stopniu zużycia izolacji ≈ 0.

B: **Przedział koncentracji 2FAL = 0,2 – 1 ppm** wyznacza poziom normalny stanu izolacji transformatora pod względem przebiegu procesu jej starzenia. Odpowiada on wartości DP pomiędzy 800 i 500, zużycie izolacji nie przekracza wówczas 50%.
Szybkość narastania wartości 2FAL w warunkach normalnej pracy transformatora nie przekracza na ogół 0,01 ppm/rok.

C: **Przedział koncentracji 2FAL = 1 – 2 ppm** jest charakterystyczny dla transformatorów o długim okresie eksploatacji i jest uznawany za sygnał wymagający zwiększenia czujności służb nadzoru (potrzeba podjęcia częstszych badań).
W/w przedział koncentracji 2FAL jest równoważny wartości DP = 500 – 350. Wartości DP = 350 odpowiada ok.60%-owe zużycie izolacji.
W okresie tym ***szybkość narastania koncentracji 2FAL w oleju ulega zwiększeniu, tym nie mniej nie powinna ona przekroczyć 0,1 ppm/rok.***

D: W**artość koncentracji 2FAL w granicach 1 – 2 ppm** występująca w transformatorach „młodych" (poniżej 15 lat). W takim przypadku jest ona efektem jednego z dwóch zjawisk:
- przegrzania miejscowego, którego obecność wykrywa DGA,
- zaostrzonych warunków pracy, wyrażających się wzrostem temperatury punktu gorącego. (np. w warunkach zaistniałych przeciążeń, bądź niedostatecznego chłodzenia).

E: **Wartość koncentracji 2FAL > 2 ppm** jest charakterystyczną dla transformatorów długo pracujących przy zaostrzonych reżimach (zwykle w warunkach wysokich obciążeń).
Należy się liczyć w takim przypadku ze spadkiem wartości DP < 350 i odpowiednio - stopniem zużycia izolacji, w pewnym jej obszarze, powyżej 60%.
Zarówno pomiary szybkości narastania 2FAL jak i wyniki pomiarów uzupełniających: - zawartości wody w izolacji papierowej, liczby kwasowej oleju, oraz innych wskaźników izolacji - powinny zadecydować, o dalszym utrzymaniu transformatora w ruchu.

F: **Wartość koncentracji 2FAL > 5 ppm** obserwowana jest w źle chłodzonych transformatorach starych generacji oraz – w obecności przegrzania miejscowego.

5. METODYKA POMIARU 2-FURFURALU (2FAL)

Metodę klasyczną oznaczania koncentracji 2-furfuralu jak i pozostałych związków furanu w oleju izolacyjnym stanowi chromatografia cieczowa, zgodnie ze standardem IEC 1198 (1993) [13]. Wysoki poziom wykrywalności, sięgający 0,01-0,02 ppm, oraz duża dokładność pomiaru pozwalają na precyzyjne śledzenie rozwoju procesu starzenia.

Cechą negatywną jest wyłącznie laboratoryjny charakter metody i wysoki jej koszt.

Istotne dla oceny zapoczątkowania zmian własności mechanicznych izolacji oraz wyznaczania ich poziomu w warunkach normalnej pracy transformatora - koncentracje 2FAL = 0,2, 1 i 2 ppm, (jak również wartości pośrednie z dokładnością ok.20%), umożliwia

metoda chromatografii cienkowarstwowej TLC), (in.-skriningowej). Została ona zaproponowana przez autorów Cadaldi i Griot [14] oraz w kraju – przez zespół Wojskowej Akademii Wojskowej (WAT) przy współpracy z Instytutem Elektrotechniki w Warszawie [15], gdzie została wprowadzona do diagnostyki.

Jej zaletą, poza prostotą wykonania oraz niskim kosztem w porównaniu do chromatografii cieczowej, jest możliwość wykonywania pomiaru na miejscu zainstalowania urządzeń.

Zaproponowana przez GE Energy Services,Kanada metoda KWIK-SKRENE [16], znajduje zastosowanie w odniesieniu do olejów jasnych, jakie trwale utrzymują się w transformatorach hermetyzowanych oraz transformatorów napełnianych olejem inhibitowanym. Metoda ta jest zawodna w przypadku oleju wykazującego zmianę barwy w następstwie procesu starzenia, co zachodzi w transformatorach z dostępem powietrza wypełnianych olejem nieinhibitowanym.

6. STARZENIE OLEJU MINERALNEGO

Głównymi czynnikami powodującymi starzenie oleju mineralnego są: wysoka temperatura i rozpuszczony w nim tlen.

Najwyższa dopuszczalna temperatura oleju przy pracy ciągłej transformatora z konserwatorem nie powinna przekraczać 95°C; odnosi się to do temperatury mierzonej w górnej części kadzi. Powyżej tej temperatury proces starzenia oleju ulega wydatnemu przyśpieszeniu.

Przekroczenie wartości 0,1mg KOH/g liczby kwasowej sygnalizuje przyśpieszenie procesu starzenia izolacji celulozowej na skutek oddziaływania produktów rozkładu oleju, zwłaszcza gdy towarzyszy temu wytrącanie się osadów.

Należy mieć na względzie, że osady we wczesnym stadium wytrącania się, na skutek gromadzenia się na uzwojeniach, nie są wykrywane w próbkach oleju pobieranych z kadzi transformatora do analizy. Jedynym wskaźnikiem są wahania koncentracji liczby kwasowej; gwałtownemu spadkowi jej wartości towarzyszy zazwyczaj wytrącanie się osadu.

LITERATURA

[1] W.G.Lawson, M.A.Simons, P.H.Gale,: "Thermal Ageing of Cellulose Paper Insulation", IEEE Trans.EJ-12,No.1,1977

[2] H.Yoshika, Y.Ishioka, T.Suzuki T.Yanari, T.Teranishi: "Degradation of Insulating Materials of Transformers", IEEE Trans. Electr. Insul. Nr.6. 1987

[3] A.M.Emsley a.E.Stefens: "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrotechnical paper in oil-filled transformers", IEE Pre-Sci.Meas. Technol.No 5, 1994

[4] D.H.Shroff, A.W.Stannett: "A review of paper ageing in power transformers", IEEE Proc. Vol.132 C, No 6,1985

[5] Standard IEC 60599 "Mineral Oil-impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis", 1999-03, Second Edition

[6] "Life Management Techniques for Power Transformers, Working Group A2.18. June 2003, CIGRE Publication 227

[7] E.Finan a.al.: "A report on the Assessment of Insulation Ageing and Condition by Means of Laboratory Oil tests", Proc. Of the Sixty-Fourth Annual Inter. Conf. of Doble Clients, Sec.5-5, 1997

[8] Hisao Kan a.al.: ”Absorption of CO2 and CO Cases and Furfural in Insulating Oil into Paper Insulation in Oil-immersed Transformers”, Conf. Record of the 1994 IEEE Intern. Symp. On Electr. Insul., USA,1994
[9] H.Słowikowska, I.Łosiewicz. J.Wasiukowa, J.Błądek, A.Rostkowski,: ”Doświadczenia dotyczące oceny degradacji cieplnej izolacji celulozowej transformatorów”, Konf. Tranf. „Transformator 01”, 2001
[10] A. de Pablo: ”Diagnostic Methods on Transformer Insulation. Recent research relating to the usefulness of furanic analysis to transformer condition Assessment”, WG 15-01, CIGRE 1998
[11] D.C. Allan, C.E. Jones: ”Thermal-Oxidative Stability and Oil-Paper Partition Coefficients of Selected Model Furan Compounds at Practical Temperature”, Ninth Intern. Symp. On High Voltage Engineering, 1995
[12] P.J.Griffin: ”Experience in Testing for Furanic Compounds in the U.S.A.”, Presentation to CIGRE WG 15-01, Paris, 1996
[13] Standard IEC 1198: ”Mineral Insulating oil methods for the determination of 2-furfural and related compounds”, First Edition, 1993-09
[14] E.cadaldi, O.Griot: ”Detection of furfuralaldehyde in insulating oil by TLC (Thin Layer Chromatography)”, 15/33-06, 1990 Session CIGRE
[15] J.Błądek, A.Rostkowski, H.Słowikowska, J.Wasiukowa: ”Thin-Layer Chromatographic Screening of Transformer Oil for 2-Furaldehyde”, Journal of Planar Chromatography, Vol.14, January/February 2001
[16] Kwik-Skrene ATS for 2-Furfural in transformer Oil. Detection and Monitoring of Failure Conditions in Oil-filled Electrical Equipment, Syprotex, Canada

5. WYKRYWANIE DEFEKTÓW NA PODSTAWIE ANALIZY GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA) I POMIARU ZWIĄZKÓW FURANU

Dr Helena Słowikowska, Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego

1. WSTĘP

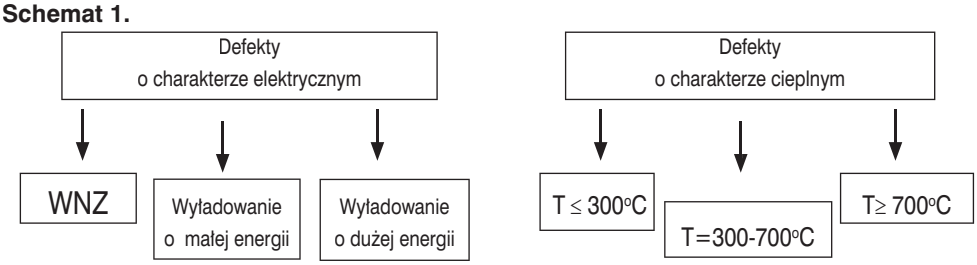
W pracujących transformatorach występuje szereg okoliczności, które w pewnych warunkach mogą stać się przyczyną pojawienia się i rozwoju defektu.

Ocenę stanu izolacji umożliwiają badania diagnostyczne, których celem jest wykrywanie i obserwacja oraz ocena stopnia zestarzenia izolacji zwojowej. Wczesne wykrywanie obecności defektu i określenie jego charakteru, a nawet symptomów jego występowania ma dla użytkownika transformatora duże znaczenie.

Istotnym warunkiem, który umożliwia dokonywanie kontroli „stanu zdrowia" w warunkach ciągłej pracy, jest możliwość prowadzenia pomiarów bez potrzeby wyłączania transformatora z ruchu Warunek ten spełnia analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA), oraz uzupełniający wskaźnik, jakim jest pomiar koncentracji związków furanu.

2. RODZAJE DEFEKTÓW

Ogólnie można rozróżnić defekty o charakterze elektrycznym lub/i cieplnym.
W schemacie 1 wyodrębniono zjawiska, które są powodem występujących defektów.
Schemat 1.



W kolejnych schematach 2 i 3, na podstawie standardu 60599 IEC [1], wymieniono główne źródła powstawania defektów oraz najczęściej występującą ich lokalizację. Ujęte w nawiasach symbole zostały zaczerpnięte z w/wym. standardu.

Schemat 2

DEFEKTY ELEKTRYCZNE

WYŁADOWANIA NIEZUPEŁNE (PD)

A / w oleju :

- na skutek obecności gazów nie rozpuszczonych w oleju (w postaci pęcherzy, bąbli)
- w następstwie wystąpienia zjawiska kawitacji obiegu oleju.

B / w izolacji papierowej

- w kawernach gazowych powstałych wskutek niedostatecznego przesycenia olejem,
- w następstwie zawilgocenia izolacji celulozowej.

WYŁADOWANIA NISKOENERGETYCZNE (D1)

(iskrzenia lub przeskoki o małej energii)

- wadliwie lub nieskuteczne połączenia elementów metalowych,
- zakłócenia w rozkładzie pola elektrycznego (np. wokół elementów sterujących rozkład pola (pierścieni ekwipotencjalnych),
- wyładowania ślizgowe po powierzchni izolatorów przepustowych lub elementów izolacji,
- iskrzenia na zestykach,
- iskrzenia na stykach podobciążeniowego przełącznika zaczepów,
- przeskoki w oleju,
- uszkodzenie izolacji między przewodami równoległymi w uzwojeniu.

WYŁADOWANIA WYSOKOENERGETYCZNE (D2)

- przeskoki, wyładowania ślizgowe lub łukowe o dużej energii,
- zwarcia doziemne, zwarcia w uzwojeniu, prądy zwarciowe w uzwojeniu.

Schemat 3

DEFEKTY CIEPLNE

DEFEKT CIEPLNY O TEMPERATURZE T ≤ 300°C (T1)

-

– w sytuacjach awaryjnego przeciążenia transformatora wraz z zakłóceniami w przepływie oleju w kanałach chłodzących,
– efekt oddziaływania strumienia rozproszenia na belki jarzmowe rdzenia

DEFEKT CIEPLNY O TEMPERATURZE T = 300 – 700°C (T2)

– wadliwy zestyk połączeń śrubowych lub zaciskowych,
– przepływ prądu wskutek zwarć między metalowymi elementami ściskającymi rdzeń i blachami rdzenia,
– uszkodzenia izolacji między przewodami równoległymi w uzwojeniu

DEFEKT CIEPLNY O TEMPERATURZE T ≥ 700°C (T3)

– duże prądy indukowane strumieniem rozproszenia w kadzi i rdzeniu
– zwarcia między blachami rdzenia.

W każdym z powyższych przypadków utrzymywanie transformatora w ruchu łączy się z pewnym ryzykiem, które zależy od charakteru defektu, jego lokalizacji oraz szybkości rozwoju.

3. OKREŚLANIE RODZAJU DEFEKTU NA PODSTAWIE ANALIZY PRODUKTÓW ROZKŁADU IZOLACJI.

Narażenia, zarówno o charakterze elektrycznym jak i cieplnym są źródłem wytwarzanych w układzie izolacyjnym transformatorów związków gazowych, ciekłych i stałych.

W zależności od wielkości wydzielanej energii, towarzyszącej danemu skład gazowych produktów rozkładu izolacji wykazuje zasadnicze różnice.

Zgodnie z klasyfikacją ujętą w schemacie 2 i 3, poszczególnym narażeniom towarzyszą charakterystyczne związki gazowe, określane mianem „specyficznych", jak również produkty stałe. Wśród nich należy wyróżnić następujące:

A/ W obecności wyładowań niezupełnych (WNZ) jak i przegrzań nisko-temperaturowych
– głównym składnikiem związków gazowych jest wodór H_2.

Jego obecność przypisuje się zrywaniu wiązań wodorowych C-H w oleju jak i izolacji celulozowej, charakteryzujących się bardzo niską energią (338 kJ/mol) czego skutkiem jest uwalnianie atomów wodoru, a następnie – tworzenie molekuł dwuatomowych H_2.

W przypadku występowania WNZ w izolacji papierowej możliwe jest również pojawienie się wosku X, względnie skarbonizowanego (nadwęglonego) przebicia punktowego (będącego efektem wyładowania niezupełnego).

B/ W obecności niskoenergetycznych przeskoków lub niskoenergetycznych wyładowań łukowych – dominującym gazem jest etylen C_2H_4

Energia wiązań cząsteczek etylenu, o podwójnych wiązaniach, jest wyższa od energii wiązań wodorowych, wynosi bowiem 607 kJ/mol.

Wyładowaniom w oleju towarzyszy tworzenie się zwęglonych cząstek pochodzących z rozkładu oleju (podobnie jak w przełączniku mocy podobciążeniowego przełącznika zaczepów).

Wyładowaniom w izolacji papierowej towarzyszą skarbonizowane przebicia punktowe lub pełzne – po powierzchni izolacji celulozowej.

C/ W obecności wyładowań wysokoenergetycznych
– dominującym gazem jest acetylen C_2H_2

Energia wiązań cząsteczek acetylenu z potrójnymi wiązaniami jest największa i wynosi 720 kJ/mol); Powstawanie tego związku następuje w temperaturach towarzyszących wyładowaniom wysokoenergetycznym.

Wyładowaniom towarzyszy ponadto intensywna destrukcja i karbonizacja izolacji celulozowej. Występują ponadto takie zjawiska jak np. erozja krawędzi metalowych połączona z tworzeniem wolnych cząstek metalu. Wystąpienie tego rodzaju defektu może doprowadzić do zadziałania przekaźnika gazowo – przepływowego

D/ W obecności defektu cieplnego -
– dominującymi są tlenki węgla CO i CO_2

W zależności od temperatury występującej w obecności defektu, koncentracje obu gazów jak i ich stosunki ulegają zmianie. I tak w temperaturach < 300°C dominującym jest CO_2, ze wzrostem temperatury do 700°C i powyżej wzrasta koncentracja obu gazów, w tym szczególnie – CO.

Defektowi cieplnemu w miarę narastania temperatury towarzyszą :
– w oleju – wzrost kwasowości oraz wytrącanie się osadu,
– w papierze, w obszarze defektu – zbrązowienie przechodzące w silną karbonizację (papier traci wytrzymałość mechaniczną).

W obecności defektów o charakterze cieplnym występują również węglowodory wyższe, z udziałem dwóch węgli: propan C_3H_8 i propylen C_3H_6, co jest wykorzystywane przez niektóre laboratoria (w tym w Polsce) w diagnostyce tych defektów.

We wszystkich rozpatrywanych typach defektów występują gazy towarzyszące, niespecyficzne, w tym w szczególności metan CH_4, i etan C_2H_6, wykorzystywane również w analizie DGA.

4. ANALIZA GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA) JAKO NARZĘDZIE DIAGNOSTYKI TRANSFORMATORÓW W SYSTEMIE OFF-LINE.

4.1. PODSTAWOWE CECHY ANALIZY GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA)

Zależności jakie występują pomiędzy charakterem defektu a wytwarzanymi w jego wyniku niskocząsteczkowymi związkami gazowymi zostały wykorzystane w analizie chromatograficznej umożliwiającej identyfikację defektu i ocenę jego intensywności.

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA), wykorzystana została w elektroenergetyce światowej jako narzędzie diagnostyczne transformatorów olejowych począwszy od lat 60-tych, stała się następnie metodą wiodącą – począwszy od lat 80- tych.

Na rangę jaką tej metodzie nadano wskazuje fakt iż, jak donoszą raporty CIGRE, każdego roku w laboratoriach całego świata około 1 miliona próbek oleju poddanych jest analizie DGA.

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) umożliwia określenie charakteru oraz intensywności wolno rozwijającego się defektu w transformatorze.

Do jej szczególnych zalet należą :

- czułość przewyższająca techniki pomiarów elektrycznych, umożliwiająca wykrywanie i śledzenie defektów w początkowym stadium ich rozwoju,
- możliwość nieinwazyjnego pobierania próbek oleju do analizy (tj. bez wyłączania transformatora z ruchu),
- pobieranie do analizy próbki oleju o małej objętości (zawierającej się w granicach od 50 do 250ml, w zależności od stosowanej metody), co nie stwarza problemów z punktu widzenia gospodarki olejowej.

DGA nie umożliwia dokładnej lokalizacji defektu.

Z powyższych względów decyzje w zakresie planowania zabiegów konserwacyjnych, remontów czy też wycofania jednostek z ruchu, wymagają – na ogół – oparcia się o rozszerzony zakres badań w tym – pomiarów koncentracji związków furanu.

Pomiar związków furanu wspomaga DGA w wykrywaniu i ocenie intensywności przegrzań miejscowych występujących w izolacji celulozowej.

Należy nadmienić, że przeprowadzanie pomiaru związków furanu nie wymaga pobierania niezależnej próbki oleju; zazwyczaj wystarcza zwiększenie wielkości próbki oleju, przewidzianej do analizy gazów rozpuszczonych w oleju, o ok. 50 ml.

4.2. PODSTAWOWE ZASADY STOSOWANIA ANALIZY GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA).

Reguły diagnostyki na podstawie DGA podaje standard IEC 60599 oraz zalecenia poszczególnych krajów i laboratoriów

W standardzie IEC podstawę stanowią koncentracje **„typowych" wartości koncentracji „gazów specyficznych", określanych również jako „gazy kluczowe"**, występujących w bezawaryjnie pracujących transformatorach. Stanowią one podsumowanie wyników pomiaru populacji sięgającej 15 000 jednostek z 15 niezależnych sieci elektroenergetycznych, różnych mocy i napięć niezależnie od okresu ich eksploatacji.

Ich zróżnicowanie ogranicza się do transformatorów w których występuje kontakt lub brak kontaktu głównej kadzi transformatora z kadzią przełącznika mocy podobciążeniowego przełącznika zaczepów.

Poniższa tabela 1 zestawia powyższe wartości „typowe" standardu IEC z wartościami „granicznymi" przyjętymi w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów.

Standard	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Suma gazów palnych
IEC 60599	60-150	40-110	3-50	60-280	50-90	540--- 900	5100-13000	753 - 1580
Ramowa Instrukcja	500	200	70	260	170	260	4000	1460

Tabela 1.

W standardzie IEC zwraca uwagę duża rozpiętość wartości typowych koncentracji gazów jakie mogą występować w warunkach normalnej pracy transformatorów.

W porównaniu z Ramową Instrukcją Eksploatacji Transformatorów szczególnie duże różnice wartości koncentracji dotyczą wodoru oraz tlenków węgla.

Zestawienie powyższe poucza jak istotną rolę w diagnostyce transformatora, w oparciu o DGA, pełni znajomość koncentracji poszczególnych gazów w zdrowym transformatorze, stanowiących punkt wyjścia dla dokonywanej następnie diagnostyki w oparciu o DGA.

Przyjęte w standardzie IEC zakresy typowych wartości koncentracji gazów stanowią podstawowe, wstępne, wytyczne.

Znajomość poziomu normalnego ich koncentracji jest niezbędną, i powinna być dokonywaną dla poszczególnych jednostek lub populacji transformatorów o zbliżonych danych znamionowych, pochodzących od tego samego producenta. Poziom ten stanowi „odcisk palca" dla prowadzonej w czasie diagnostyki.

Za podstawę interpretacji charakteru i intensywność defektu przyjmuje się przekroczenie koncentracji jednego lub kilku związków powyżej wartości „typowych", względnie i/lub ich sumarycznej koncentracji gazów palnych uzyskanych na podstawie „odcisku palca".

O charakterze defektów wnioskuje się na podstawie koncentracji mierzonych związków jak i ich stosunków.

W tym drugim przypadku, poza wymogami standardu IEC, laboratoria różnych krajów kierują własnymi instrukcjami i doświadczeniami.

Ocena szybkości narastania defektu wymaga znajomości szybkości wzrostu koncentracji określonych gazów, tym samym – odpowiedniego doboru częstotliwości wykonywania pomiarów, o których decyduje interpretator wyników analizy.

W praktyce, częstotliwość wykonywania pomiarów oceniana jest na podstawie danych kompleksowych : koncentracji gazów i ich kodów, definiujących charakter defektu, oraz wynikający na jego podstawie stopień zagrożenia dla dalszej pracy jednostki.

Z obserwacji poczynionych w laboratoriach, poważnym utrudnieniem w ocenie obecności defektów, w szczególności defektów o charakterze elektrycznym, stanowi w licznych przypadkach występowanie dyfuzji gazów z komory przełącznika mocy podobciążeniowego przełącznika zaczepów do kadzi głównej.

Zjawisko to prowadzi do fałszowania obrazu charakteru defektu a nawet mylnie jego wykrywania.

5. ROLA POMIARU ZWIĄZKÓW FURANU W DIAGNOZIE NA PODSTAWIE DGA.

Jak wspomniano powyżej, w celu wykluczenia bądź potwierdzenia przegrzania miejscowego w obszarze izolacji zwojowej większość laboratoriów przyjmuje jako zasadę wykonywanie uzupełniającego pomiaru związków furanu, przy czym związkiem o podstawowej roli jest 2-furfural (2FAL).

Dwa inne związki, jakie pojawiają się również w warunkach przegrzania, pełnią rolę wskaźników pomocniczych, są nimi: 5-hydroksy-metylo-furfural (5HMF) oraz 5-metylo-furfural (5MEF).

Uwaga: Należy w tym miejscu zaznaczyć, iż nazewnictwo związków furanu w skali międzynarodowej nie jest, jak dotychczas, jednolite. W odniesieniu do aldehydu furfuralu, poza skrótem 2FAL, obowiązującym w większości krajów europejskich, stosowane są: FFA (w USA i Wielkiej Brytanii) i 2F; w odniesieniu do 5-hydroksy-metylo-furfuralu- poza 5 HMF – również – MMF i wreszcie w odniesieniu do 5-metylo-2-furfuralu – poza 5MEF, również MF.

Poniżej, w tabeli 2, przedstawiono przykłady wykorzystania pomiarów 2FAL w ocenie przegrzania miejscowego w izolacji papierowej.

W tablicy przedstawiono ocenę przegrzania miejscowego na podstawie interpretacji wyników DGA (rubryka 2), przy wykorzystaniu zarówno standardu IEC jak i instrukcji wybranych laboratoriów (w tym wytycznych krajowych ujętych w Ramowej Instrukcji), uzyskiwane na podstawie DGA koncentracje tlenków węgla oraz koncentracje 2FAL. Inne związki furanu w badanych jednostkach nie występowały.

Tabela 2

Lp	Temperatura przegrzania (° C)	Koncentracja tlenków węgla (ppm)		Koncentracja 2FAL (ppm)
		CO	CO_2	
1	150-300	486	7013	0,28
2	150-300	408	19020	2,9
3	ok. 300	487	13013	0,49
4	300-700	347	4577	0,23
5	- j.w. -	191	6934	0,23
6	- j.w. -	404	3675	0,34
7	- j.w. -	340	3929	0,49
8	- j.w. -	150	4307	1,03

W badanych indywidualnie jednostkach koncentracje tlenków węgla nie dawały jednoznacznej informacji co do obecności przegrzania miejscowego w izolacji celulozowej wahając się w bardzo dużych granicach bez względu na temperaturę przegrzania, nie wykazywały one ponadto korelacji z 2FAL.

Do wartości koncentracji 2FAL wynoszącej 1 ppm koncentracje tlenków węgla, bez względu na temperaturę przegrzania, nie wykazywały znaczących różnic. Wyjątek stanowiła próbka 3, w której wartość CO_2 osiągnęła 13000 ppm..

Dopiero przy wartości 2FAL równej 2,9 ppm koncentracja CO_2 uzyskała wartość wyraźnie przekraczającą 13000 ppm, co – warto dodać – wg standardu IEC świadczyło o zaistnieniu defektu.

Wyniki pomiarów CO i CO_2 zyskiwały na znaczeniu przy obserwacji dynamiki rozwoju defektu, co wykazano na przykładach przedstawionych w tabeli 3.

W jednym z rozpatrywanych przypadków (w próbce 2) istotne znaczenie odegrał pomiar liczby kwasowej oleju.

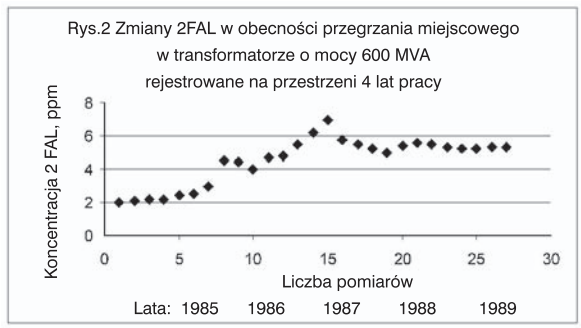
Pomiar	Trans.	Temp. przegrzania °C	Koncentracja tlenków węgla, ppm		Koncentracja 2FAL, ppm	Liczba kwasowa, mg KOH/g
			CO	CO_2		
1 1	1 1	≤ 300	191	6934	0,23	0,10
1a		300 - 700	587	7945	0,39	0,15
1 2		300 - 700	150	4207	1,03	0,38
2a		300 - 700	345	30305	1,83	0,40

Tabela 3 . Zmiany wywołane rozwojem przegrzania miejscowego na przykładzie 2 transformatorów badanych w odstępie czasu 6 miesięcy

W pierwszym przypadku rozwój defektu wyraził się przede wszystkim wzrostem temperatury przegrzania co znalazło wyraz we wzroście koncentracji CO.

W drugim przypadku, przy utrzymującej się temperaturze przegrzania defekt wywołał zarówno duży przyrost wartości 2FAL jak i CO_2 ; dodatkowo liczba kwasowa oleju wykazała jego znaczące zestarzenie. Należało wnioskować o rozbudowie obszaru przegrania z udziałem oleju.

Charakter zmian koncentracji 2FAL, jaki może występować w obecności przegrzania cieplnego w izolacji celulozowej obrazuje przykładowo rys.2.



Rys.2 Zmiany 2FAL w obecności przegrzania miejscowego w transformatorze o mocy 600 MVA rejestrowane na przestrzeni 4 lat pracy

Zwracają uwagę 2 etapy zmian koncentracji 2FAL: jego szybkie narastanie, po czym – nieznaczny spadek (w wyniku częściowego rozkładu) i ustalanie się na niższym poziomie.

W obecności defektu wyłącznie o charakterze elektrycznym 2FAL jak i pozostałe związki furanu nie występują.

W obecności defektu elektrycznego łącznie z przegrzaniem miejscowym izolacji celulozowej związki furanu również wystąpią, z tym jednakże, iż ich koncentracja będzie znacznie niższa od tej jaka towarzyszy samemu przegrzaniu cieplnemu.

6. STOSOWANE METODY POMIAROWE

6.1. ANALIZA GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA).

Skuteczność metody DGA w diagnostyce transformatorów , jak wykazano na przestrzeni przeszło 30 lat, doprowadziła do wzrostu zapotrzebowania w zakresie liczności wykonywanych analiz co pociągało za sobą zasadność wniesienia szeregu modyfikacji:

- uproszczenia oraz skrócenie czasu wykonywania analizy,
- zwiększenia powtarzalności i odtwarzalności wyników pomiarów,
- ograniczenia wielkości próbki analizowanej,
- stworzenia możliwości wykonywania analizy w seriach umożliwiających automatyczne podawanie próbek.

Największe różnice jakie cechują metody analizy chromatograficznej, dotyczą techniki ekstrakcji gazów, poprzedzającej ich analizę.

Do technik klasycznych zalicza się systemy próżni (partial degassing lub Toepler), oraz bardziej nowoczesną – bąbelkowania (streepingu) z małej próbki Metodykę pomiaru z ich udziałem ujmuje standard 467 IEC.

Metoda pomiaru z ekstrakcją próżniową wykazuje wysoką czułość (rzędu pojedynczych ppm względem węglowodorów oraz dziesiątek ppm względem tlenków węgla). Należy przy tym nadmienić, iż czułość ta przewyższa o parę rzędów czułość metod elektrycznych.

Krytykowane cechy powyższej metody to przede wszystkim:
- duża próbka oleju (od 100 do 250ml),
- możliwe straty gazu w układzie desorpcji gazów, które dotyczą przede wszystkim starszych typów aparatów o rozbudowanym układzie,
- stosowanie rtęci, szkodliwej dla zdrowia.

Do technik nowoczesnych, będących wynikiem dokonanych modyfikacji należy zaliczyć:
- zmodyfikowane, uproszczone systemy próżni oraz – zastąpienie – rtęci – medium ekologicznym,
- oparte na zjawisku równowagi termodynamicznej pomiędzy udziałem gazów w fazie gazowej i olejowej,– Head-space i Shake Test.
  Szczególnie cenione zalety metody Head-space to :szybkość przeprowadzenia pomiaru, mała objętość próbki do jej przeprowadzenia (ok. 20 ml) oraz możliwość stosowania automatyzacji, pozwalającej na dokonywanie większej liczby pomiarów w jednej serii.
  Metoda Skake Test dostosowana została do przeprowadzania pomiarów na miejscu zainstalowania transformatora została ona wyposażona w skomputeryzowany układ chromatografu przenośnego.

Wprowadzenie nowych technik pomiarowych stworzyło konieczność dokonania porównania uzyskiwanych na ich podstawie wyników. Pomiary o tym charakterze prowadzono przede wszystkim w ramach działalności Komitetu 15 CIGRE, Grupy Roboczej 01 i stworzonej w jej obrębie Grupie Zadaniowej 07. Na podstawie tych badań stwierdzono, iż występujące różnice wyników pomiarów nie odbiegały od rozrzutów występujących w ramach jednej metody wykonywanej w różnych laboratoriach.

6.2. METODA POMIARU ZWIĄZKÓW FURANU.

Pełny obraz składu związków furanu umożliwia chromatografia cieczowa (HCLP) Jej procedurę ujmuje standard 1198IEC z 1993r. Granica wykrywalności tą metodą sięga 0,01 ppm.

7. ZASADY POBIERANIA PRÓBEK DO BADAŃ.

Do analizy gazów rozpuszczonych w oleju obowiązuje zasada pobierania próbek oleju opisana w standardzie 567 IEC.

Zgodnie z podanymi w tym dokumencie wytycznymi, do pobierania i transportu próbek stosowanymi są pojemniki szklane – pipety, biurety bądź butelki. W przypadku stosowania butelek wymagane jest, aby były one wyposażone w korki gazoszczelne uniemożliwiające wyciek gazów lotnych, w tym, w szczególności, wodoru.

Butelki, małej pojemności, z korkami gazoszczelnymi, znalazły zastosowanie w większości laboratoriów stosujących metodę head-space.

Próbki do pomiaru związków furanu pobierane są zazwyczaj jednocześnie z próbkami do DGA.; razem bądź niezależnie. Ze względu na wrażliwość furanów na działanie światła zalecane jest stosowanie pojemników z ciemnego szkła lub stosowanie odpowiedniej osłony (np. z ciemnego papieru).

Wymagane jest aby pojemnik z olejem przeznaczonym do wykonania w/w pomiarów zaopatrzony był w etykietę zawierającą charakterystykę transformatora

8. ROLA I ZAKRES STOSOWANIA MONITORINGU NA PODSTAWIE ANALIZY JEDNEGO LUB KILKU GAZÓW W SYSTEMIE ON-LINE

Ogólnie rzecz biorąc monitoring spełnia ważną rolę w przypadku występowania szybkiego rozwoju defektu. Minimalizując prawdopodobieństwo wystąpienia poważnej w skutkach awarii umożliwia on podjęcie stosownych działań przez służby nadzoru bądź automatycznego wyłączenia transformatora

Korzyści w tym względzie, wynikające z uzupełnienia wyposażenia w urządzenie monitorujące (niezależnie od przekaźnika gazowo-przepływowego) były i są nadal przedmiotem dyskusji. Niewątpliwie jednak, czujnik obserwujący szybkość narastania koncentracji określonego gazu/gazów połączony z przekaźnikiem sygnalizującym stan alarmowy, a następnie –powodujący wyłączenie transformatora, jest urządzeniem bardziej czułym od przekaźnika Buchholtza i tym samym lepiej od niego chroni transformator przed rozległym uszkodzeniem. Urządzenia tego rodzaju uznano za szczególnie pożądane w transformatorach dużej mocy zainstalowanych w strategicznych punktach sieci.

Uważa się jednak za niezbędne do podejmowania ostatecznej decyzji, co do dalszego postępowania transformatora, korzystanie z diagnozy w systemie off-line tj. na podstawie wyników laboratoryjnej analizy gazów rozpuszczonych w oleju uzupełnionej odpowiednio dobranymi do danej sytuacji innymi badaniami.

Podstawowe znaczenie w stosowaniu monitoringu jest określenie „normalnego" poziomu koncentracji i przyrostu koncentracji gazów, specyficznych dla danej jednostki. Należy przy tym mieć na względzie, że poziom normalny jest wartością średnią z wahań koncentracji jakie występują w warunkach pracy transformatora.

Przy wyznaczaniu poziomu normalnego należy mieć pewność co do szczelności przełącznika mocy, podobciążeniowego przełącznika zaczepów.

6. ROLA BADAŃ DIAGNOSTYCZNYCH ZAWILGOCENIA I ZESTARZENIA IZOLACJI TRANSFORMATORÓW

Doc. dr inż. Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego

1. WSTĘP.

Zainteresowanie diagnostyką urządzeń elektroenergetycznych w tym zwłaszcza transformatorów olejowych, datuje się od pierwszych lat okresu powojennego. Przez stosunkowo długi czas, stosowanie diagnostyki transformatorów w praktyce eksploatacyjnej miało zarówno gorących zwolenników jak i gorących przeciwników.

Zwolennicy mieli nadzieję na ustalenie kryteriów oceny badań profilaktycznych umożliwiających definitywne określenie momentu, w którym urządzenie należałoby wycofać z ruchu w celu uniknięcia awarii.

Przeciwnicy – zakładali, że okres życia transformatora, ze względu na proces tzw. starzenia „moralnego" uwarunkowanego postępem w konstrukcji i technologii nowych generacji jednostek o znacznie lepszych parametrach techniczno-ekonomicznych, będzie wynosić od 15-20 lat. W tym czasie, zdaniem wielu specjalistów, proste zabiegi konserwacyjne będą stanowić dostateczną rękojmię niezawodności pracy transformatora w przewidzianym z góry okresie eksploatacji.

Na rzecz takiego stanowiska przemawiały wyniki analiz awaryjności występującej w dużych populacjach transformatorów. Stała praktycznie wartość uszkadzalności w funkcji czasu eksploatacji świadczyła, iż statystycznie biorąc, procesy starzeniowe nie wywierały istotnego wpływu na niezawodność pracy transformatorów.

Dziś można stwierdzić, że pierwotne oczekiwania zwolenników i przeciwników diagnostyki nie spełniły się.

Punktem kulminacyjnym, w którym nastąpiła zmiana poglądów było zapoczątkowanie procesu tworzenia rynku energii, a w ślad za tym dążenie do przedłużania czasu życia eksploatowanych urządzeń oraz zmniejszania ich kosztów utrzymania przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka przerw w dostawie energii do końcowego odbiorcy.

Praktyka wykazała ponadto, że w standardowych warunkach pracy „zużycie" izolacji transformatora następuje zazwyczaj po okresie znacznie przekraczającym spodziewane

20 lat; obecnie szacuje się, że długość życia transformatora może osiągnąć 50 lat. Podkreślić przy tym należy, że po „skoku" technologicznym jaki nastąpił z chwilą wprowadzenia zimnowalcowanych blach magnetycznych, dalszy postęp w dziedzinie konstrukcji transformatorów nie wprowadził na tyle istotnych zmian, ażeby z punktu widzenia ekonomicznego zasadne było zastępowanie „starych" transformatorów (np. dwudziestoletnich) nowymi jednostkami.

W tych warunkach, szczególnego znaczenia nabrały doświadczenia nagromadzone przez przedsiębiorstwa energetyczne, które wykazały, że niezależnie od awarii wywołanych narażeniami z rodzaju zwarć, przepięć lub awaryjnych przeciążeń, w transformatorach występują defekty zainicjowane okolicznościami, które ogólnie biorąc noszą cechy zdarzeń przypadkowych.

Nazwa „defekt" obejmuje te zjawiska, które odbiegają od przeciętnego zachowania się transformatora, a których rozwój może doprowadzić do uszkodzenia transformatora nawet w warunkach jego normalnej pracy.

Przyczyny tych defektów mogą mieć różny charakter. Zainicjowane mogą być błędami konstrukcyjnymi i technologicznymi a także narażeniami przepięciowymi, zwarciowymi oraz cieplnymi w czasie przeciążeń, drganiami magnetostrykcyjnymi, zmęczeniem materiałowym połączeń, rozluźnieniem zestyków itp. Mimo, że w nomenklaturze technicznej używa się nazwy: „wolno rozwijające się defekty" to w rzeczywistości, niektóre z nich pozostają w stabilnym stanie nie powodując zakłóceń w pracy transformatora, niektóre zanikają lub przechodzą w stan uśpienia, a niektóre, z fazy wolnego rozwoju – przechodzą w stan bardzo szybkiego rozwoju prowadzącego do uszkodzenia transformatora.

Aktualnie stosowane metody diagnostyczne nie tylko potrafią wykryć „wolno rozwijające się defekty", ale również ocenić dynamikę ich rozwoju i określić w przybliżeniu związany z tym stopień zagrożenia dla dalszej pracy transformatora. Tym samym, diagnostyka stała się narzędziem., które służy zmniejszeniu ryzyka związanego z przedłużaniem okresu życia urządzenia, a w przypadku ujawnienia defektu wymagającego interwencji – jest pomocna w ustalaniu terminu i zakresu wykonania niezbędnej naprawy jednostki; jest w stanie ponadto zabezpieczyć przed nieoczekiwanym wyłączeniem transformatora

Jeśli chodzi o degradację[1)] izolacji, to współczesne metody diagnostyczne umożliwiają dokonywanie bieżącej oceny „stanu zużycia" zarówno izolacji papierowej jak i oleju, a także wpływu jaki na przyspieszenie procesu degradacji może wywrzeć stan zawilgocenia izolacji celulozowej.

2. ROLA OCENY ZESTARZENIA I ZAWILGOCENIA IZOLACJI W ZARZĄDZANIU EKSPLOATACJĄ TRANSFORMATORÓW.

Jest oczywiste, że przyjęcie zasady „jak najdłuższej" eksploatacji transformatora wymaga w pewnym momencie podjęcia decyzji o wycofaniu jednostki z ruchu. Stosowanie w tym względzie sztywnych kryteriów „końca życia" nie sprawdziło się w praktyce. Ogólnie można stwierdzić, że decyzja ta zależy od strategii przyjętej przez użytkownika transformatora.

Jako skrajny przykład, można tu przytoczyć postępowanie z hermetycznymi[2)] transformatorami rozdzielczymi małej mocy, w stosunku do których nie przewiduje się żadnych eksploatacyjnych badań diagnostycznych poza okresowymi oględzinami. Przyjmuje

się na ogół, że końcem życia tych transformatorów jest ich uszkodzenie, które, dzięki odpowiednim zabezpieczeniom po stronie górnego napięcia, nie staje się przyczyną większych zakłóceń w sieci rozdzielczej wysokiego napięcia.

Energia wydzielona przy zwarciach wewnętrznych w tych transformatorach jest na tyle mała, a konstrukcja kadzi na tyle mocna, że na ogół nie dochodzi do wycieku oleju i tym samym – skażenia środowiska co jest ważne, ze względu na aspekt ekologiczny stosowania w/w kryterium.

Należy jednak nadmienić, że nieszczelność kadzi takiego transformatora, zaobserwowana w postaci wycieku oleju jest defektem wymagającym jak najszybszej interwencji

Opisana powyżej strategia jest szczególnie do przyjęcia przez użytkownika zarządzającego dużą populacją transformatorów rozdzielczych, dla którego dysponowanie rezerwą nie przedstawia większego problemu ekonomicznego. W przypadku użytkownika, dla którego kwestia niezawodności poszczególnych jednostek jest szczególnie ważna, a w ślad za tym kwestia bieżącej oceny ich stanu staje się istotna i przy tym – koszt wymiany transformatora w porównaniu z kosztami skutków awarii jest mały, posługiwanie się diagnostyką staje się bez wątpienia uzasadnione.

Warunkiem jednak przystosowania jednostki do badań diagnostycznych jest wyposażenie jej w konserwator co umożliwia pobieranie próbek oleju do badań. Zakres pomiarów wykonywanych na tych próbkach jest na ogół dostatecznie wystarczający do oceny stanu tego typu transformatorów w tym stanu zestarzenia i zwilgocenia, z wyjątkiem kontroli po stanach zwarciowych. Kryterium końca życia w stosunku do tych transformatorów powinno być odniesione do określonego stanu niepewności spowodowanego najczęściej zestarzeniem izolacji, bądź pojawieniem się defektów i ich rozwojem. Pośrednim rozwiązaniem w stosunku do wyżej wymienionych jest wyposażenie transformatora hermetycznego w przekaźnik zabezpieczający, opisany w normie PN-EN 502 16-3, który może być wykorzystany do wykrywania gromadzącego się gazu, sygnalizacji wystąpienia nieszczelności lub nadciśnienia, a także – nadmiernego przekroczenia dopuszczalnej temperatury górnej warstwy oleju.

Podział transformatorów na grupy zapoczątkowany został przy okazji ustalania wymagań na właściwości oleju „świeżego" przeznaczonego do napełniania transformatorów oraz oleju „używanego" tj. znajdującego się w eksploatowanych jednostkach .

Podejście takie jest bardzo istotne w stosunku do wytrzymałości elektrycznej oleju „używanego", właściwość ta bowiem jest szczególnie ważna z punktu widzenia niezawodności układu izolacyjnego transformatora.

Współcześnie jakość olejów izolacyjnych oraz poziom wykonawstwa transformatora, a w szczególności przestrzegana przy tym wykonawstwie czystość (w tym czystość materiałów) powodują, że utrzymanie wysokiej wartości napięcia przebicia oleju znajdującego się w transformatorze nie stanowi dużego problemu ani technicznego, ani ekonomicznego. Napięcie to, w standardowym układzie elektrod, w przypadku czystego i suchego oleju (o zawartości wody rozpuszczonej w oleju $\leq$ 5 ppm) przekracza wartość 60kV. Zarysowuje się zatem celowość stosowania aparatury probierczej umożliwiającej wykonywanie pomiarów wyższych wartości napięć przebicia, ponieważ wartość ta, a w szczególności jej zmiany są jednym z najważniejszych wskaźników sygnalizujących zmiany stanu układu izolacyjnego.

Wymaganiem, które m.in. figuruje w standardach i instrukcjach jest zawartość wody rozpuszczonej w oleju. Należy jednak mieć na względzie że zawartość tej wody jest zależna

od zawilgocenia izolacji papierowej, a ściślej – od kwazi równowagi termodynamicznej występującej na granicy pomiędzy olejem, a izolacją celulozową. Równowaga ta silnie zależy od temperatury; wzrost temperatury powoduje wzrost wody rozpuszczonej w oleju. Wymagania na zawartość wody rozpuszczonej muszą być przypisane do konkretnej temperatury, także, jak to będzie dalej wyjaśnione – liczbie kwasowej badanego oleju.

Wytrzymałość elektryczna oleju i zawartość rozpuszczonej w nim wody są wielkościami determinującymi wytrzymałość elektryczną układu izolacyjnego transformatora i z tego powodu wymagania odnoszące się do nich muszą być jasno sprecyzowane, a przypisane tym wymaganiom liczby powinny być traktowane jako skrajnie dopuszczalne. Należy przy tym mieć na względzie, że na skutek zanieczyszczenia cząstkami obcych ciał, wytrzymałość elektryczna może nie spełniać wymagań mimo małej zawartości wody rozpuszczonej w oleju.

Pozostałe właściwości oleju i zmiany poziomu ich wartości nie rzutują na niezawodność pracy transformatora w sposób tak istotny jak w/w wielkości.

Dlatego też właściwościom tym przypisuje się określone wartości graniczne, które nie powinny być przekraczane; poprawa tych właściwości nie wymaga jednak podjęcia natychmiastowych działań. Należy się jednak liczyć, że przekroczenie w/w granicznych wartości przyczynia się do skrócenia okresu życia transformatora. Decyzja o podjęciu działań „odnowy" tych właściwości nabiera zatem charakteru strategicznego, zaś o strategii decyduje użytkownik transformatora.

Wytrzymałość elektryczna izolacji celulozowej jest właściwością znacznie mniej wrażliwą na zawilgocenie w porównaniu do oleju. Można zatem stwierdzić, że dopuszczalne zawilgocenie izolacji celulozowej jest determinowane wymaganiami na dopuszczalną zawartość wody rozpuszczonej w oleju, ponieważ ta ostatnia jest następstwem stanu kwazi równowagi na granicy papier-olej, zależnej od temperatury.

Podstawową właściwością celulozowej izolacji zwojowej jest jej wytrzymałość mechaniczna. Zmniejszenie tej wytrzymałości powoduje obniżenie odporności zwarciowej uzwojenia. Głównym czynnikiem powodującym spadek tej właściwości jest starzenie cieplne. Dodatkowymi czynnikami przyspieszającymi proces starzenia są poziom zawilgocenia izolacji i produkty rozkładu oleju.

Obecnie stosowane bezinwazyjne metody diagnostyczne tj. nie wymagające wyłączania transformatora z ruchu i zdobyte dzięki nim doświadczenia umożliwiają dokonywanie bieżącej kontroli stanu zestarzenia i zawilgocenia izolacji celulozowej eksploatowanego transformatora oraz wpływu jaki na to starzenie wywiera stan zestarzenia oleju i stan zawilgocenia izolacji papierowej.

Szczególnie groźne w skutkach są zmiany geometrycznego układu uzwojenia wywołane działaniem sił zwarciowych. Odkształcenia te powodują bliżej nieokreślone osłabienie odporności zwarciowej, które min. może skutkować miejscowymi przegrzaniami izolacji spowodowanymi zakłóceniami w rozkładzie prądów w uzwojeniu i związanym z tym wzrostem w przewodach strat na prądy wirowe indukowane strumieniem rozproszenia. To ostatnie dotyczy szczególnie uzwojeń wielowarstwowych i/lub nawijanych przewodami o ciągłej transpozycji żył stosowanych w transformatorach średniej i dużej mocy.

Ogólnie biorąc, mechaniczna wytrzymałość zwarciowa uzwojenia maleje w miarę czasu eksploatacji transformatora. Celulozowe elementy izolacyjne (papierowa izolacja zwojowa, preszpanowe wstawki dystansowe, pierścienie izolacyjne i in.) cechują właściwości elasto-

plastyczne; odkształcenia plastyczne powodują zmniejszanie się naprężeń ściskających pozostałych po sprasowaniu uzwojenia. Proces ten jest bardzo powolny, ale może być przyśpieszony w następstwie dylatacyjnych wahań wysokości uzwojenia oraz potęgowany występowaniem sił zwarciowych. Wpływ na to wywierają również : proces starzenia cieplnego celulozy oraz zawilgocenie. To ostatnie powoduje wprawdzie pęcznienie elementów izolacyjnych ale jednocześnie zwiększa ich właściwości plastyczne Należy przy tym mieć na względzie, że każde odkształcenie uzwojenia powoduje zwiększenie naprężeń mechanicznych w izolacji zwojowej.

Podwyższona temperatura uzwojeń towarzysząca dużym obciążeniom, a zwłaszcza awaryjnym przeciążeniom transformatora, na skutek postępującej rekrystalizacji materiału przewodowego (Cu, Al.) prowadzi do utraty przez ten materiał właściwości metalu „półtwardego" nabierając cech metalu „miękkiego", znacznie bardziej podatnego na odkształcenia.

Starzenie się oleju następuje głównie w następstwie reakcji z tlenem (oksydacji), i to zarówno z tlenem stykającym się z powierzchnią oleju jak i tlenem rozpuszczonym w oleju. Próba odporności antyoksydacyjnej jest jednym z najważniejszych badań kwalifikacyjnych oleju. Powszechnie przyjętą miarą starzenia oleju są zmiany liczby kwasowej; dodatkowo stosowane są pomiary napięcia powierzchniowego. Niestety, nie ma jak dotąd metody wskazującej na zapoczątkowanie procesu wytrącania się produktów rozkładu oleju. Produkty te, w postaci osadu, zwanego potocznie szlamem, przylegają do powierzchni uzwojeń; szczególnie do uzwojeń wysokiego napięcia pogarszając tym samym warunki ich chłodzenia. Powodem tego zjawiska jest silna polarność molekuł produktów rozkładu oleju.

Ogólnie stwierdzono, że zakwaszenie oleju powoduje przyspieszenie procesu starzenia izolacji papierowej. Przyspieszenie to potęguje, w bliżej nieokreślony sposób, szlam osadzony na izolacji uzwojeń, który poza negatywnym oddziaływaniem chemicznym, utrudniając chłodzenie uzwojenia, powoduje lokalny wzrost temperatury.

Ze wzrostem wartości liczby kwasowej wzrasta prawdopodobieństwo wytrącenia się szlamu; a po okresie wzrostu – nagły spadek wartości – jest sygnałem wytrącenia się dużych ilości szlamu nierozpuszczalnego w oleju

Ze wzrostem liczby kwasowej następuje wzrost rozpuszczalności wody co skutkuje tym, że w miarę starzenia oleju, określonemu poziomowi zawilgocenia izolacji papierowej odpowiada coraz większa zawartość wody rozpuszczonej w oleju

Ten wzrost – nie powoduje jednak zmniejszenia wytrzymałości elektrycznej oleju ponieważ , w tym przypadku, nie uległa względna ilość rozpuszczonej wody w stosunku do stanu nasycenia odpowiadającego maksymalnemu rozpuszczeniu wody, po przekroczeniu którego następuje wytrącenie się wody początkowo pod postacią koloidalnej zawiesiny, a następnie – w postaci kropel. Zależność wytrzymałości od względnej (w stosunku do stanu nasycenia) zawartości wody rozpuszczonej jest cechą oleju.

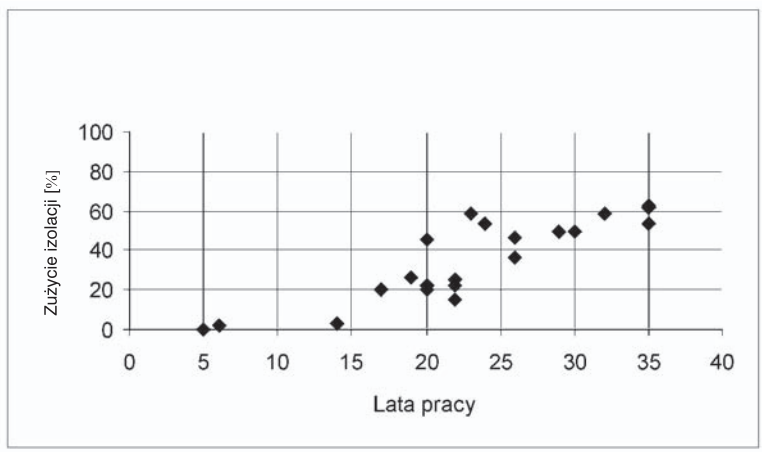
3. HERMETYZOWAĆ, CZY NIE HERMETYZOWAĆ TRANSFORMATORY?

Już 45 lat temu, J.Fabre i A Pichon wykazali, że okres życia izolacji papierowej można znacznie wydłużyć (do kilkudziesięciu lat) chroniąc wnętrze transformatora przed penetracją

powietrza atmosferycznego. W większości krajów europejskich nie wzięto pod uwagę tego stwierdzenia; stosowanie hermetyzacji ograniczono tylko do transformatorów najwyższych mocy i napięć.

W Polsce, w 1969r. uruchomiono produkcję[3)] transformatorów małej mocy z tzw. „poduszką powietrzną" kompensującą dylatacyjne zmiany objętości oleju. Zastosowanie blachy falistej na ściany kadzi, umożliwiło wyeliminowanie poduszki powietrznej i zwiększenie zakresu mocy produkowanych transformatorów hermetycznych4/. Nie wprowadzono natomiast hermetyzacji transformatorów na napięcie 110 kV.

Na rys. 1 przedstawiono wyniki badań zużycia izolacji niehermetyzowanych transformatorów o górnym napięciu znamionowym 110 kV pracujących w sieci jednego z miast w Polsce. Nadmienić należy, iż za miarę zużycia izolacji przyjęto procentowy spadek wytrzymałości na zerwanie przypisywany papierowej izolacji zwojowej w najgorętszej części uzwojenia (zwanym „punktem gorącym"; ang. „hot spot"). Spadek ten określono pośrednio za pomocą pomiaru koncentracji 2-furfuralu (2FAL) w próbkach oleju pobieranych z transformatorów.



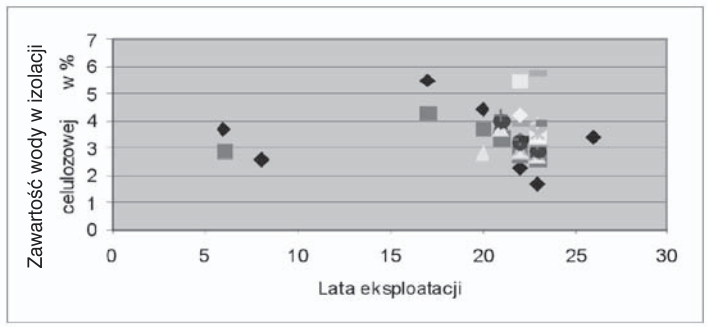
Rys.1 Zużycie izolacji transformatorów o górnym napięciu znamionowym 110 kV i o mocy powyżej 100 MVA pracujących w sieci jednego z miast w Polsce

Zbiór punktów na rys.1 należy traktować wyłącznie jako „fotografię" zaawansowania procesów starzeniowych („zużycia izolacji") w określonej populacji transformatorów. Tym nie mniej, występowanie jednostek, które mimo przekroczenia 20 lat eksploatacji zachowały znaczący „zapas" trwałości zdarza się na tyle często, że pod tym względem, zbadaną populację nie należy traktować jako wyjątku.

Jak łatwo zauważyć, na liczbę 15 transformatorów, których okres eksploatacji wyniósł $\geq$ 20 lat, zużycie izolacji $\leq$ 50 % wykazało 10 jednostek, przy czym, najstarsze – 35 – letnie wykazały ok. 40% – owy zapas trwałości.

Ogólnie, zaczyna się utrwalać pogląd, że 50%-owe zużycie izolacji nie powoduje jeszcze istotnego wzrostu prawdopodobieństwa uszkodzenia uzwojenia w przypadku wystąpienia narażeń elektrodynamicznych wywołanych zwarciami zewnętrznymi.

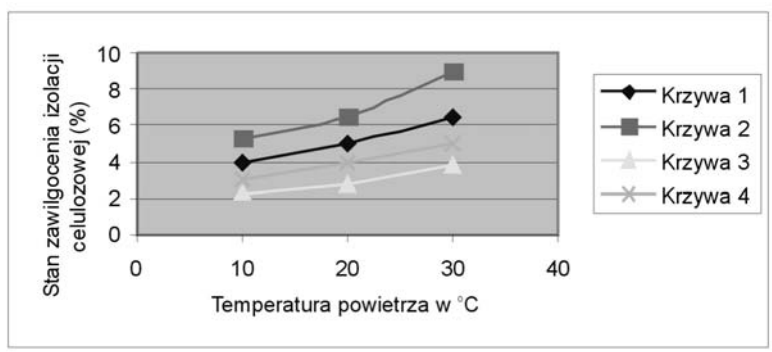
Na rys. 2 przedstawiono zbiór wartości zawilgocenia izolacji celulozowej niehermetyzowanych transformatorów należących do kilku populacji. Populacje te różniły się między sobą wielkością mocy i napięć znamionowych, a także warunkami obciążenia (z odstawianiem do zimnej rezerwy włącznie).



Rys. 2. Wyniki pomiarów stanu zawilgocenia izolacji celulozowej transformatorów o długim okresie eksploatacji.

Przy określaniu wartości zawilgocenia posłużono się krzywymi stanu równowagi termodynamicznej migracji wilgoci między izolacją papierową a olejem wyznaczonymi przez Oommena, do których odnoszono wyniki pomiarów zawartości wody rozpuszczonej w oleju.

Zwraca uwagę znaczny rozrzut wartości zawilgocenia, który dla badanych jednostek eksploatowanych przez 20 lat zawierał się w granicach od 2% do ok. 6%. Powodem tego rozrzutu, jak należy sądzić, były różne warunki pracy poszczególnych jednostek. Stan równowagi termodynamicznej w przypadku transformatora niehermetyzowanego dotyczy bowiem trzech ośrodków, a mianowicie : izolacji celulozowej, oleju i powietrza. Ten stan równowagi jak wynika z krzywych równowagi ustalonych przez Fabre`a i Pichon, silnie zależy od temperatury oleju oraz temperatury i wilgotności powietrza. Przykładem tego są charakterystyki przedstawione na rys. 3.



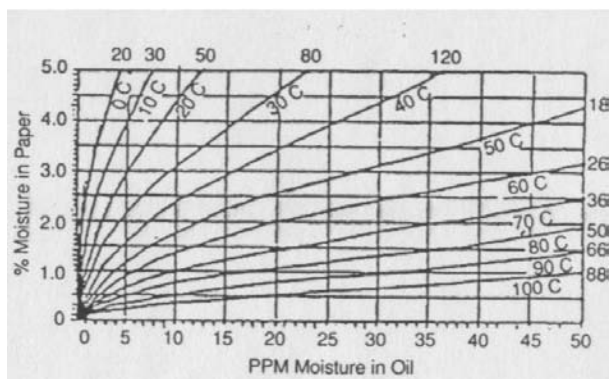
Rys. 3. Zależność zawilgocenia izolacji celulozowej od temperatury powietrza atmosferycznego przy różnych wartościach RH (50% – krzywe 1 i 3; 100% – krzywe 2 i 4) oraz różnych temperaturach oleju (40°C – krzywe 1 i 2; 60°C – krzywe 3 i 4).

Charakterystyki te odpowiadają stanom stacjonarnym, które w rzeczywistości, w pracującym transformatorze nie występują. Tym nie mniej, analiza tych charakterystyk prowadzi do ważnych wniosków, a mianowicie: z tym większym zawilgoceniem izolacji celulozowej należy się liczyć im wyższe są: temperatura i wilgotność względna (RH) powietrza oraz im niższa jest temperatura oleju. A zatem najwyższe wartości zawilgocenia uzyskują transformatory odstawione z ruchu, w których olej pozostaje w kontakcie z otaczającym powietrzem. Przypomnieć przy tym należy, że sorbent umieszczony u wylotu rury łączącej konserwator z otaczającym powietrzem, co dawno stwierdzono, przyczynia się jedynie do spowolnienia dyfuzji wilgoci z otoczenia.

Odwrotnie, im transformatory są bardziej obciążane tj. im temperatura oleju jest wyższa, tym poziom zawilgocenia izolacji celulozowej jest niższy. A zatem, rozrzut wartości wilgoci w transformatorze o długim okresie eksploatacji (vide rys. 2) tłumaczyć należy przede wszystkim różnymi reżimami obciążania.

Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, iż w środkowo-europejskim klimacie, zdecydowanie przeważają takie warunki pogodowe, przy których wilgoć powietrza dyfunduje do wnętrza transformatora, co powoduje, że zawilgocenie izolacji celulozowej w czasie eksploatacji transformatora ma stały trend wzrostowy. Do rzadkości jednak należą przypadki przekroczenia przez pracujące transformatory, poziomu 5% zawilgocenia izolacji celulozowej.

Oczywiście, poziom ten ulega obniżeniu w następstwie procesów uzdatniających olej. Procesy te, jeśli chodzi o obniżenie zawartości wody rozpuszczonej w oleju, (tzw. metodą obiegowego suszenia transformatora) prowadzą jednocześnie do zmniejszenia zawilgocenia izolacji celulozowej. Jest to zresztą, jak już wspomniano, warunek konieczny co wynika bezpośrednio z krzywych Oommena (rys. 4).

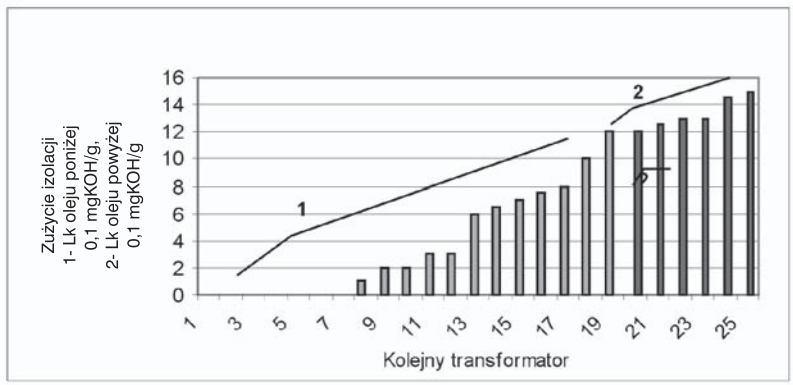


Rys. 4. Charakterystyki stanu równowagi pomiędzy zawartością wody rozpuszczonej w oleju i zawartością wody w izolacji papierowej wg Oommena.

Poziom ten, co wymaga podkreślenia, praktycznie nie ulega zmianie przy zmianach temperatury w czasie eksploatacji transformatora, w przeciwieństwie do koncentracji wody rozpuszczonej w oleju. Spowodowane to jest znaczną różnicą masy wody zaabsorbowanej przez izolację celulozową w porównaniu do masy wody w oleju w stanie kwazirównowagi

termodynamicznej określonej wysokością temperatury. Dla przykładu – przy 60°C i zawilgoceniu izolacji celulozowej wynoszącym 2% w 1 cm^3 preszpanu jest ok. 1700 razy więcej wody niż w 1 cm^3 oleju.

Przykładem małego zużycia izolacji jest populacja niehermetyzowanych transformatorów o górnym napięciu znamionowym 15-30 kV, pracujących przez okres ok. 20 lat w sieci rozdzielczej dużego zakładu przemysłowego (rys.5).



Rys. 5. Zużycie izolacji (w %) transformatorów po 20 latach pracy w warunkach normalnego procesu starzenia izolacji zwojowej.

Małe, chociaż zróżnicowane, zużycie izolacji spowodowane zostało dokonaną przez Zakład zmianą technologii produkcji, na mniej energochłonną. Mimo tak dużej zmiany w poborze mocy, zbadaną populację można podzielić na 2 grupy. Pierwszą grupę o mniejszym (w kilku przypadkach zerowym) zużyciu izolacji, w której liczba kwasowa oleju Nn nie przekroczyła 0,1 mg KOH/g i drugą grupę o większym zużyciu izolacji, nie przekraczającym jednak 16%, w której Nn przekroczyła 0,1 mg KOH/g.

Przytoczone wyniki są przykładem tego, że w układach papierowo-olejowych pracujących przy dostępie powietrza atmosferycznego, najsłabszym komponentem pod względem odporności na starzenie jest olej mineralny, którego degradację przyśpieszyło dodatkowo, stwierdzone w tym przypadku przesycenie tlenem pochodzącym z kontaktu z powietrzem W takim przypadku olej staje się bardziej podatny na procesy oksydacyjne niż izolacja celulozowa.

Już dosyć dawno stwierdzono, a potwierdzono w ostatnich zaleceniach Poradnika CIGRE [5], że zestarzony olej (o liczbie kwasowej > 0,1 mgKOH/g), oddziaływuje na izolację celulozową przyspieszając proces jej degradacji.

Odcięcie dostępu powietrza (tlenu) do wnętrza transformatora (hermetyzacja) powoduje zatem znaczne spowolnienie procesu starzenia zarówno oleju jak i izolacji papierowej.

Potwierdziły to wyniki badań populacji transformatorów hermetycznych małej mocy z poduszką powietrzną eksploatowanych przez okres 15 lat. Z populacji tej, szczegółowym badaniom poddano 10 jednostek na napięcie 15 kV, które pracowały w szczególnie ostrym reżimie; na co wskazuje fakt, że powodem ich odstawienia z ruchu była konieczność zastąpienia ich przez jednostki o większej mocy.

Przeprowadzone badania wykazały co następuje :

- z wyjątkiem jednej jednostki brak zmian rezystancji izolacji wskazujących na zawilgocenie uzwojeń,
- liczba kwasowa oleju Nn we wszystkich jednostkach z wyjątkiem jednej nie przekroczyła 0,1 mg KOH/g,
- nie stwierdzono obecności wody w postaci skondensowanej w oleju,
- spadek wytrzymałości papieru izolacyjnego na zerwanie nie przekroczył 40%,
- wszystkie badane jednostki nie wykazywały wyładowań niezupełnych w izolacji uzwojeń oraz przeszły z wynikiem dodatnim próbę napięciem udarowym wg PN-83/E-06040 (przy 100% wartości szczytowej udarów)

Powodem wyższej wartości N_n jednej jednostki i niższej wartości rezystancji jej izolacji było najprawdopodobniej wystąpienie nieszczelności uszczelek pokrywy kadzi. Nadmienić należy, że badana populacja wykazała się mniejszym o ok. 30% wskaźnikiem uszkadzalności od jednostek niehermetyzowanych co oczywiście nie można wyłącznie przypisać eliminacji kontaktu wnętrza transformatora z powietrzem atmosferycznym.

W wyniku przeprowadzenia w/w badań wnioskowano o zaniechanie okresowych kontroli profilaktycznych polegających na sprawdzaniu właściwości oleju i innych wskaźników izolacji.

4. POŚREDNIE SKUTKI ZAWILGOCENIA IZOLACJI CELULOZOWEJ

Na pośrednie skutki zawilgocenia izolacji celulozowej składają się dwa zjawiska, które powodują zagrożenie awarią transformatora, a mianowicie:

- gwałtowne odparowanie wody z izolacji celulozowej w postaci bąbli co może skutkować rozwojem wyładowań niezupełnych prowadzących aż do przebicia oleju; zjawisko to zachodzi powyżej temperatury 100°C przy czym wysokość temperatury, która inicjuje „bąblowanie' zależy od poziomu zawilgocenia izolacji celulozowej.
- kondensacja wody rozpuszczonej w oleju w przypadku nagłego spadku temperatury.

Pierwsza okoliczność występuje w stanach obciążeniowych; przy zawilgoceniu izolacji celulozowej wynoszącym 2%, „bąblowanie" zachodzi przy temperaturze 140°C. Ze wzrostem zawilgocenia – temperatura ta ulega obniżeniu.

Druga okoliczność może wystąpić gdy nagrzany olej styka się z silnie schłodzoną powierzchnią radiatorów, np w następstwie opadów śniegu z deszczem. Skondensowana woda, w postaci bardzo małych kropelek ścieka do dolnej części kadzi co objawia się rozrzutem wartości napięć przebicia oleju którego próbkę pobiera się z tej części kadzi, a także bywa powodem rozrzutu wartości koncentracji wody rozpuszczonej w oleju mierzonej metodą Karla-Fischera.

W przypadku zawilgocenia izolacji papierowej do poziomu nie przekraczającego 2%, wystąpienie kondensacji wody jest mało prawdopodobne .

5. WARTOŚCI DOPUSZCZALNE I GRANICZNE DOTYCZĄCE ZAWILGOCENIA I STARZENIA OLEJU ORAZ IZOLACJI PAPIEROWEJ

Wartość graniczna, w odróżnieniu od dopuszczalnej, ma charakter zalecenia.

W poniższej tabeli zestawiono wartości dopuszczalne kilku właściwości oleju znajdującego się w eksploatowanym transformatorze. Wartości te zaczerpnięto z normy IEC 60 422. Zwraca uwagę, że norma ta dopuszcza zestarzenie oleju powyżej poziomu, przy którym produkty jego rozkładu zaczynają oddziaływać negatywnie na izolację papierową oraz prawdopodobne staje się wytrącenie osadu w postaci szlamu.

Dopuszczalny poziom zawilgocenia izolacji papierowej wynikający z przyjętych w normie dopuszczalnych ilości wody rozpuszczonej w oleju (po uwzględnieniu poziomu zakwaszenia oleju) jest również stosunkowo wysoki wynosi on bowiem odpowiednio: dla pierwszej grupy transformatorów – ok. 6%, dla drugiej – ok. 4% i dla trzeciej – ok.3%.

Przyjęcie wartości granicznych: 2% zawartości wody w izolacji papierowej, wartości liczby kwasowej – 0,1 mg KOH/g oraz koncentracji związku furanu 2FAL – 2ppm. Zapewniałoby przystosowanie transformatora do przeciążeń przy których temperatura punktu gorącego mogłaby dochodzić do 140°C, a także zminimalizowane byłoby prawdopodobieństwo wykraplania się wody przy powierzchni radiatorów w czasie opadów śniegu z deszczem.

W przedziale zmian koncentracji 2FAL do wartości jego koncentracji nie przekraczających 2ppm, co podkreślono w referacie w podrozdziale 2.1. spadek wytrzymałość izolacji papierowej na zerwanie nie przekracza 50% co jak wskazuje praktyka nie powoduje istotnego zmniejszenia odporności uzwojenia na siły zwarciowe. Zawartość wody rozpuszczonej w oleju odpowiadająca poziomowi zawilgocenia izolacji papierowej umożliwia osiągnięcie wysokiej wartości wytrzymałości elektrycznej oleju.

Niezawodność pracy transformatora, który charakteryzuje się w/w cechami i który ponadto, nie wykazuje występowania defektów, można uznać za zadowalający.

Właściwość	Górne napięcie znamionowe transf.		
	< 72,5 kV	72,5 - 170 kV	> 170 kV
Liczba kwasowa Na mgKOH/g	> 0,3	> 0,20	> 0,15
Napięcie przebicia kV	> 30	> 40	> 50
Współczynnik strat dielektrycznych przy 90°C	< 0,5	< 0,5	< 0,2
Napięcie powierzchniowe mN/m	> 24	> 24	> 24
Zawartość wody w oleju o Zawartość wody [ppm] rozpuszczonej.w oleju (w przeliczeniu do 20°C)	< 25	< 15	< 10

LITERATURA:

[1] J.Fabre, A.Pichon: ”Processus et Agents de Degradation du Papier dans l`huile”, CIGRE, Sesja 1960, Rap.137

[2] J.Slowikowski, L.Dybowski,: ”Możliwości wyeliminowania badań okresowych hermetycznych transformatorów rozdzielczych”, Sem.Energopomiaru, Jaszowiec, 1975

[3] T.V.Oommen: ”Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Dryling Practice, IEEE, Trans.on Power Appl.Syst.PAS-103,No.10,1984

[4] J.Słowikowski: ”Some Remarks on the Rate of Using Life in Sealed Oil Transformers”, Record of 1988 IEEE Int.Symp.on Electr. Insul., Boston 1988

[5] WG A2.18 CIGRE “Life Management Techniques for Power Transformers”, Publ. nr. 227 CIGRE, 2003

[6] J.Kulikowski, S.Witczak, H.Słowikowska, J.Słowikowski: „Zachowanie się hermetycznych transformatorów rozdzielczych w eksploatacji”, Biul. Instytutu Energetyki, nr. 5, 1988r.

[7] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, wyd. Energopomiar-Elektryka, Gliwice, 2001

[8] IEC 60 422 Standard ”Supervision and Maintenance Guide for Mineral Insulating Oils In Electrical Equipment”, 1989-04

[9] P.J. Griffin: ”Water in Transformers – so what“, National (USA) Grid Condition Monitoring Conference”, 1996.

PRZYPISY

1) Degradacją określa się wszelkie procesy prowadzące do pogarszania się właściwości zarówno izolacji papierowej jak i oleju.
2) Transformatory szczelne, nie wyposażone w konserwator
3) produkcji Mikołowskiej Fabryki Transformatorów MEFTA.Wspólny projekt i konstrukcja – Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki i MEFTA, opracowanie olejoodpornego lakieru do emaliowania przewodów – Instytut Farb i Lakierów, produkcja przewodów emaliowanych – Polski Przemysł Kablowy
4) produkcji Fabryki Transformatorów i Aparatury Trakcyjnej ELTA; wspólny projekt Oddziału Transformatorów Instytutu Energetyki i Fabryki ELTA.

7. SYSTEMY ŚLEDZENIA STANU (MONITORINGU) I PROGRAMY EKSPERTOWE

Prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński, Dr inż. Tomasz Piotrowski, Prof. dr hab. inż. Jerzy Wodziński

Politechnika Łódzka

1. CIĄGŁE ŚLEDZENIE STANU TRANSFORMATORA

1.1. AKTUALNY STAN ZAAWANSOWANIA SYSTEMÓW MONITORINGU

Od początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku śledzenie stanu urządzeń stacji elektroenergetycznych stało się pierwszoplanowym zagadnieniem technicznym i naukowym. Aspekty tego są dwa: koszty awarii i koszty niedostarczenia energii odbiorcom są bardzo duże, a jednocześnie koszt samych urządzeń elektroenergetycznych na duże moce i wysokie napięcia jest także bardzo duży.

Po drugie rozwinęły się techniki komputerowe, które stworzyły nowe możliwości diagnostyczne dla pojedynczych urządzeń i możliwości budowy kompleksowych, zautomatyzowanych systemów diagnostycznych, dla całych systemów stacji elektroenergetycznej. W tym obszernym zakresie zagadnień transformator stanowi problem pierwszoplanowy, gdyż ma najwyższe napięcia zgodne z napięciami przesyłu i największe moce, zgodne z mocami generatorów.

Wiele szczegółowych informacji na temat systemów monitoringu on-line można znaleźć w książce [13] opisującej stan zaawansowania zagadnienia w Stanach Zjednoczonych.

Śledzenie stanu, według [1], może być zdefiniowane jako technika lub proces śledzenia charakterystyk pracy urządzenia, aby określić zmiany i trendy zmian, dla prognozowania niezbędnych czynności obsługowych zapobiegających uszkodzeniom lub awariom i/lub dla oszacowaniu stanu „zdrowia" urządzenia. Śledzenie stanu urządzenia obejmuje: instalację czujników, akwizycję danych, detekcję uszkodzeń i diagnostykę. Cele śledzenia stanu urządzenia są zestawione w tabeli 1.1.

CEL	METODA	PODSTAWOWE TECHNIKI	WŁAŚCIWOŚCI	WYNIK
Co jest wskazówką?	Akwizycja danych ↓	Czujnik, A/C, przekazywanie danych	On-line, ciągle lub często	Surowe dane, lub dane przetworzone, być może zawierające zakłócenia
Czy jakiś skutek istnieje?	Detekcja uszkodzeń (za pomocą metody modelu odniesienia lub wydobycia właściwości)↓	Sieci neuronowe Przetwarzanie sygnałów itp.	Prognostycznie	Ostrzeżenie, Kondensacja danych
Jaki i gdzie jest defekt?	Rozpoznanie wzorca, Klasyfikacja ↓	Logika rozmyta, system ekspertowy, sieci neuronowe, analiza cyfrowa, techniki komputerowe	On-line, automatycznie	Rozpoznane uszkodzenia, sugestie dla eksploatacji, i inne szczegółowe wyniki diagnostyczne
Co chcemy i co powinno być zrobione?	Ocena stanu, podjęcie czynności pomocniczych			

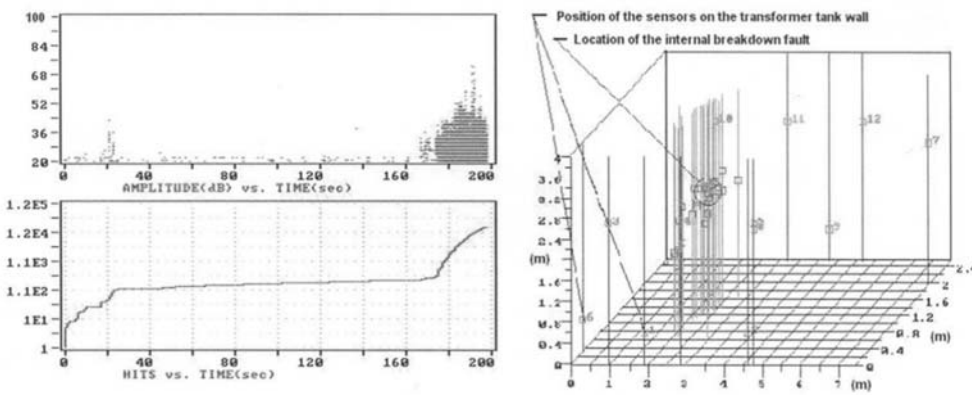
Tabela 1.1 Zagadnienia ogólne monitoringu stanu [1]

Głównymi elementami transformatora, które gwarantują jego poprawną pracę są: uzwojenia, rdzeń, kadź, układ chłodzenia, olej i podobciążeniowy przełącznik zaczepów (On Load Tap Changer – OLTC). Statystyki uszkadzalności transformatorów wykazują, że głównymi przyczynami uszkodzeń są uszkodzenia uzwojeń i uszkodzenia OLTC. Zatem kluczowymi parametrami, które muszą być śledzone, są parametry OLTC, starzenie izolacji papierowo-olejowej oraz warunki obciążenia i warunki pracy transformatora. Zestawienie najnowszych wyników badań w zakresie diagnostyki transformatorów zawiera tabela 1.2, zacytowana za [1].

2. POMIARY WNZ

2.1. AKUSTYCZNA METODA POMIARU I LOKALIZACJI WNZ

Pomiar wnz metodą akustyczną jest rozwijany od kilkunastu lat. W Polsce zagadnieniami teorii metody akustycznej zajmuje się Politechnika Opolska (prof. J. Skubis [2]) oraz Politechnika Śląska (dr F. Witos). Główną zaletą tej metody jest nieczułość na oddziaływania elektromagnetyczne, które w warunkach stacyjnych są bardzo duże i duża dokładność lokalizacji źródła wnz w objętości transformatora. Obrazuje to rys. 1.1, gdzie za [3] pokazano przykład lokalizacji czujników na powierzchni kadzi, przykłady uzyskiwanych sygnałów akustycznych i określenie miejsca występowania źródła wnz, którym w tym przykładzie był obszar pomiędzy górnym pierścieniem ekwipotencjalnym uzwojenia 110 kV, a dolną powierzchnią górnej belki jarzmowej rdzenia.

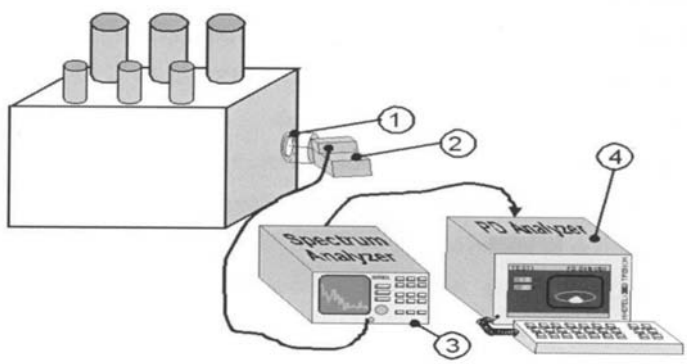


Rys. 1.1. Detekcja i lokalizacja, metodą akustyczną, źródła wnz na przykładzie wyładowań od pierścienia ekwipotencjalnego 110 kV; transformator 250/250/100 MVA, 400/121/10.5 kV, wg. [3]

2.2. ELEKTRYCZNA METODA POMIARU I LOKALIZACJI WNZ

Metody elektryczne pomiaru wnz w transformatorach energetycznych są stosowane od około 20 lat. Jednakże w warunkach stacyjnych główną trudnością w stosowaniu metody elektrycznej jest eliminacja zakłóceń elektromagnetycznych, które w warunkach stacyjnych są bardzo duże.

Dla uniknięcia tych trudności zespół badaczy z Uniwersytetu Delft, w Holandii, proponuje pomiar wnz na zakresie ultrawysokich częstotliwości (UHV). W tym celu do specjalnie spreparowanych kadzi transformatorowych, wyposażonych w odpowiednie okna (patrz rys. 1.2) proponują montowanie czujników sygnałów UHV, uzyskując dobre możliwości detekcji i lokalizacji wnz pozwalające odróżnić sygnały zakłóceń od sygnału użytecznego do detekcji. Czułość metody określono w [4] na kilka pC. Idea metody jest, za [4], wyjaśniona na rys. 1.2. (patrz również rozdz. 2.3)



Rys. 1.2. Układ do pomiaru wnz metodą sygnału UHV: 1 – okno w kadzi z czujnikiem sygnału UHV, 2 – przedwzmacniacz, 3 – analizator widma sygnału wnz, 4 - analizator wnz, wg. [4]

Tabela 1.2 Przegląd literatury na temat śledzenia stanu transformatorów energetycznych

USZKODZENIE	OBIEKT BADAŃ I MOTYW BADAŃ	METODA ŚLEDZENIA ON-LINE LUB PRZYRZĄD	OSTATNIO OPUBLIKOWANE WYNIKI BADAŃ	NOWY PUNKT WIDZENIA LUB NOWA TECHNIKA BADAŃ	KOMENTARZ
IZOLACJA UZWOJEŃ I IZOLACJA GŁÓWNA	temperatura gorącego punktu może warunkować czas życia transformatora i jego obciążalność	tradycyjne termopary, czujniki światłowodowe model termiczny, obraz termiczny, podczerwień (IR), termografia	indykator temperatury uzwojeń *	Monitor i alarm	Nie może niezawodnie odtwarzać stanów przejściowych
			zastosowanie modelu termicznego w systemie śledzenia *	Śledzenie oparte o model. Doświadczenie wskazuje, że istniejący model cieplny IEEE nie oddaje dobrze stanów nieustalonych temperatury otoczenia	
			ulepszony model termiczny *	Modyfikacja dotyczy modelu IEEE dla odpowiedniego uwzględnienia zmian dziennych temperatury otoczenia	Niezawodne i czułe śledzenie wymaga poprawienia
IZOLACJA UZWOJEŃ I IZOLACJA GŁÓWNA	Gaz w oleju to tradycyjna droga śledzenia stanu izolacji; rodzaj koncentracji i ocena ilorazów generowanych gazów może być wykorzystana do diagnozy uszkodzeń	Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA), czujnik wodoru (HYDRAN), analiza zawartości furanów (furfuraldehydów) (FFA)	Nowy czujnik optoelektroniczny dla określenia FFA *	Na miejscu określa koncentrację FFA bez udziału eksperta	
			Pomiar oparty o fluorescencję dla oszacowania FFA *	Nowa metoda pomiaru	
			Diagnoza uszkodzenia oparta o inteligentny system wspierania decyzji dla DGA*	Algorytm wnioskowania w oparciu o logikę rozmytą, system ekspertowy i sieci neuronowe	Diagnostyka inteligentna jest nowym narzędziem badań gorącego punktu

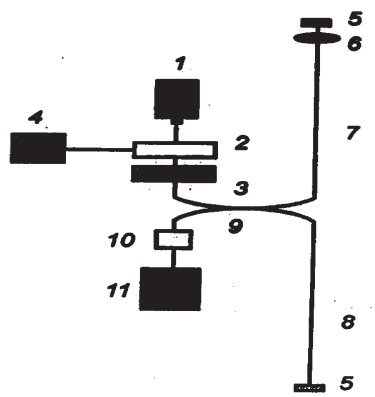
IZOLACJA UZWOJEŃ I IZOLACJA GŁÓWNA	Objawy wyładowań niezupełnych (PD) dla wszystkich uszkodzeń elektrycznych na wstępnych etapach i dla wszystkich przyczyn uszkodzeń izolacji	Zakłócenia radioelektryczne (RFI), metoda cewki Rogowskiego, emisja akustyczna (AE), metoda światłowodowa, detekcja gazów w oleju	On-line skalowanie i monitoring *	Stosuje się różne metody dla usunięcia zakłóceń, opisano metodę skalowania on-line	Skalowanie on-line jest bardzo ważne dla diagnozy i śledzenia on-line
			Model symulacyjny dla badania propagacji impulsów PD *	Symulacja pokazuje, że zastosowanie częstotliwości rezonansowej oszynowania podstacji jako częstotliwości monitoingu może zwiększyć czułość śledzenia	EMPT jest wykorzystany do obliczania macierzy impedancji dla transformatora jednofazowego
			Lokalizacja źródeł PD w oparciu o AE *	Przyrządy AE z oprogramowaniem dla trójwymiarowej lokalizacji źródeł PD	
			Detekcja i lokalizacja PD oparta o obróbkę sygnałów rozpoznawanych i kodowanych w dziedzinie czasu *	Analogowo-cyfrowe przetworniki i procedury matematyczne dla opisu kształtu fali impulsów PD	
Przełącznik zaczepów pod obciążeniem (OLTC)	OLTC większość uszkodzeń transformatora jest powodowanych przez uszkodzenie przełącznika zaczepów	Śledzenie temperatury oleju przełącznika mocy, model zużycia styków, pomiar parametrów ruchu, pozycja przełącznika, śledzenie wibracji	Przenośny indykator przerw OLTC *	Może wykrywać obwody otwarte związane z uszkodzeniami lub złymi stykami w OLTC usytuowanym w punkcie gwiazdowym	Śledzenie wibracji jest silnym kandydatem do detekcji zarówno uszkodzeń mechanicznych jak i uszkodzeń elektrycznych OLTC
			System monitoringu przełącznika mocy i system monitoringu selektora *	Śledzenie kondycji kompletnego przełącznika mocy i detekcja tego czy wszystkie styki selektora są w prawidłowej pozycji	

*UWAGA: Odpowiednie odsyłacze do źródeł literaturowych można znaleźć w [1].

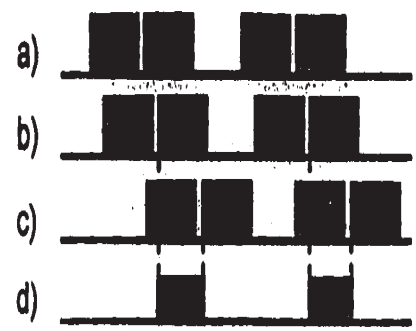
2.3. ŚWIATŁOWODOWY POMIAR INTENSYWNOŚCI WNZ [6]

W przypadku wykorzystania światłowodu do pomiaru sygnałów wnz wykorzystuje się zjawisko polegające na wywoływaniu w rdzeniu światłowodu naprężeń mechanicznych przez falę ciśnienia związaną z kanałem wnz. W wyniku tego zmienia się długość drogi optycznej strumienia świetlnego i współczynnik załamania światła. W konsekwencji otrzymuje się impuls świetlny zmodulowany fazowo przez zaburzenie. Modulacja fazowa polega na tym, że wartość chwilowa fazy przebiegu modulowanego zależy liniowo od wartości chwilowej sygnału modulującego. Modulację impulsowo-fazową uzyskuje się przez zmianę wartości szczytowej, długości lub położenia impulsów.

Dla zwiększenia czułości czujnika zwija się odpowiednio długi odcinek światłowodu (np. kilkadziesiąt metrów) w ceweczkę sklejoną żywicą epoksydową. Wolny koniec światłowodu posrebrza się, uzyskując zwierciadło, od którego odbija się strumień świetlny emitowany przez źródło światła. Do pomiaru wykorzystuje się ultradźwiękową część widma fali ciśnienia. Schemat ideowy układu pomiarowego pokazano na rys. 1.3. Wiązka światła z lasera 1 (długość fali 633 nm) poprzez sprzęgacz 9 zostaje przesłana do światłowodu 7 połączonego z czujnikiem 6 oraz do układu odniesienia składającego się ze światłowodu 8, o takiej samej długości jak światłowód 7.



Rys. 1.3. Schemat ideowy do pomiaru wnz za pomocą metody optoelektronicznej wg [6]



Rys. 1.4. Wzajemne położenie impulsów w różnych punktach układu wg [6]

Opóźnienie impulsu w gałęzi pomiarowej, w stosunku do fali w układzie odniesienia, zależy od fali ciśnienia związanej z wnz o określonej intensywności. W wyniku odbiornik składający się z fotodetektora 10 i demodulatora 11 określa przesunięcie fazowe, będące miarą ciśnienia. Dodatkowo polaryzator 3 ma za zadanie kontrolę polaryzacji strumienia świetlnego otrzymanego ze źródła.

W tym przykładzie strumień świetlny z lasera o częstotliwości f_o, odpowiadającej długości fali 633 nm, jest przekazywany paczkami impulsów. Każda paczka podzielona jest na 3 równe impulsy prostokątne (rys. 1.4) formowane przez generator UHF i układ bramkujący 4, zmodulowane częstotliwościowo w modulatorze 2 i wysyłane według sekwencji: impuls zmodulowany częstotliwością $f_1 = 80$ MHz $\rightarrow$ impuls zmodulowany częstotliwością $f_1 = 79$ MHz $\rightarrow$ brak impulsu. Pokazuje to rys. 1.4: na wyjściu modulatora (a),

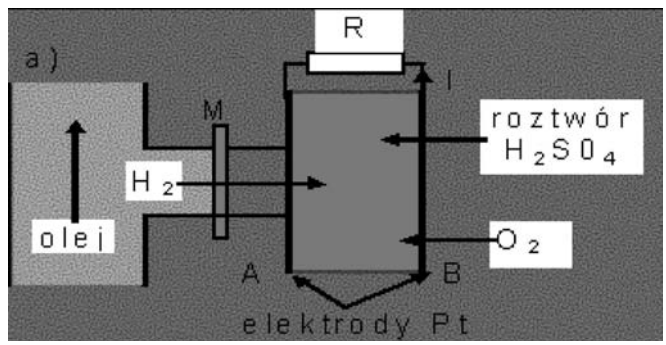
odbicie od końca układu odniesienia (b), odbicie od końca czujnika (c), na wejściu fotodetektora (d). Ten ostatni sygnał ma częstotliwość różnicową 1 MHz.

Szerokość impulsu wypadkowego, w fotodetektorze, zależy od przesunięcia fazowego wywołanego falą ciśnienia. Jest zatem miarą intensywności wnz. Czułość metody sięga 10 pC.

3. WYBRANE CZUJNIKI DO PRACY W SYSTEMACH MONITORINGU

3.1. POMIAR ZAWARTOŚCI WODORU ROZPUSZCZONEGO W OLEJU [12]

Czujniki zawartości gazu w oleju mogą wykrywać jeden lub kilka rodzajów gazu. Przykład jednego z najbardziej znanych i rozpowszechnionych czujników HYDRAN, stosowanego do ciągłego pomiaru zawartości wodoru i tlenku węgla w oleju, pokazano na rys.1.5.



Rys. 1.5. Zasada działania czujnika HYDRAN [6]

Podstawowym analizowanym gazem jest wodór. Między elektrodami A i B czujnika znajduje się 50 – cio procentowy roztwór H_2SO_4. Elektrody A i B wykonane są z porowatej platyny, która spełnia rolę kolektora prądu a jednocześnie usztywnia konstrukcję. Porowatość elektrod umożliwia przepływ analizowanego gazu i tlenu do wnętrza czujnika. Na elektrodach umieszczony jest bardzo cienki film z porowatego teflonu, na który nałożono warstwę czerni platynowej, stanowiącą aktywny element elektrod (katalizator). Znajdujący się między elektrodami pomiarowymi elektrolit jest całkowicie zdysocjowany, bowiem kwas siarkowy należy do „mocnych”[1)].

W wyniku działania zjawiska osmozy wodór dyfunduje przez przeponę M wykonaną z porowatego teflonu do wolnej przestrzeni a stamtąd poprzez elektrodę A do roztworu. Elektroda A

Rys. 1.5. Schematyczny przekrój czujnika HYDRAN (a) i jego krzywe kalibracji.

stanowi rodzaj elektrody wodorowej[2)]. Przy przechodzeniu wodoru przez warstwę czerni platynowej zachodzi reakcja

$$2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e$$

W związku z tym elektroda A ładuje się do ujemnego potencjału. Następnie następuje reakcja jonów wodoru z grupami SO_4^{--}.

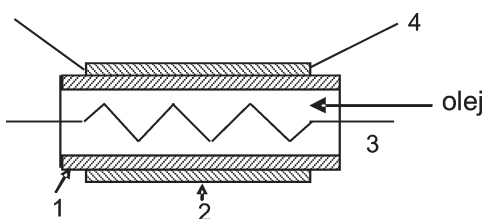
$$4H^+ + 2SO_4^{--} \rightarrow 2H_2SO_4$$

Nadmiar wodoru w elektrolicie zostaje zredukowany na drodze utlenienia (tlen zostaje dostarczony przez porowatą elektrodę B).

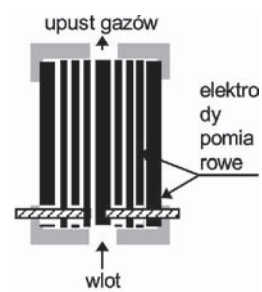
$$2H_2SO_4 + 4e + O_2 \rightarrow 2H_2O + 2SO_4^{--}$$

Zatem elektroda B uzyskuje potencjał dodatni (pobrano z niej 4 elektrony) a roztwór zmniejsza koncentrację. Pod wpływem powstałej różnicy potencjałów przez opornik R płynie prąd I, wywołując nań spadek napięcia ΔU. Obie wielkości są proporcjonalne do zawartości wodoru w oleju. Wskazania czujnika są zależne od temperatury. Wzrost jej zwiększa czułość pomiaru. Współpracujący z czujnikiem układ elektroniczny uruchamia alarm, gdy prędkość wydzielania się wodoru przekroczy założony próg. Czujnik reaguje także na zawartość tlenku węgla CO. Wykorzystuje się w tym przypadku zdolność roztworu H_2SO_4 do utleniania go do CO_2. Czułość jego w tym przypadku jest znacznie mniejsza. O ile bowiem odczyt zawartości wodoru obejmuje 100% jego koncentracji, to w przypadku tlenku węgla tylko 18%. Ważną zaletą czujnika HYDRAN jest krótki czas odpowiedzi wynoszący ok. 10 min. W nowszych wersjach czujników HYDRAN wykrywane są także acetylen (8% koncentracji) i etylen (1,5% koncentracji).

W miarę czasu eksploatacji stężenie elektrolitu obniża się. Nie ma to, nawet w dłuższej perspektywie czasowej większego znaczenia, bowiem wyjściowe stężenie jest wysokie a ilość wodoru niezbyt wielka.



Rys. 1.6. Oporowy czujnik koncentracji wodoru. 1 - ceramiczna obudowa, 2 - elektroda ze spieku S_nO_2, 3 - grzejnik, 4 - doprowadzenia do elektrody pomiarowej [12]



Rys. 1.7. Pojemnościowy czujnik gazów gromadzonych w przekaźniku gazowo – podmuchowym [12]

Drugi typ czujnika wodorowego pokazano na rys.1.6. Grzejnik utrzymuje stałą temperaturę oleju wewnątrz ceramicznej obudowy, przez którą przepływa olej. Wodór dyfunduje przez porowata ceramiczną obudowę i reaguje z tlenem elektrody. Uwalniane przy tej reakcji elektrony zwiększają jej konduktywność. Zakres pomiarowy koncentracji wodoru dla tego typu czujnika wynosi 0 ÷ 50000 ppm.

Inne czujniki wykorzystujące zjawisko osmozy zbudowane są z cienkich półprzepuszczalnych folii polimerowych (np. z tetrafluoroetylenu). Czujniki tego typu mogą być przystosowane do detekcji kilku najważniejszych z punktu widzenia oceny stanu izolacji transformatora węglowodorów (CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6) jak również wodoru, azotu, tlenu, tlenku i dwutlenku węgla. Zakres pomiarowy czujnika 0 ÷ 2000 ppm.

Nowym rozwiązaniem, jakie wprowadza się, jest pomiar gazów zgromadzonych w przekaźniku Buchholza. Czujnik (rys. 1.7) umieszcza się wewnątrz przekaźnika lub zamiast niego. Zajęcie części przestrzeni międzyelektrodowej w miejsce oleju przez gaz zmniejsza pojemność czujnika. Reaguje już na obecność 0,5 ml gazu.

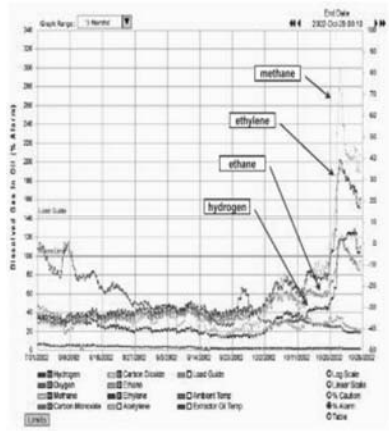
3.2. ANALIZATOR TRUEGAS [8, 9, 10]

Analizator TrueGas wykorzystuje układ laboratoryjnego chromatografu, pracującego w systemie on-line z transformatorem. Analizator wykrywa i mierzy gazy w oleju z układu chłodzenia transformatora. Jest tak zaprojektowany by móc pracować w środowisku typowym dla atmosfery i zakłóceń występujących w podstacjach elektroenergetycznych lub elektrowniach. Analizator jest wyposażony w odpowiednie oprogramowanie i współpracuje poprzez internet z centrum obliczeniowym dostawcy aparatu (Serveron Response Center).

Doświadczenia z wykorzystaniem analizatora próbkującego ilość gazów kilkakrotnie w ciągu doby pozwoliły wykryć specyficzne zjawiska, które choć stanowią źródło wytwarzania gazów to nie stanowią zagrożenia dla transformatora, oraz pozwoliły uchronić transformator w przypadku zjawisk rozwijających się szybko. Wyniki przegrzań mogą być oszacowane natychmiast.

Na rys. 1.9, przykładowo, pokazano nagły wzrost ilości czterech gazów (metan, etylen, etan, wodór), prawdopodobnie wywołany wyładowaniami niezupełnymi w objętości transformatora. Taka gwałtowna zmiana poziomu ilości gazów nie mogłaby być wykryta za pomocą konwencjonalnej analizy DGA (Dissolved Gas Analysis).

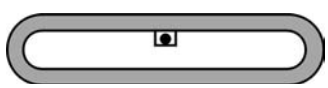
Rys. 1.8. Widok analizatora TrueGas zamontowanego przy transformatorze[9]



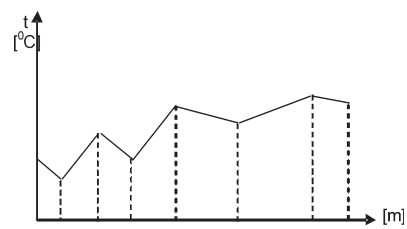
Rys. 1.9. Przykład dobowej aktywności w wydzielaniu gazów, wskazujący na wzrost poziomu wnz i dającej podstawę do alarmu [9]

3.3. POMIAR TEMPERATURY [12]

Do pomiaru temperatury oleju najczęściej stosowane są konwencjonalne metody z wykorzystaniem czujników oporowych lub termopar. Przy pomiarach temperatury w głębi uzwojenia stosowne są obecnie krzemowe światłowody. Wprowadzane są w wybrane miejsca uzwojeń już w trakcie produkcji. Umieszcza się je przede wszystkim w przewidywanych „gorących punktach" (hot spot). Światłowód może zostać umieszczony w specjalnym wydrążonym kanale znajdującym się w profilowym przewodzie nawojowym (rys. 1.10), bądź jest po prostu na nim nawinięty, lub poprowadzony wzdłuż wybranej drogi wewnątrz uzwojenia.



Rys. 1.10. Typowy sposób umieszczenia czujnika światłowodowego w przewodzie profilowym [12]



Rys. 1.11. Stylizowany rysunek rozkładu temperatury wzdłuż trasy światłowodu [12]

Wykorzystanie światłowodów do pomiaru temperatury może być oparte na:
- zmianie charakterystyki widmowej absorpcji energii;
- zmianie współczynnika odbicia i długości drogi optycznej;
- wykorzystaniu zjawiska Ramana w światłowodach kwarcowych[3)];

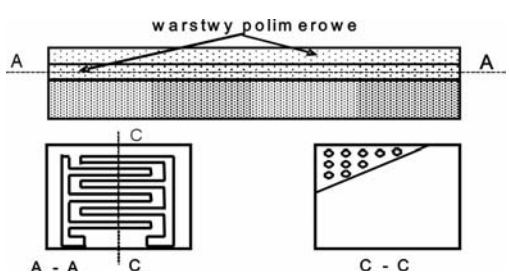
W pierwszym przypadku domieszkowanie materiału kwarcowego, z którego wykonywany jest rdzeń światłowodu, europem (Eu) lub neodymem (Nd), powoduje zmianę charakte-

rystyki widmowej pochłaniania energii. Np. domieszkowanie neodymem powoduje zmniejszenie absorbowanej energii przy długości fali 860 nm a zwiększenie przy 840 nm. Wartość stosunku obu energii zależy od temperatury i może być wykorzystana do jej pomiaru. Jeśli wywołać wstępne naprężenia mechaniczne w rdzeniu światłowodu np. przez odpowiednie skręcenie lub zwinięcie to przy zmianach temperatury ulegnie zmianie zarówno długość drogi optycznej jak i współczynnik odbicia, podobnie jak przy omawianym wyżej przypadku pomiaru intensywności wyładowań niezupełnych. Należy tu dodać, że uzyskany wynik będzie dotyczył średniej temperatury odcinka, w którym zastosowano modyfikację naprężeń. W układach pomiarowych, w których wykorzystuje się drugi i trzeci sposób wykorzystania światłowodu do bezpośredniego pomiaru temperatury, do detekcji stosuje się najczęściej metody spektrofotometryczne.

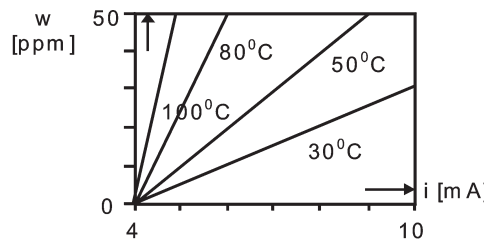
Pomiar rozkładu temperatury można uzyskać przez zastosowanie specjalnego układu pomiarowego, wykorzystującego zmianę współczynnika odbicia w światłowodzie pod wpływem temperatury. Półprzewodnikowy laser wysyła nanosekundowe impulsy promieniowania, które biegnąc wzdłuż światłowodu ulega częściowemu odbiciu od miejsc w rdzeniu światłowodu o różnej temperaturze, wzdłuż jego całej długości. Zatem wartości powracających sygnałów cząstkowych zawierają informacje o rozkładzie temperatury, jaki występuje wzdłuż trasy włókna. Koniec włókna jest posrebrzony tworząc lusterko. Odpowiednia analiza tego sygnału pozwala odtworzyć rozkład temperatury. Przykład podano na rys.1.11.

3.4. POMIAR ZAWILGOCENIA OLEJU [12]

We współczesnych czujnikach zawartości wody w oleju wykorzystuje się zmianę pojemności cienkościennych (grubości mikrometrowe) warstw polimeru odpornego na wysokie temperatury oleju (poliamid) wraz z zawilgoceniem. Przykład budowy podano na Rys.1.12. Adsorpcja wilgoci na powierzchni polimeru może sięgać 3,3%, a jego stała dielektryczna zwiększa się w takim przypadku od 3 do 4. Czujnik mierzy przede wszystkim względną wilgotność oleju. Jej zależność od prądu płynącego przez czujnik jest liniowa i mało zależy od temperatury oleju. Natomiast wartość bezwzględna zawilgocenia zależy od niej silnie (rys. 1.13).



Rys. 1.12. Przykład czujnika do pomiaru zawilgocenia oleju [12]



Rys. 1.13. Wartość prądu i, płynącego przez czujnik w zależności od zawilgocenia oleju [12]

4. SYSTEMY ŚLEDZENIA STANU (MONITORINGU) TRANSFORMATORA

4.1. WPROWADZENIE

Systemy ekspertowe do oceny stanu izolacji transformatora energetycznego oparte są głównie o analizę zawartości gazów rozpuszczonych w oleju. Wszystkie pozostałe wyniki pomiarów zarówno ciągłych (on-line) jak i wykonywanych okresowo lub specjalnie stanowią dane pomocnicze do podjęcia decyzji o ewentualnym wyłączeniu i sposobie dalszego postępowania z transformatorem. Diagnostyka ekspertowa wykorzystująca DGA wykorzystuje odpowiednie programy komputerowe wykorzystujące następujące procedury:

- oparte o algorytmy wykorzystujące istniejącą wiedzę;
- samouczące się w oparciu o metodę sieci neuronowych;
- wykorzystujące metody logiki rozmytej;
- hybrydowe – łączące elementy powyższych.

Aktualny stan wiedzy pozwala postawić następujące tezy:

- żadna z metod analiz danych chromatograficznych nie daje diagnozy we wszystkich przypadkach;
- tylko zastosowanie wszystkich dostępnych metod analizy wyników badań chromatograficznych umożliwia pełne wykorzystanie informacji, jakie są w tych danych zawarte; Koszt takich analiz komputerowych jest znikomo mały nie tylko w porównaniu z kosztem transformatora czy z kosztami, jakie spowoduje awaria, ale również w porównaniu z kosztami samych oznaczeń chromatograficznych;
- konieczne jest zachowanie pieczołowitości i skrupulatności w gromadzeniu wyników, gdyż tylko kompletne dane od początku pracy transformatora – dostępne w komputerowej bazie danych – dają pełny i szybko dostępny obraz stanu izolacji i pozwalają na dokumentowanie historii życia izolacji;
- umożliwia to odpowiedni program ekspertowy, który jednocześnie tworzy bazę danych; program taki powinien być użytkowany przez właściciela transformatora – mimo uzyskiwania ocen (diagnoz) od wyspecjalizowanych wykonawców badań; tylko użytkownik posiada kompletną informację na temat wszystkich zdarzeń w pracy transformatora.

Dobre wprowadzenie w zagadnienia monitoringu on-line opisuje książka [13]. W tabeli 1.3, za [13], podano możliwy kompleks zagadnień związanych z ciągłym śledzeniem stanu transformatora energetycznego.

Tabela 1.3 Elementy w głównej kadzi transformatora, mechanizmy rozwoju defektów i mierzone sygnały [13]

Składnik			
Ogólnie	Szczegółowo	Zjawisko	Sygnał mierzony
Elementy metalowe nie przewodzące prądu	Rdzeń	Przegrzanie laminacji	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach Napięcie Wodór (średnie przegrzanie) Wiele gazów, szczególnie etan, etylen i metan (umiarkowane lub groźne przegrzanie)
	Ramy Mocowania Taśmy Ekrany Ścianki kadzi	Przegrzanie wskutek prądów wirowych Strumień rozproszenia	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach Napięcie Wiele gazów, szczególnie etan, etylen i metan
	Uziemienie rdzenia Ekrany magnetyczne	Pływająca ziemia rdzenia i ekranu powoduje wyładowania elektryczne	Wodór lub wiele gazów Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz
Izolacja uzwojeń	Celuloza: papier, preszpan, drewno	Lokalne i ogólne przegrzania i nadmierne starzenie	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia. Prądy na zaciskach Względne nasycenie wilgocią w oleju Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla i tlen
		Groźne przegrzanie typu hot-spot	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach Wilgoć w oleju Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla, etan, wodór i tlen
		Zanieczyszczenie wilgocią	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Względne nasycenie wilgocią w oleju
		Generacja pęcherzyków	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Ogólna procentowa zawartość gazów rozpuszczonych w oleju, Prądy na zaciskach Względne nasycenie wilgocią w oleju Wodór, Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz

Składnik			
Ogólnie	Szczegółowo	Zjawisko	Sygnał mierzony
		Wyładowania niezupełne (wnz)	Wodór lub wiele gazów Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz
Izolacja ciekła		Zanieczyszczenie wilgocią	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Względne nasycenie wilgocią w oleju
		Wyładowania niezupełne (wnz)	Wodór Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz
		Wyładowania łukowe	Wodór i acetylen
		Lokalne przegrzania	Etylen, etan, metan
System chłodzenia	Wentylatory Pompy Urządzenia pomiarowe	Uszkodzenia elektryczne pomp i wentylatorów	Prądy silników (wentylatorów, pomp) Temperatura oleju w górnej warstwie Prądy na zaciskach
		Uszkodzenie lub niedokładność indykatora temperatury oleju w górnej warstwie lub indykatora temperatury uzwojeń lub alarm	Temperatura otoczenia Temperatura oleju w górnej warstwie Prądy na zaciskach
	Wewnętrzne drogi przepływu chłodziwa	Defekt lub fizyczne uszkodzenie w układzie sterowanego przepływu oleju Zlokalizowany punkt gorący (hot-spot)	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach Tlenek węgla i dwutlenek węgla
	Radiatory i chłodnice	Wewnętrzne lub zewnętrze zatkanie radiatorów dające złą wymianę ciepła	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach
Prognozowanie temperatur oleju i uzwojeń		Przeciążanie transformatora	Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie Temperatura otoczenia Prądy na zaciskach Wilgoć w oleju Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla i tlen

W świecie opracowano kilka kompleksowych systemów śledzenia stanu transformatora. Te, które były opisywane w literaturze, są zestawione w tabeli 1.4.

Tabela 1.4 Wybrane systemy monitoringu on-line dla transformatorów energetycznych

Nazwa i wytwórca	Wielkości monitorowane	Funkcja diagnostyczna	Komentarz
System modelu MIT (Massachusetts Institute of Technology) *	Gazy w oleju, temperatura	Podaje zidentyfikowane przypadki i propozycje decyzji eksploatacyjnych	Model termiczny zamierza się ulepszyć
Oprzyrządowanie monitoringu i diagnostyki, ABB * System TEC (Trafostar Electronic Control)	Wiele gazów, poziom PD, właściwości OLTC, temperatury obciążenia i kluczowe	Off-line interpretacja DGA, lokalizacja PD, prognoza uszkodzenia OLTC za pomocą analizy wibracji	Wspomina się o oszacowaniu przewidywanego czasu życia. Nie ma jednak szczegółowego opisu metody
System monitoringu SIEMENSA *	Gazy w oleju, temperatury, prądy i napięcia, pozycja OLTC, zawilgocenie, poziom oleju itp.	Alarmuje gdy niektóre wielkości przekraczają wartości graniczne	
System monitoringu ALSTOM MS2000 *	Gazy w oleju, temperatura gorącego punktu, informacje o układach chłodzenia, pozycja OLTC i prąd itp.	Alarmuje, wizualizuje dane, zdalnie diagnozuje	Wykorzystuje magistralę przesyłu danych (Field Bus Technology)

*UWAGA: Odpowiednie odsyłacze do źródeł literaturowych można znaleźć w [1].

4.2. SYSTEM MONITORINGU FIRMY SIEMENS [5]

Strategia diagnostyczna firmy Siemens [5] rekomenduje wielostopniowy system diagnostyczny. Pierwszy stopień to monitoring on-line i dotyczy wielkości fizycznych, które łatwo mogą być uzyskane na transformatorze pracującym. Drugi stopień diagnostyki zawiera pomiary wielkości, które można pomierzyć jedynie po wyłączeniu transformatora (off-line) i odłączeniu go od sieci lub gdy transformator jest podłączony tylko z jednej strony. Dotyczy to pomiarów wnz, pomiaru $tg\delta$, metody napięcia powrotnego (RVM) itd.

W tabeli 1.5. przedstawiono zakres monitoringu proponowany przez firmę Siemens. Jak widać niektóre z metod diagnostycznych są realizowane zarówno w opcji off-line jak i on-line.

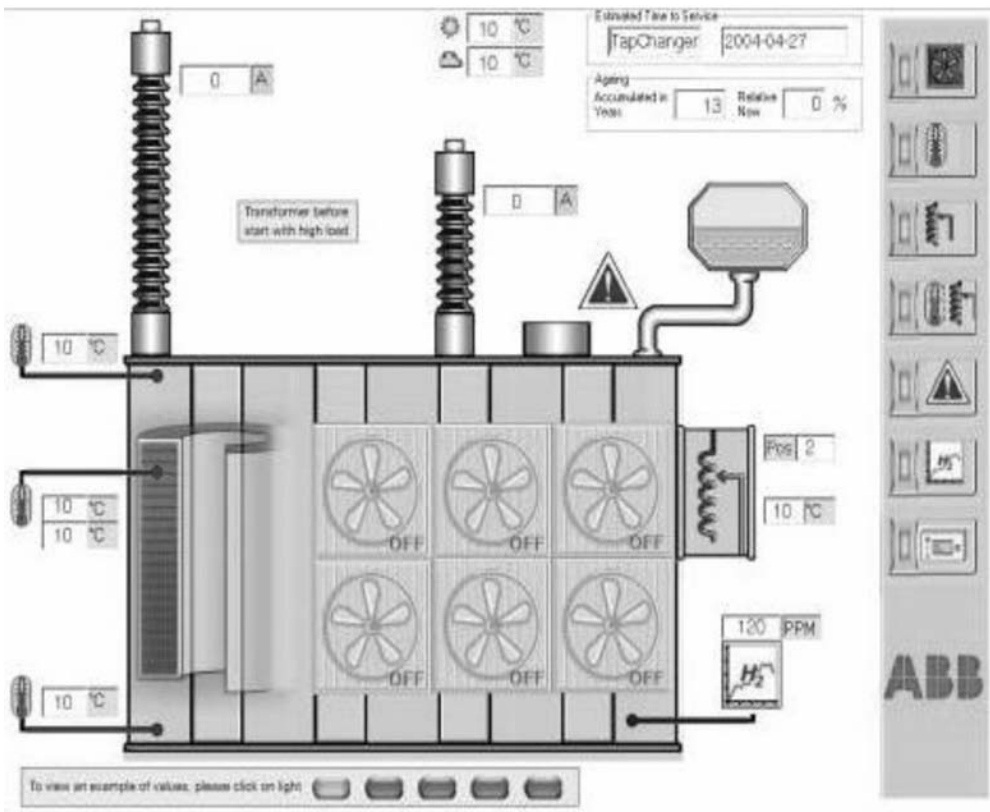
Tabela 1.5 Wielkości mierzone i metody śledzenia stanu transformatora w systemie monitoringu Siemensa (problem przełącznika zaczepów pominięto) [5]

Metody diagnostyczne i wielkości mierzone	On-line	Off-line	Diagnostyka stanu:
Napięcie, prąd	X	X	Obciążenia transformatora
Pozycja przełącznika zaczepów	X	X	
Temperatura oleju i otoczenia	X	X	Montażu rdzenia i cewek
Analiza gazów w oleju (DGA)	X	X	Montażu rdzenia i cewek
Zawartość wody	X	X	Montażu rdzenia i cewek
C, tgδ		X	Montażu rdzenia i cewek; przepustów
Pomiar wnz metodą elektryczną		X	Montażu rdzenia i cewek; przepustów
Pomiar wnz metodą akustyczną		X	Montażu rdzenia i cewek; przepustów
Pomiar prądu polaryzacji i depolaryzacji; Pomiar napięcia powrotnego		X	Układu izolacyjnego
Analiza furanów		X	Układu izolacyjnego
Przepięcia	X	X	Izolacja
Funkcja przejścia		X	Montażu rdzenia i cewek; konstrukcji uzwojeń
Siły nacisku uzwojeń	X	X	Konstrukcji uzwojeń

4.3. SYSTEM TEC FIRMY ABB [7]

Kontrola temperatury oparta jest na przewidywaniu przeciążeń i obliczeniach punktów krytycznych w uzwojeniach i umożliwia wyliczenie pozostałego użytecznego czasu pracy transformatora zgodnie z najnowszymi standardami IEC i IEEE. Interfejs użytkownika pracuje w Środowisku Windows. Na ekranie komputera wyświetlany jest rysunek transformatora (rys. 1.14) oraz wartości podstawowych parametrów eksploatacyjnych, takich jak temperatura oleju w zbiornikach, temperatura trzech najgorętszych punktów w uzwojeniach, moc pozorna, pozycja i działanie przełącznika zaczepów. Można wyświetlić na dowolnym komputerze całą dokumentację transformatora lub przełącznika zaczepów, a także obejrzeć filmy

instruktażowe. System TEC rejestruje również odchylenia od normalnych warunków eksploatacyjnych. Zapisane dane mogą stanowić podstawę do ustalenia pierwotnej przyczyny awarii transformatora. Podczas pracy przełącznika zaczepów sygnalizator świetlny identyfikuje najbardziej zużyty styk w przełączniku. Pozwala to wymienić zużyte części, zanim ulegną zniszczeniu. Także wymiana oleju jest uzależniona od stopnia zawilgocenia wyliczonego na podstawie wskazań czujnika temperatury i (opcjonalnie) czujnika wilgotności w komorze przełącznika zaczepów. Różnorodne próby przeprowadzone w wielu częściach Firma ABB twierdzi, że system TEC jest dobrze dostosowany do pracy w podstacjach transformatorowych i jednocześnie odporny na drgania i zakłócenia elektromagnetyczne. Monitoring i Diagnostyka oparta jest o “fingerprint” transformatora zestawiony w tabeli 1.6.



Rys. 7.14 Szkic transformatora, z zaznaczonymi punktami i wielkościami fizycznymi, w systemie śledzenia stanu transformatora TEC, firmy ABB [7], przykład zrzutu ekranu z programu zarządzającego systemem.

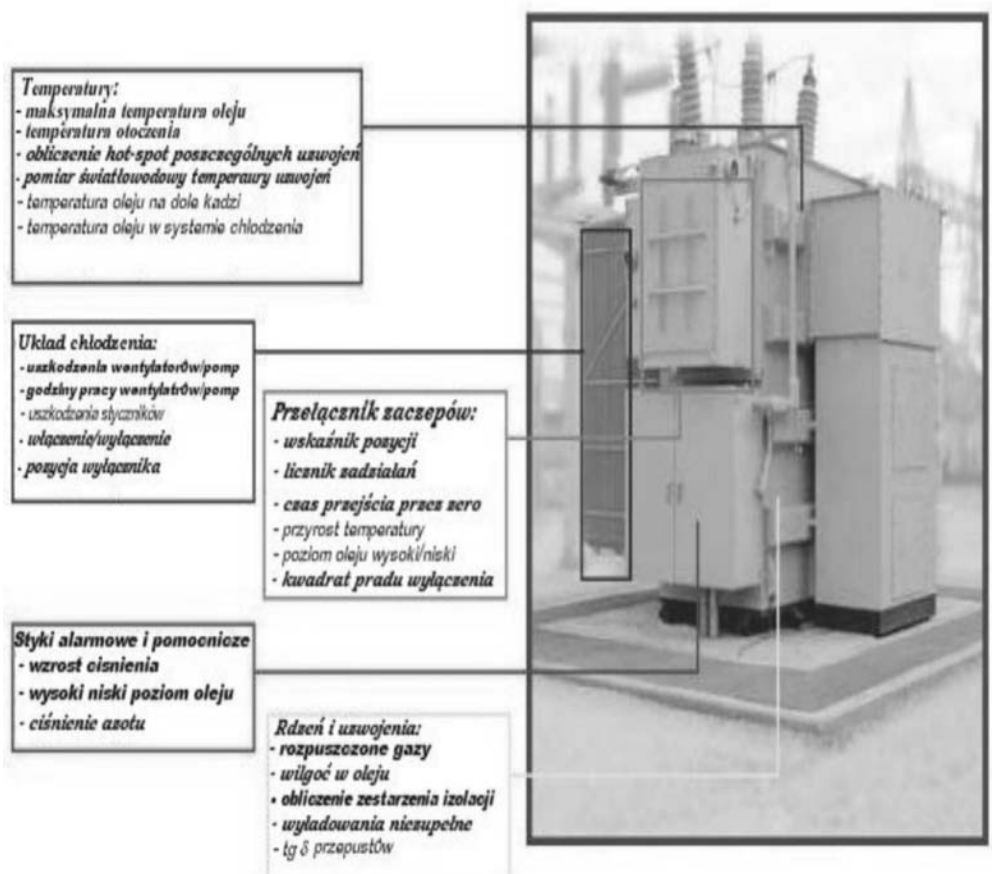
Tabela 1.6. Wielkości mierzone w systemie monitoringu TEC firmy ABB [7]

FINGERPRINT transformatora	Jednostki
- Straty I^2R w uzwojeniu GN	kW
- Straty I^2R w uzwojeniu DN	kW
- Straty I^2R w uzwojeniu SN	kW
- Straty dodatkowe w uzwojeniu GN	kW
- Straty dodatkowe w uzwojeniu DN	kW
- Straty dodatkowe w uzwojeniu SN	kW
- Maksymalny przyrost temperatury oleju	°C
- Średni przyrost temperatury uzwojeń	°C
- Straty jałowe z próby grzania	kW
- Straty obciążeniowe z próby grzania	kW
- Pozycja przełącznika zaczepów	-
- Prąd w uzwojeniu GN	A
- Prąd w uzwojeniu DN	A
- Prąd w uzwojeniu SN	A
- Temperatura gorącego punktu uzwojenia GN	°C
- Temperatura gorącego punktu uzwojenia DN	°C
- Temperatura gorącego punktu uzwojenia SN	°C
- Gradient temperatury uzwojenia GN	°C
- Gradient temperatury uzwojenia DN	°C
- Gradient temperatury uzwojenia SN	°C
- Masa miedzi uzwojenia GN	kg
- Masa oleju wolnego	kg
- Masa oleju w izolacji	kg
- Masa stali rdzenia	kg
- Masa stali pozostałych elementów	kg
- Masa papieru	kg
- Temperatura otoczenia	°C
- Przyrost temperatury oleju	°C

4.4. SYSTEM DRMCC (DYNAMIC RATING MONITORING CONTROL COMMUNICATION) [11]

Jest to modułowy system do dynamicznego monitorowania stanu transformatora, sterowania jego pracą oraz wypracowywania komunikatów dotyczących stanów nienormalnej pracy. Na stronie internetowej [11] można znaleźć szczegółowe informacje producenta. Podstawowy schemat punktów kontrolnych pokazano na rys. 1.15. W tabelach 1.7 i 1.8 podano podstawowe możliwości systemu i przykładowe możliwości jego rozszerzania.

System DRMCC, jak wynika z tabel 1.7 i 1.8, jako system modułowy, umożliwia użytkownikowi, zestawienie zakresu śledzenia stanu transformatora i sterowania jego pracą w bardzo szerokim przedziale oferowanych możliwości. Jest tutaj zarówno obliczanie jak i pomiar temperatur oleju i uzwojeń, możliwość analizy gazów w systemie on-line, sterowanie pracą układu chłodzenia z możliwością wyrównywania czasu pracy poszczególnych elementów układu jak i z możliwością sterowania prędkością wentylatorów, fragmentaryczna lub pełna kontrola nad wszystkimi newralgicznymi elementami OLCT. System w zakresie komunikacji przewiduje wszystkie nowoczesne techniki przekazywania informacji od sieci lokalnej po łączność bezprzewodową.



Rys. 1.15. Schematyczne zestawienie punktów kontrolnych w systemie DRMCC [11]

Tabela 1.7. System podstawowy DRMCC [11]

Właściwości	Korzyści	Wymagane dane wejściowe
Dynamiczna obciążalność	Prognoza jak długo przeciążenie może być bezpiecznie utrzymane. Prognoza jakie obciążenie może być bezpiecznie utrzymywane.	Podstawowe impulsy wejściowe: - maksymalna temperatura oleju; - temperatura otoczenia - prąd DN (wraz z OLTC) - stan układu chłodzenia
Śledzenie i sterowanie temperatury	Obliczanie hot-spot wszystkich uzwojeń. Wyprzedzające sterowanie wentylatorami i pompami.	
Obliczanie stopnia zestarzenia izolacji	Obliczanie utraty czasu życia izolacji.	
Stan wentylatorów i pomp	Redukcja uszkodzeń wentylatorów i pomp. Wyrównywanie stanu zużycia (godzin pracy).	
Archiwizowanie danych	Archiwizacja danych z 54 tygodni w 1 min przedziałach czasu.	
Komunikacja	Interfejsy DNP 3.9 i magistrala RS-232, RS-485 lub światłowody.	
Dyskretne i sumaryczne alarmy	Konsolidacja wszystkich alarmów transformatora i retransmisja aktualnego alarmu, warunkowego alarmu lub sumarycznych alarmów.	

5. PROGRAMY NUMERYCZNE WSPOMAGAJĄCE DIAGNOSTYKĘ I EKSPLOATACJĘ TRANSFORMATORA

5.1 OGÓLNE INFORMACJE NA TEMAT ZASTOSOWANIA PROGRAMÓW KOMPUTEROWYCH W DIAGNOSTYCE I EKSPLOATACJI

Skuteczna diagnostyka i eksploatacja transformatora wymaga skrupulatnego dokumentowania i przechowywania wyników pomiarów diagnostycznych oraz informacji o zdarzeniach eksploatacyjnych. Ciągły przyrost dostępnych informacji – wynikający z wydłużającego się okresu eksploatacji i opracowywania nowych metod diagnostycznych – wymaga zastosowania programów komputerowych potrafiących taką informację gromadzić, segregować, wyszukiwać według zadanych kryteriów oraz w szybki sposób i w dogodnej formie udostępniać na żądanie obsługi. Programy takie znajdują zastosowanie zarówno w przypadku śledzenia on-line wybranych parametrów pracy transformatora, jak i wykonywania pomiarów w trybie off-line. Różnica polega jedynie na sposobie dostarczania danych: w tym pierwszym przypadku będzie to transfer z wykorzystaniem łączy stałych, sieci LAN lub WAN, w drugim zaś mogą zostać wykorzystanie nośniki pamięci masowej lub też informacja zostanie wprowadzona przez operatora wykorzystującego do tego celu klawiaturę.

Zazwyczaj, jak wynika z analizy opracowanych systemów monitoringu pracujących w trybie on-line wykorzystywane są wszystkie przedstawione sposoby dostarczania danych.

Gromadzenie, przechowywanie i udostępnianie informacji stanowi tylko jeden z aspektów wykorzystania programów komputerowych w diagnostyce i eksploatacji transformatorów. Kolejnym ich obszarem zastosowań, najważniejszym z punktu widzenia obsługi, jest takie przetworzenie zgromadzonych danych, aby uzyskać odpowiedź na następujące pytania:

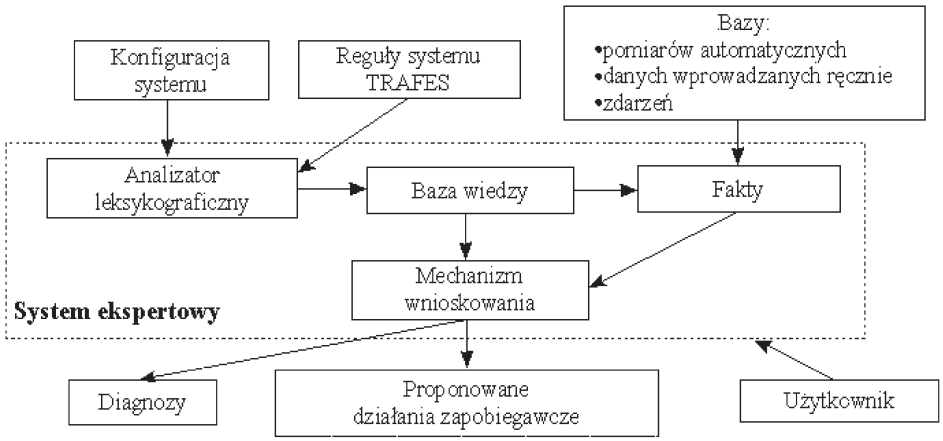
- czy występuje defekt?
- gdzie występuje i jakiego charakteru jest to defekt?
- co jest możliwe do zrobienia i co powinno być zrobione aby nie doprowadzić do awarii?

Przez defekt należy tutaj rozumieć stan nieprawidłowości lub odstępstwo od przyjętego za normalny stanu pracy urządzenia wymagające wzmożonego nadzoru lub też możliwe do skorygowanie zarówno poprzez naprawę, jak i zmianę warunków jego eksploatacji. Przykładowo stwierdzenie przekroczenia dopuszczalnej wartości przez temperaturę w górnej warstwie oleju może zostać skorygowane przez zmianę sposobu chłodzenia (włączenie dodatkowych pomp i/lub wentylatorów) lub zmniejszenie obciążenia transformatora.

Z analizy ostatniego z postawionych powyżej pytań wynikają od razy wnioski dotyczące interakcji oprogramowania z systemem i użytkownikiem. Oprogramowanie może zatem generować alarmy, wypracowywać diagnozy uzupełnione o listę zalecanych czynności operacyjnych lub też wysyłać sygnały bezpośrednio zmieniające konfigurację pracy transformatora (np. „włącz wentylatory") lub też parametry pracy samego systemu monitorującego (np. „wykonuj próbkowanie co x minut"). Oczywiście ten ostatni sposób interakcji jest możliwy i celowy tylko w systemach ciągłej kontroli pracy transformatora.

Przetwarzanie i wykorzystanie dostarczonych do programu komputerowego danych charakteryzuje się różnych stopniem złożoności i koniecznego nakładu obliczeń dla wypracowania diagnozy. Niektóre dane mogą być praktycznie wykorzystane w bezpośrednio dostarczonej postaci np. przywoływana już wartość temperatury w górnej warstwie oleju. Inne, jak np. wyniki pomiarów wyładowań niezupełnych (wnz) poddawane są obróbce statystycznej i dopiero te wielkości statystyczne są jednym z elementów oceny wnz.

W przypadku diagnozowania transformatora pomierzone bezpośrednio lub uzyskane na drodze dodatkowej obróbki wielkości są porównywane z wartościami typowymi (dopuszczalnymi), znamionowymi lub innymi pomiarami. W przypadku braku danych referencyjnych uzyskanych np. od producenta konieczne jest, aby program komputerowy był w stanie takie wartości wypracować poprzez obróbkę statystyczną wartości dostarczanych w pewnym okresie czasu lub też „nauczył się" rozpoznawać i klasyfikować wzorce danych jako wskazujące na defekt lub poprawną pracę urządzenia. Tę ostatnią cechę zazwyczaj posiadają programy ekspertowe (Expert Systems) wyposażone w odpowiednią bazę wiedzy i reguł wnioskujących, często z możliwością ich rozbudowy oraz programy wykorzystujące sztuczne sieci neuronowe (Artificial Neural Networks – ANN). Obydwa wymienione typy programów tworzą tzw. narzędzia sztucznej inteligencji (Artificial Inteligence – AI), do których zalicza się również logikę rozmytą (Fuzzy Logic), algorytmy genetyczne i systemy hybrydowe (np. system ekspertowy z elementami logiki rozmytej). Przykładową strukturę systemu ekspertowego przedstawiono na rys. 1.16.



Rys. 1.16. Struktura systemu ekspertowego na przykładzie systemu TRAFES [6]

Zazwyczaj obydwa omówione główne obszary zastosowania programów komputerowych w diagnostyce i eksploatacji nie są od siebie rozdzielane, co skutkuje powstaniem złożonych systemów pełniących jednocześnie rolę baz danych i narzędzi do ich obróbki i wnioskowania. Często programy takie mają strukturę modułową, co pozwala na stosunkowo łatwą ich rozbudowę w miarę opracowywania nowych metod diagnostycznych, czy też uzupełniania układów monitoringu o nowe czujniki.

Tabela 1.8. Opcjonalne funkcje systemu DRMCC [11]

Właściwości	**Korzyści**	**Wymagane dane wejściowe**
Śledzenie stanu układu chłodzenia	Identyfikacja uszkodzeń wentylatorów i pomp. Obniżenie odpowiednich znamion transformatora.	Czujniki prądu wentylatorów, 1 na grupę.
On-line DGA	Dołączenie do wielu czujników Hydran lub czujnika wielu gazów.	Czujniki DGA
On-line pomiar zawilgocenia	Dołączenie do wielu czujników zawilgocenia.	Czujniki zawilgocenia.
Bezpośrednie śledzenie temperatury uzwojeń.	Czujniki światłowodowe o odpowiedniej dokładności.	Czujniki światłowodowe.
Śledzenie OLTC.	Parametr I^2N jako wskaźnik stanu styków dla prognozy wymiany.	Czujnik pozycji OLTC
	Licznik zadziałań globalny i dla każdej pozycji OLTC.	
	Wskaźnik pozycji OLTC.	
	Wskaźnik różnic temperatury dla OLTC.	Czujnik temperatury.
	Prąd silnika OLTC dla prognozowania remontu.	Czujnik prądu.

Właściwości	Korzyści			Wymagane dane wejściowe
Ciśnienie azotu.	Pomiar analogowy ciśnienia w przestrzeni nad olejem - alarm.			Czujnik ciśnienia.
Zdefiniowane przez użytkownika.	Osiem różnych wejść cyfrowych.			Impulsy cyfrowe.
Styki alarmowe				
Niski poziom oleju.	Wzrost ciśnienia.	Spadek ciśnienia.	Niskie ciśnienie N_2	Odpowiednie czujniki.
Wysoki poziom oleju.	Wzrost ciśnienia OLTC.	Niski poziom oleju OLTC	Różne (8)	
Opcje wyświetlania				
Temperatura	Maksymalna temperatura oleju i hot-spot wszystkich uzwojeń.			Standardowe czujniki RTD
Obciążenie	kV, A, MW, MVAr			Dodatkowe CT, VT x 3
Lokalna sygnalizacja	Diody LED dla sygnalizacji alarmów.			
Zdefiniowane przez użytkownika.	Dowolne sygnały analogowe lub cyfrowe.			Impulsy analogowe lub cyfrowe.
Opcje komunikacji				
Ethernet	Adresowane połączenia internetowe dla wszystkich wielkości transformatora			Wielkości z systemu podstawowego.
Komunikacja bezprzewodowa	Eliminacja okablowania.			Moduł łączności bezprzewodowej.
Modem	Dostęp do danych transformatora bez ograniczeń zapisów systemu SCADA			Modem
Opcje sterowania				
Sterowanie zmienną prędkością wentylatorów	Sterowanie dwoma prędkościami lub ciągłą zmiana prędkości. Przewidziano wentylatory o niskim poziomie hałasu.			Standardowe czujniki.
Sterowanie OLTC	Kompleksowe sterowanie OLTC. Wbudowane układy równoległego sterowania (prąd cyrkulujący, podział reaktancji, napęd główny, odwracanie reaktancji).			Przekładnik napięciowy dla czujników napięcia.

Akronimy:
OLTC-On Load Tap Changer (Podobciążeniowy przełącznik zaczepów), RTD - Resistance Temperature Detector (Rezystancyjny czujnik temperatury), CT - Current Transformer (Przekładnik prądowy), VT - Voltage Transformer (Przekładnik napięciowy), LED - Light Emitting Diode (Dioda emitująca światło), Ethernet - technika lokalnych sieci komputerowych, SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition (Nadzorowanie sterowaniem i akwizycją danych),

5.2 PRZEGLĄD PROGRAMÓW KOMPUTEROWYCH WYKORZYSTYWANYCH W DIAGNOSTYCE I EKSPLOATACJI

Programy komputerowe wykorzystywane w diagnostyce i eksploatacji transformatorów współpracują z coraz popularniejszymi systemami monitoringu, pojedynczymi czujnikami montowanymi na transformatorze, przenośnymi miernikami lub też stanowią samodzielne aplikacje działające w trybie off-line. W trzech pierwszych przypadkach oprogramowanie jest dedykowane i zintegrowane funkcjonalnie z określonymi rozwiązaniami sprzętowymi.

W przypadku aplikacji działających w systemach ciągłego śledzenie stanu transformatora podstawowe zadania, jakie są przez nie realizowane zostały przedstawione przy okazji opisu tych systemów (rozdział 4 tabela 1.4). Analiza tych zadań wskazuje na fakt, że oprogramowanie zasadniczo odpowiada za wizualizację pomierzonych wielkości i sygnalizację przekroczenia przez nie wartości kryterialnych. Diagnostyka w takich systemach w głównej mierze nadal opiera się o wyniki badania gazów rozpuszczonych w oleju, a procedury sterujące pracą transformatora związane są z oddziaływaniem na układy chłodzenia (pompy i wentylatory) i położenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów. Trudno jest wskazać komercyjne, rozpoznawalne systemy monitoringu, które w trybie on-line są w stanie oszacować ryzyko uszkodzenia transformatora i określić potrzebę jego przeglądu lub naprawy.

Tabela 1.9. Zestawienie przykładowych czujników/analizatorów gazów rozpuszczonych w oleju wraz z dostarczanym oprogramowaniem

Analizator/czujnik	Oprogramowanie	Cechy oprogramowania
TrueGas	TrueGas Host [10]	- zdalna konfiguracja analizatora (ustawianie wartości ostrzegawczych, alarmowych), - pobieranie wyników z analizatora, dodatkowo możliwe jest wprowadzanie wyników pomiarów off-line, - składowanie - wszechstronna wizualizacja wyników
Calisto	CalistoAccess [16]	- zdalna konfiguracja urządzenia, - transfer danych - podgląd aktualnie pomierzonych wartości wodoru i wody (sygnalizacja przekroczenia poziomów alarmowych)
TFGA-P200	PPMReport [17]	- sporządzanie raportów z pomiaru, - transfer i zapis wyników w formacie rozpoznawanym przez opcjonalny program TOA
	TOA (Transformer Oil Analyst) [18]	- zarządzanie danymi oraz diagnostyka układu izolacyjnego

Liczba dostępnych na rynku typów czujników oraz mierników instalowanych na stałe na transformatorze lub też oferowanych jako przenośne, praktycznie nie pozwala na indywidualne przedstawienie oprogramowania z nimi związanego. Można jednakże i w tym przypadku wskazać pewien wspólny pakiet cech posiadanych przez te aplikacje, pomijając oczywiście algorytmy obliczeniowe przetwarzające sygnał wejściowy na parametry wykorzystywane

później w procesie diagnostycznym. Zazwyczaj w tym przypadku oprogramowanie pozwala na zdalną konfigurację czujnika (lub miernika), transfer danych pomiarowych, ich składowanie, wizualizację a czasem również przetwarzanie prowadzące do wypracowania diagnozy o stanie kontrolowanego urządzenia. Przykładowo w tabeli 1.9 zestawiono kilka typów analizatorów gazów rozpuszczonych w oleju oraz współpracujące z nimi oprogramowanie.

Aplikacje niezależne od systemów monitoringu lub też pojedynczych czujników charakteryzują się, przynajmniej jak do tej pory, znacznie większą różnorodnością zarówno możliwości, jak i zastosowanych rozwiązań programistycznych. Coraz powszechniej wykorzystywane są narzędzia sztucznej inteligencji: sztuczne sieci neuronowe i logika rozmyta. Należy również zaznaczyć, że pojawiają się rozwiązania wykorzystujące technologie internetowe, gdzie sama aplikacja znajduje się po stronie serwera, tylko wynik jej działania, po uprzednim wprowadzeniu danych zostaje wysłany na komputer użytkownika.

W dalszej części bardziej dokładnie zostaną przedstawione programy opracowane i dostępne na rynku krajowym oraz po jednym przykładzie ich zagranicznych odpowiedników.

5.2.1 PROGRAM DINO – DIAGNOSTYKA IZOLACJI TRANSFORMATORA METODAMI DGA

Program DINO (Diagnostyka Instrumentów Napełnionych Olejem) [19] przeznaczony jest do diagnozowania stanu izolacji papierowo-olejowej transformatorów oraz przekładników. Funkcjonalnie podzielić można go na dwa moduły. Pierwszy z modułów stanowi zestaw narzędzi do tworzenia, zarządzania i wizualizacji bazy danych pomiarowych uzyskiwanych podczas eksploatacji i badań okresowych transformatora energetycznego lub przekładnika. Drugi z modułów pozwala na wykonanie diagnostyki izolacji, w oparciu o dane z pomiarów chromatograficznych przeprowadzanych na pobranych próbkach oleju.

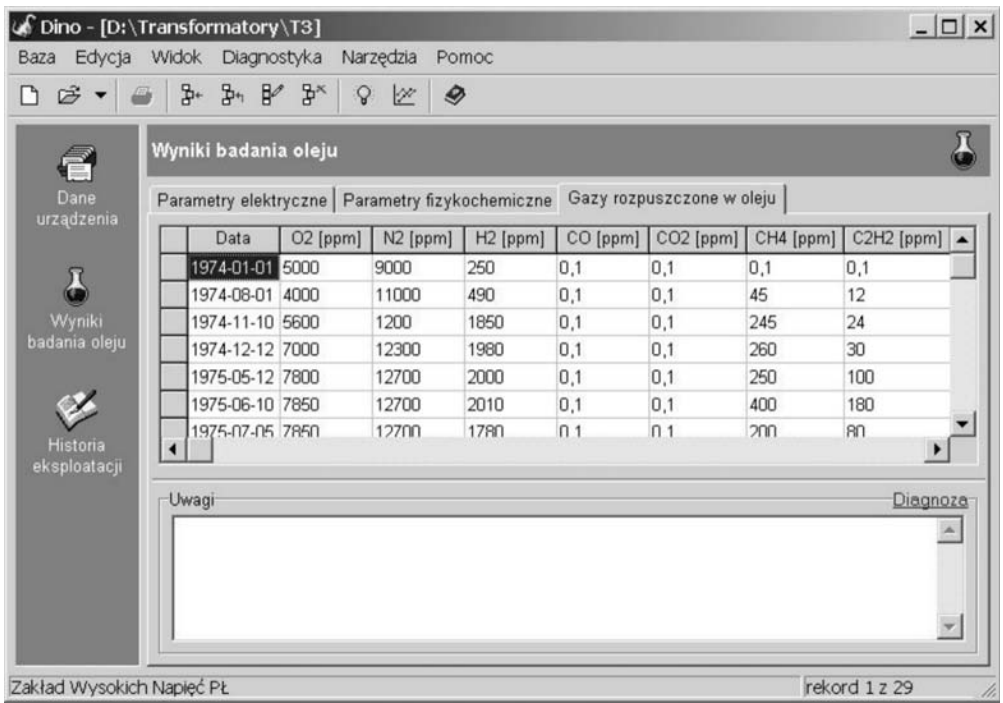
Zestaw informacji możliwych do zgromadzenia i przechowywania w bazie danych został podzielony na trzy główne grupy, którymi są:

- dane ogólne pozwalające na identyfikację oraz określające parametry znamionowe i cechy konstrukcyjne urządzenia,
- dane uzyskane na podstawie badań okresowych oleju obejmujące parametry elektryczne i fizykochemiczne oleju oraz stężenia gazów w nim rozpuszczonych (w tym obliczanej automatycznie sumy gazów palnych – TCG),
- dane opisujące zdarzenia, jakie wystąpiły podczas eksploatacji urządzenia.

Użytkownik programu posiada możliwość pełnej edycji zgromadzonych danych, która obejmuje ich uzupełnianie, poprawianie i usuwanie. Pewne ograniczenia zostały jedynie nałożone na tak zwane dane kluczowe, które wprowadzane są podczas tworzenia bazy danych, a których zmiana mogłaby wpływać na zmianę struktury bazy, spójność gromadzonych danych lub poprawność przeprowadzonych procesów diagnostycznych. Dane pomiarowe i wyniki przeprowadzonych diagnoz, które są skojarzone ze stosownymi pomiarami, ale przechowywane w oddzielnych plikach, mogą być drukowane.

Zasadniczy moduł programu DINO przeznaczony jest do wspomagania diagnozowania stanu izolacji urządzenia na podstawie danych z analizy chromatograficznej oleju. W przypadku transformatora energetycznego zostało opracowanych i wdrożonych 16 algorytmów diagnostycznych odpowiadających następującym metodom: wartości granicznych

wg wytycznych Energopomiaru i IEPŁ, ilorazów, tablicy sprawdzianów, ANSI/IEEE, IEC (edycja I i II), CIGRE, LABORELEC, rosyjskiej, japońskiej, niemieckiej (dwie wersje), Rogers'a, Duval'a i Doernenburg'a. Diagnostyka stanu izolacji przekładnika odbywa się wyłącznie w oparciu o metodę opisaną w normie IEC.



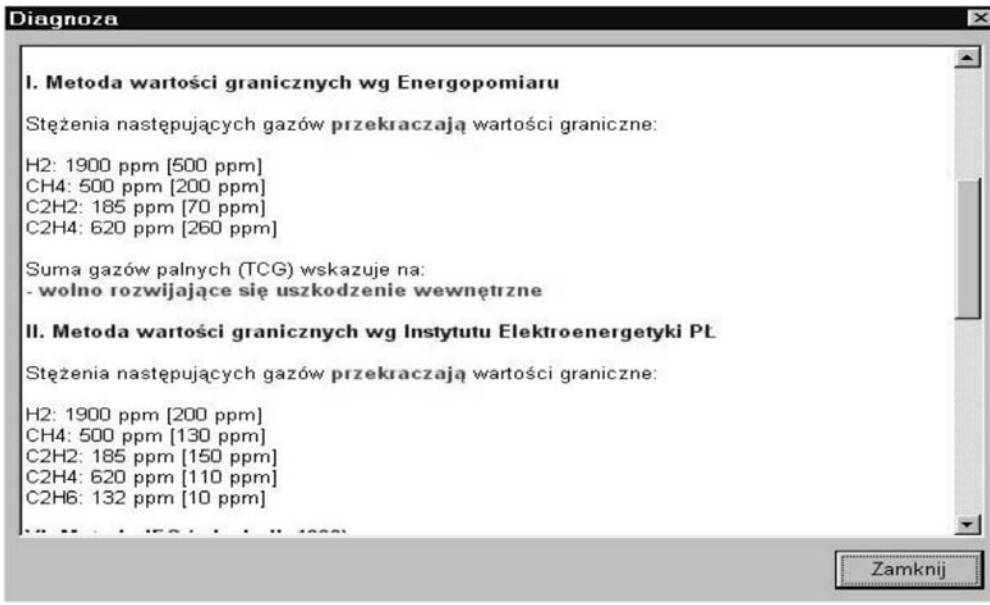
Rys. 1.17. Prezentacja sposobu wizualizacji bazy danych w programie Dino

Zaimplementowanie w programie Dino tak wielu metod diagnostycznych było spowodowane następującymi przesłankami:

- Zakres stosowania poszczególnych metod jest różny (niektóre metody służą tylko do wykrywania defektu inne są w stanie określić jego charakter, część implementuje w sobie obydwie te możliwości; niektóre z metod są w stanie określić odstęp czasu do kolejnego badania oleju albo też zasugerować dodatkowe czynności operacyjne mające na celu likwidację defektu)
- Praktycznie żadna z metod analizy nie jest w stanie wypracować końcowych wniosków dla wszystkich możliwych kombinacji stężeń gazów – przy braku diagnozy koszty wykonania badań nie przekładają się na efekty;
- Potwierdzenie występowania i charakteru defektu kilkoma metodami wzmacnia wiarygodność otrzymanej diagnozy.

Użytkownik programu może oczywiście przeprowadzić proces diagnostyczny, który jest powtarzalny, wszystkimi lub tylko wybranymi z dostępnych metod. Wszystkie otrzyma-

ne wyniki są skojarzone z odpowiednim zestawem danych pomiarowych i przechowywane oddzielnych plikach. Po odpowiednim skonfigurowaniu programu, dla transformatorów, istnieje możliwość natychmiastowej sygnalizacji faktu przekroczenia przez dowolny z gazów wartości granicznych przyjętych w metodzie IEPŁ lub też w metodzie Energopomiaru. Podobnie mogą być sygnalizowane te wartości stężeń gazów, które są mniejsze od analitycznej granicy wykrywalności zalecanej przez IEC 60599, co może wpływać na wiarygodność wypracowanych diagnoz.



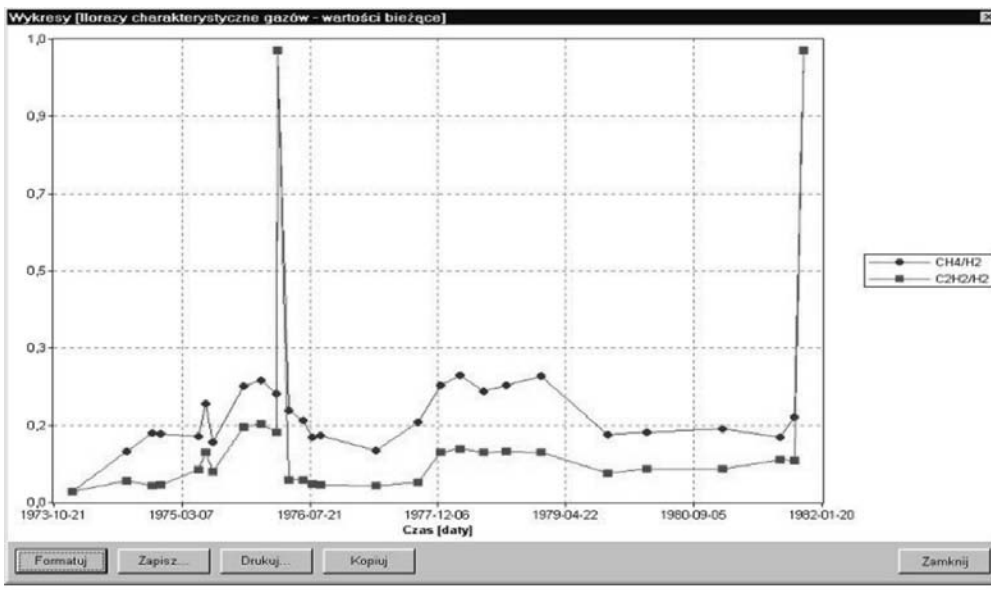
Rys. 1.18. Prezentacja przykładowych diagnoz wypracowywanych w programie DINO

Istotnym uzupełnieniem metod diagnostycznych jest udostępniona w programie funkcja graficznej prezentacji wszystkich danych pomiarowych zgromadzonych w bazie. W przypadku gazów rozpuszczonych w oleju można śledzić zmienność ich stężeń, przyrostów i ilorazów charakterystycznych w czasie. Jeśli użytkownik zdecyduje się na obserwację zmian stężeń gazów to może również przywołać przebiegi pokazujące zmienność powiązanych z nimi deskryptorów statystycznych, takich jak: średnia, odchylenie średnie, mediana, skośność i smukłość.

Do programu zostały dołączone dwa pliki pomocy. Pierwszy szczegółowo przedstawia sposób posługiwania się programem, drugi zaś zawiera opis wszystkich metod DGA, jakie zostały w programie zaimplementowane.

Program Dino działa w systemie operacyjnym Windows 9x/NT/2000/XP. Zależnie od opcji aplikacja może działać w sieci lub tylko na jednej stacji roboczej. Zastosowanie bazy danych w formacie CSV nie wymaga instalowania żadnych dodatkowych silników baz danych.

Odpowiednikiem programu Dino jest program Transformer Oil Analyst (TOA) [18] opracowany przez firmę Delta-X Research Inc. Umożliwia on zarządzanie wynikami pomiarów otrzymanych z badań oleju, w tym badania chromatograficznego gazów rozpuszczonych w oleju wraz z ich interpretacją. Przeprowadzana automatycznie, po wprowadzeniu nowego zestawu wyników, diagnostyka wykorzystuje standardowe metody zaimplementowane z wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych i logiki rozmytej. Dostępna jest różnorodna graficzna wizualizacja zgromadzonych danych pomiarowych. Możliwa jest łatwa wymiana danych z innymi aplikacjami. Do dyspozycji użytkownika udostępniono bogaty zestaw opcji konfiguracyjnych związanych z procedurami diagnostycznymi. Program może pracować jako aplikacja przeznaczona na jedno stanowisko lub też sieciowo.



Rys. 1.19. Prezentacja zmienności wybranych ilorazów charakterystycznych (CH_4/H_2, C_2H_2/H_2)

5.2.2 PROGRAM DTR – ZARZĄDZANIE CZASEM ŻYCIA TRANSFORMATORA

Program **DTR** (**D**ynamic **T**ransformer **R**atings) [19] służy do zarządzania obciążalnością transformatora co w bezpośredni sposób przekłada się na czas życia izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych. Zakładając, że czas życia izolacji jest tożsamy z czasem życia samego transformatora można uznać, że DTR jest zatem programem do zarządzania czasem życia transformatora. Program zatem może być przydatny w sytuacji sygnalizowania przez czujniki lub obliczenia diagnostyczne przegrzań w celu optymalnego skorygowania tego defektu i wydłużenia czasu eksploatacji urządzenia.

Program współpracuje z bazą danych w formacie Access, w której są zgromadzone obszerne informacje na temat konstrukcji transformatora oraz wyniki fabrycznych prób grzania. Na aktualnym etapie rozwoju – praca w trybie off-line – w bazie tej przechowywane są również

krzywe temperatury otoczenia oraz obciążenia poszczególnych uzwojeń. Krzywe temperatur mogą być w programie także zadawane za pomocą funkcji cosinusoidalnych o odpowiednich parametrach i nie są wtedy przechowywane w bazie, ale generowane na żądanie.

DTR umożliwia wykonywanie obliczeń dla transformatorów dwuuzwojeniowych i trójuzwojeniowych oraz autotransformatorów (z uwzględnieniem uzwojenia kompensującego z zadanym obciążeniem). W przypadku transformatorów wyposażonych w podobciążeniowy przełącznik zaczepów program bierze pod uwagę sekwencje koniecznych dla utrzymania napięcia przełączeń. Dla autotransformatorów, ze względu na zróżnicowanie rozwiązań konstrukcyjnych spotykanych na świecie, został opracowany algorytm uwzględniający przewidywane typy podobciążeniowych przełączników zaczepów. Przewidziano również możliwość występowania w danej jednostce kilku przełączników zaczepów zarówno podobciążeniowych jak i bezobciążeniowych. Została również zaimplementowana możliwość przewzbudzenia rdzenia – czyli pracy transformatora przy wyższym, niż znamionowe dla danej pozycji przełącznika zaczepów, napięciu zasilania.

Możliwa jest analiza różnych stanów pracy transformatora, a więc: obliczanie temperatur i szacowanie zestarzenia izolacji w czasie normalnej pracy oraz w stanach awaryjnych, a także wyznaczanie wartości krótkotrwałych i długotrwałych obciążeń awaryjnych. Dwa ostatnie typy obliczeń wykonywane są zazwyczaj w celu prognozowania dopuszczalnego obciążenia i czasu trwania tego obciążenia na wypadek awarii, natomiast obliczanie temperatur może być wykorzystane w układach monitoringu transformatorów. Dodatkowo DTR umożliwia znajdowanie uzwojenia najbardziej obciążonego oraz najgorętszego.

Program umożliwia wykonywanie obliczeń następującymi metodami zaczerpniętymi z norm krajowej (europejskiej) i amerykańskiej:

- według PN-IEC 60354
- według IEEE Std C57.91-1995 rozdział 7
- według IEEE Std C57.91-1995 załącznik G

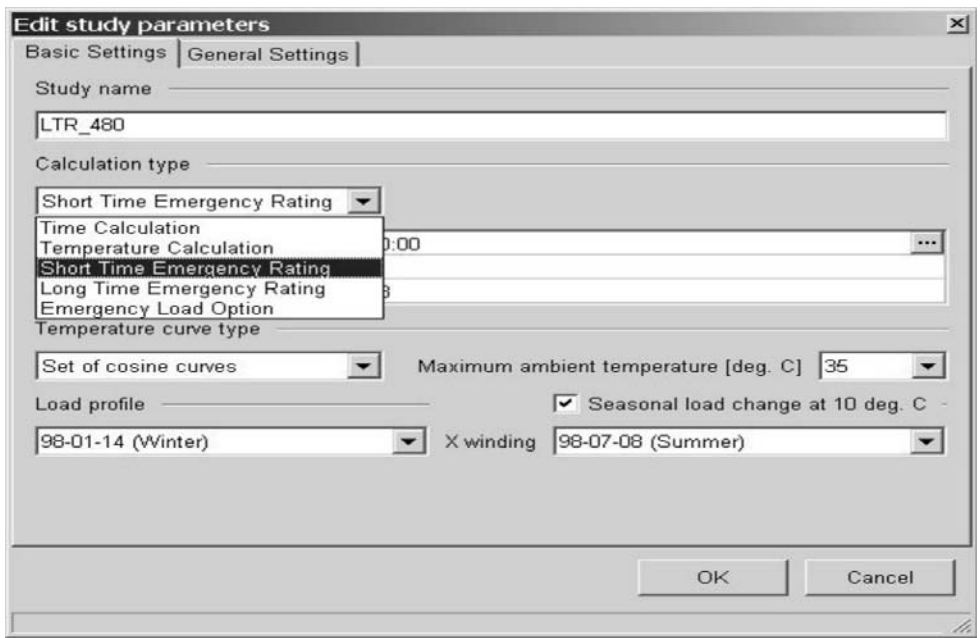
Różnice występujących w tych normach, które w konsekwencji wpływają na postać zaimplementowanych algorytmów oraz prowadzą do zróżnicowania wyników obliczeń czasów życia przy zadanej temperaturze uzwojeń lub temperatur uzwojeń przy zadanej wartości ubytku czasu życia zestawiono w tabeli 1.10.

Rodzaj i szczegółowość wyświetlanych wyników uzyskanych podczas obliczeń może być określana przez użytkownika. Na rysunku 1.21. przedstawiono przykładowy wydruk ogólny wyników obliczeń dla transformatora dwuuzwojeniowego.

Dodatkowymi przydatnymi funkcjami zaimplementowanymi w programie jest możliwość drukowania raportów z przeprowadzonych symulacji oraz, ze względu na obszerny zestaw informacji, jaki należy dostarczyć w celu przeprowadzenia obliczeń, moduł sprawdzania ich spójności i poprawności. Aktualna wersja programu pracuje tylko w trybie off-line jednakże jego docelowym przeznaczeniem jest praca w systemie monitoringu on-line i wspomaganie decyzji dyspozytora.

Kolejne wersje zostaną uzupełnione o algorytm przełączeń dla transformatora dodawczego (w oddzielnej kadzi) służącego do regulacji poprzecznej i podłużnej oraz możliwość dopasowania, indywidualnie dla każdego transformatora, wartości współczynników występujących w istniejących algorytmach (dotyczy to np. wykładnika uwzględniającego zależności

między stratami całkowitymi a przyrostem temperatury oleju). W ramach dalszych prac przewiduje się rozbudowę programu o możliwość uwzględniania wpływu zawartości wyższych harmonicznych napięcia i prądu na straty mocy oraz wpływu zawartości gazów rozpuszczonych w oleju na starzenie izolacji.

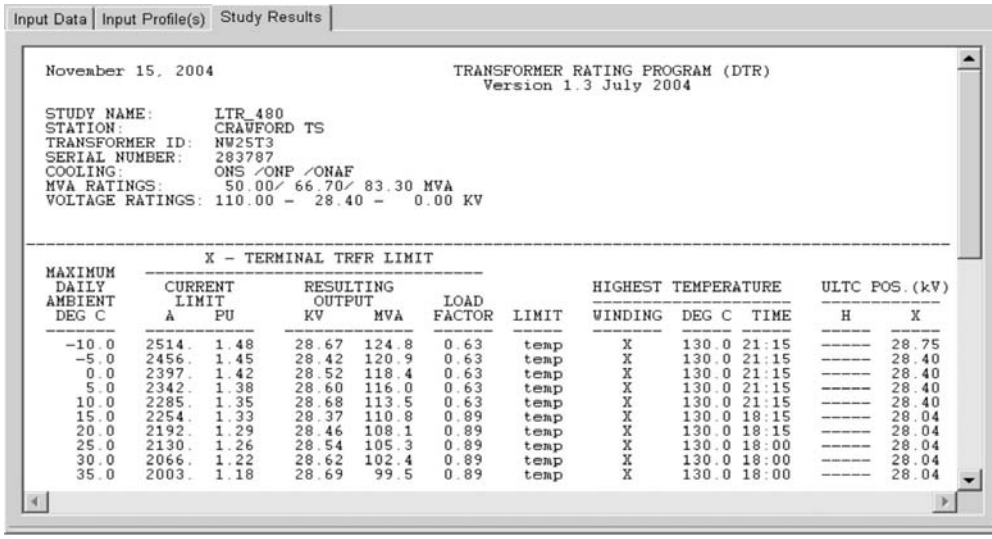


Rys. 1.20. Okno wyboru rodzaju obliczeń i wymaganych parametrów. Poszczególne rodzaje obliczeń oznaczają:
Time calculations - obliczanie czasu do osiągnięcia temperatury krytycznej (od początku doby lub od chwili określonej przez użytkownika);
Temperature calculations - obliczenia temperatur oleju w górnej warstwie i najgorętszych punktów uzwojeń w ciągu doby, oraz szacowanie starzenia;
Short Time Emergency Rating - symulacja krótkotrwałego obciążenia awaryjnego; poszukiwana jest taka wartość obciążenia, żeby temperatura najgorętszego punktu uzwojenia i wartość obciążenia nie przekroczyły zadanych granic;
Long Time Emergency Rating - symulacja dobowego obciążenia awaryjnego; poszukiwane jest takie obciążenie, żeby temperatura najgorętszego punktu uzwojenia, wartość obciążenia i zestarzenie izolacji nie przekroczyły zadanych granic;
Emergency Load Option - symulacja kilkudniowego obciążenia awaryjnego w następującej sekwencji: pierwsza doba normalnej pracy, w drugiej występuje krótkotrwałe obciążenie awaryjne, a po nim długotrwałe obciążenie awaryjne trwające kilka kolejnych dni.

Tabela 1.10. Różnice algorytmów w normach IEEE [14] i IEC [15]

IEC	IEEE
Starzenie izolacji	
Szacowane na podstawie zależności Montsingera	Szacowane na podstawie prawa Arrheniusa
Cieplna stała czasowa rdzenia, kadzi i oleju	
Nie została uwzględniona	Została uwzględniona i podano zależności do jej obliczenia
Temperatura otoczenia	
Może być przyjęta jako jedna z poniższych wartości: 1. rzeczywisty przebieg temperatury otoczenia w czasie cyklu obciążenia 2. średnia ważona lub średnia miesięcznych wartości maksymalnych 3. aproksymacja wahań temperatury otoczenia sumą dwóch funkcji sinusoidalnych	Może być przyjęta jako jedna z poniższych wartości: 1. średnia dzienna temperatura otoczenia w danym miesiącu 2. maksymalna dzienna temperatura otoczenia w danym miesiącu
Algorytmy obliczeniowe	
Zamieszczono jeden algorytm	Zamieszczono dwa różniące się zestawy wzorów, co pozwoliło na stworzenie dwóch metod obliczeniowych
Poprawki	
Występuje poprawka uwzględniana przy obliczaniu temperatury najgorętszego punktu uzwojenia przy chłodzeniu OD	Poprawka taka nie występuje
Przełącznik zaczepów	
Brak jakichkolwiek informacji o możliwości uwzględniania przełącznika zaczepów	Podano zależności pozwalające przeliczyć wielkości z próby grzania na dowolne położenie przełącznika zaczepów

Odpowiednikiem DTR jest program PTLoad [20] opracowany i rozprowadzany przez EPRI. Umożliwia on obliczenia temperatur oleju i uzwojeń transformatora, ubytek czasu życia izolacji oraz prawdopodobieństwo formowania się pęcherzyków gazu. Algorytmy obliczeniowe oparte są o wytyczne przedstawione w normie IEEE Std C57.91-1995 [14] (zarówno w rozdziale 7, jak i aneksie G) oraz w normie IEC 354 (krajowy odpowiednik oznaczono jako PN-IEC 60354) [15]. Program jest ciągle rozwijany i ukazują się jego nowe wersje. Według dostępnych informacji wersja 6.1 programu umożliwia przeprowadzanie obliczeń dla transformatorów trójuzwojeniowych oraz została wyposażona w opcję sprawdzania spójności danych.



Input Data | Input Profile(s) | Study Results

November 15, 2004 TRANSFORMER RATING PROGRAM (DTR)
Version 1.3 July 2004

STUDY NAME: LTR_480
STATION: CRAWFORD TS
TRANSFORMER ID: NW25T3
SERIAL NUMBER: 283787
COOLING: ONS /ONP /ONAF
MVA RATINGS: 50.00/ 66.70/ 83.30 MVA
VOLTAGE RATINGS: 110.00 - 28.40 - 0.00 KV

X - TERMINAL TRFR LIMIT

MAXIMUM DAILY AMBIENT DEG C	CURRENT LIMIT A	CURRENT LIMIT PU	RESULTING OUTPUT KV	RESULTING OUTPUT MVA	LOAD FACTOR	LIMIT	HIGHEST TEMPERATURE WINDING	HIGHEST TEMPERATURE DEG C	HIGHEST TEMPERATURE TIME	ULTC POS.(kV) H	ULTC POS.(kV) X
-10.0	2514.	1.48	28.67	124.8	0.63	temp	X	130.0	21:15	-----	28.75
-5.0	2456.	1.45	28.42	120.9	0.63	temp	X	130.0	21:15	-----	28.40
0.0	2397.	1.42	28.52	118.4	0.63	temp	X	130.0	21:15	-----	28.40
5.0	2342.	1.38	28.60	116.0	0.63	temp	X	130.0	21:15	-----	28.40
10.0	2285.	1.35	28.68	113.5	0.63	temp	X	130.0	21:15	-----	28.40
15.0	2254.	1.33	28.37	110.8	0.89	temp	X	130.0	18:15	-----	28.04
20.0	2192.	1.29	28.46	108.1	0.89	temp	X	130.0	18:15	-----	28.04
25.0	2130.	1.26	28.54	105.3	0.89	temp	X	130.0	18:00	-----	28.04
30.0	2066.	1.22	28.62	102.4	0.89	temp	X	130.0	18:00	-----	28.04
35.0	2003.	1.18	28.69	99.5	0.89	temp	X	130.0	18:00	-----	28.04

Rys. 1.21. Przykładowy wydruk ogólny wyników obliczeń dla transformatora dwuuzwojeniowego.

LITERATURA

[1] Y. Han, Y.H. Song – „Condition Monitoring Techniques for Electrical Equipment – A Literature Survey", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 18, No 1, January 2003, pp. 4-13

[2] J. Skubis – „Metody diagnostyki układów izolacyjnych transformatorów dużej mocy", II Konferencja TWN'99, Kazimierz Dolny 27 ¸29 stycznia 1999, s. 145-161

[3] J. Kováćik, J. Šimlaštik – „Wykrywanie i lokalizacja wewnętrznych źródeł wyładowań niezupełnych w transformatorach mocy", Konferencja ZARZĄDZANIE EKSPLOATACJĄ TRANSFORMATORÓW, Wisła – Jawornik, 31 marca – 2 kwietnia 2004, s.129-140

[4] P. Agoris, E. Gulski, S. Meijer, J.J. Smit – „Kontrola czułości przy detekcji wyładowań niezupełnych w transformatorach dużych mocy", Konferencja ZARZĄDZANIE EKSPLOATACJĄ TRANSFORMATORÓW, Wisła – Jawornik, 31 marca – 2 kwietnia 2004, s.205-213

[5] Knorr W., Leibfriend T. – „Monitorowanie transformatorów mocy", Międzynarodowa konferencja Transformatorowa TRANSFORMATOR'97, Kołobrzeg 8-10 maja 1997, s.253

[6] J. Wodziński – „Wysokonapięciowa technika prób i pomiarów", Warszawa, PWN 1997

[7] A. Gabler – http://www.abb.pl/global/plabb/plabb045.nsf/99ad595c32e0c2d9c12566e1000a4540/987be8da2fbc7033c1256e3d00291cf0/$FILE/str_28_29.pdf oraz materiały reklamowe firmy ABB „Transformer with Electronic Control – TEC. Built-in Knowledge", 2004

[8] "Outsourced monitoring and reliability of critical assets" Bob Augenstein, PacifiCorp robert.augenstein@pacificorp.com +1 (801) 220-4831 http://www.pacificorp.com/ Will Fox, Serveron Corporation will.fox@serveron.com +1 (503) 924-3244 http://www.serveron.com/; Paul Fischer, Serveron Corporation paul.fischer@serveron.com +1 (503) 924-3242 http://www.serveron.com/;

[9] "TrueGas Operation & Maintenance Guide" 810-1623-00 Rev A, July 18, 2003, www.serveron.com

[10] TrueGas Host Software User's Manual v4.1, document #810-1505-07 rev B, July 11, 2003, www.serveron.com
[11] http://www.dynamicratings.com/downloads_archives.htm
[12] J. Wodziński – "Wykład dla LUBZEL", Nałęczów, kwiecień 2004
[13] H. Harlow – Electric Power Transformer Engineering", CRC PRESS, New York, 2004
[14] IEEE Std C57.91-1995 and C57.91-1995/Cor 1-2002
"IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformaers"
[15] PN-IEC 60354 „Przewodnik obciążania transformatorów olejowych", kwiecień 1999
[16] www.morganschaffer.com/sys/calistoaccess/english/index.html
[17] www.morganschaffer.com/download/tfgap200specs.pdf
[18] www.deltaxresearch.com/toadesc.htm
[19] Mosiński F., Piotrowski T., Bocheński B., Anders G.: „Kompleks programów do zarządzania eksploatacją izolacji transformatorów energetycznych", Konferencja ZARZĄDZANIE EKSPLOATACJĄ TRANSFORMATORÓW, Wisła-Jawornik, 31 marca – 2 kwietnia 2004.
[20] www.epri.com

PRZYPISY

1) Podlega całkowitej dysocjacji niezależnie od stężenia.
2) HYDRAN stanowi rodzaj wodorowego ogniwa paliwowego. W rzeczywistym ogniwie elektrolitem jest roztwór wodny ługu potasowego KOH.
3) Zjawisko Ramana - rozpraszanie światła przez ciała stałe, ciekłe i gazowe. W widmie światła rozproszonego pojawiają się obok linii o tej samej częstotliwości co światło padające, linie o częstotliwościach od niej większych (linia ramanowska długofalowa) i mniejszych (linia ramanowska krótkofalowa). Te pierwsze są silniejsze. Jest to wynik zderzania się fotonów promieniowania z cząstkami materii. Mogą one być sprężyste (brak zmiany częstotliwości), foton może oddać część swojej energii (linia długofalowa) lub odebrać, jeśli cząsteczka jest wzbudzona (linia krótkofalowa).

8. DIAGNOSTYKA IZOLACJI Z ZASTOSOWANIEM METOD POLARYZACYJNYCH

Dr hab. inż. Jan Subocz[1], Dr Ing. Gusztáv Csépes[2]
[1] Politechnika Szczecińska, [2] MVM - Węgierskie Przedsiębiorstwa Energetyczne

Podstawowymi wielkościami charakteryzującymi dielektryki, a tym samym również papierowo-olejową izolację transformatorów są :
- konduktywność dielektryka σ (rezystywność skrośna $\rho = 1/\sigma$),
- wytrzymałość elektryczna na przebicie E_p,
- względna przenikalność dielektryczna ε_r,
- współczynnik strat dielektrycznych tanδ.

W warunkach eksploatacyjnych, do oceny stanu izolacji transformatorowej od wielu lat najczęściej stosuje się pomiary rezystancji, wyznaczenie współczynnika absorpcji R_{60}/R_{15} oraz pomiary współczynnika strat dielektrycznych przy częstotliwości sieciowej (50 lub 60 Hz). Rzadziej mierzona jest pojemność między uzwojeniami z jednoczesnym wyznaczeniem ilorazu C_{2Hz}/C_{50Hz}. Przydatność tak wyznaczonych właściwości do diagnostyki izolacji została poddana ostatnio dużej krytyce. W zamian proponuje się szereg nowych metod, które generalnie polegają na analizie zjawisk relaksacyjnych w izolacji transformatorów w szerokim zakresie czasu lub częstotliwości. Pozwalają one m.in. w miarę dokładnie wyznaczyć ilość wody zgromadzonej w preszpanie czy też oszacować stopień jego degradacji. Ponieważ te dwa parametry praktycznie determinują czas życia transformatora, tym samym staje się możliwa predykcja rzeczywistego okresu jego eksploatacji.

Metody diagnostyczne wykorzystujące przebiegi w dziedzinie czasu opierają się na pomiarze napięcia powrotnego (metoda RVM) oraz rejestracji prądów polaryzacji i depolaryzacji (metoda PDC), natomiast w dziedzinie częstotliwości wyznacza się zmiany współczynnika strat dielektrycznych tanδ oraz pojemności układu (metoda FDS).

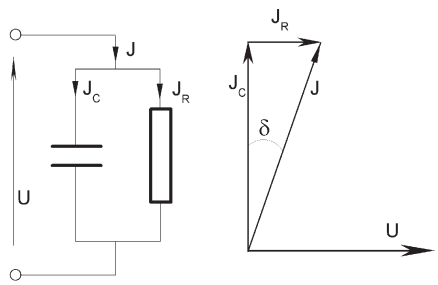
W tym rozdziale omówione będą przede wszystkim właśnie te nowoczesne i nadal rozwijające się metody analizy stanu izolacji.

1.1. RELAKSACJA W DIELEKTRYKACH.

Wypełniając pusty kondensator o pojemności C_0 dielektrykiem (np. olejem transformatorowym) zwiększamy jego pojemność. Iloraz pojemności C całkowicie napełnionego kondensatora do pojemności C_0 nazywamy względną przenikalnością dielektryczną:

$$\varepsilon_r = C / C_0 \qquad (1)$$

Charakteryzuje ona zdolność gromadzenia ładunku elektrycznego w dielektryku i jest rezultatem ustawiania się dipoli lub przemieszczenia się i rozdzielenia wolnych ładunków przestrzennych w polu elektrycznym.



Rys.1. Model dielektryka stratnego oraz wykres wskazowy napięcia i prądów

Gdy do kondensatora przyłożymy napięcie przemienne to wywołamy przepływ prądu pojemnościowego J_C, który wyprzedza w fazie napięcie U o kąt $\pi/2$. Możliwy jest również przepływ prądu J_R, zgodnego z faza przyłożonego napięcia. Prąd ten dostarcza do dielektryka energii koniecznej do pokrycia strat związanych z przewodnictwem elektrycznym, przemieszczaniem się ładunku swobodnego, czy też procesem obrotu dipoli i zmiany kierunku polaryzacji dielektryka. Iloraz obu tych prądów nazywany jest współczynnikiem strat dielektrycznych

$$\tan\delta = J_R / J_C \qquad (2)$$

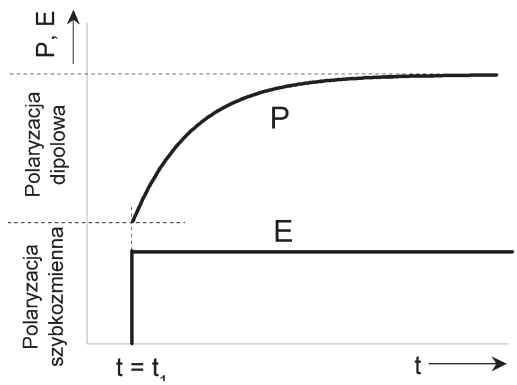
Straty w dielektryku można wyrazić również w postaci jego stratności, która jest iloczynem względnej przenikalności i współczynnika strat dielektrycznych:

$$\varepsilon'' = \varepsilon_r \cdot \tan\delta \qquad (3)$$

Schemat elektryczny dielektryka przedstawia się w postaci równoległego połączenia idealnej pojemności C oraz rezystora R, który obrazuje wydzielaną w nim moc czynną (rys.1). W miarę zmniejszania się wartości prądu czynnego, a tym samym współczynnika tanδ materiał zbliża się do idealnego dielektryka bezstratnego.

Szczególną cechą dielektryków jest to, że stopień ich spolaryzowania zależny jest m.in. od czasu oddziaływania pola elektrycznego i rośnie w miarę przedłużania działania pola

elektrycznego (rys. 2). Zachowanie takie jest rezultatem określonej bezwładności drobin, które posiadając moment dipolowy potrzebują pewien okres czasu do obrotu i orientacji w kierunku pola elektrycznego. Istotna rolę odgrywa również proces transportu masy jonowej. Ponieważ wielkość wektora polaryzacji P jest miarą pojemności dielektryka a procesowi orientacji towarzyszą straty energii, zatem należy oczekiwać, że gromadzenie się ładunku w dielektryku oraz wartość strat dielektrycznych zależne będzie od czasu oddziaływania pola elektrycznego lub też od jego częstotliwości.



Rys.2. Zmiana wektora polaryzacji w czasie działania stałego pola elektrycznego

Dla najprostszego przypadku relaksacji, gdzie drobiny nie oddziałują ze sobą (mechanizm Debye'a), po przyłożeniu do dielektryka elektrycznego pola wektor polaryzacji P (stopień spolaryzowania) rośnie zgodnie z zależnością:

$$P(t) = P_{\infty} + P_S \cdot (1 - e^{\frac{-t}{\tau}})$$

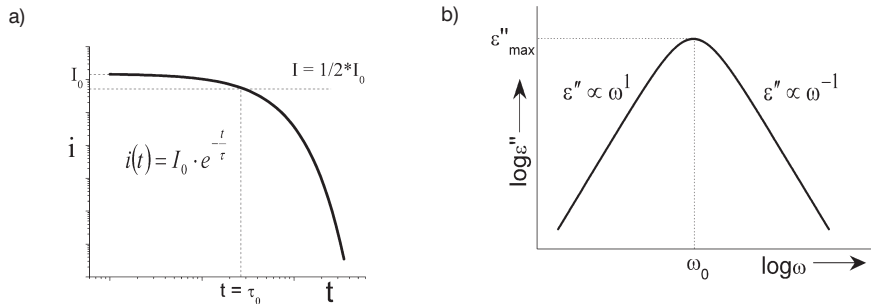
gdzie: P_{∞}, P_S – polaryzacja szybkozmienna i dipolowa, τ – stała czasowa.

Procesowi temu towarzyszy zanik prądu ładowania (polaryzacji) według wzoru:

$$i(t) = J_0 \cdot e^{\frac{-t}{\tau}} \qquad (4)$$

gdzie: J0 – prąd początkowy,

Charakterystyczną cechą zależności (4) jest możliwość wyznaczenia wartości stałej czasowej wprost z krzywej prądu ładowania jako czas, po którym prąd J_0 zmniejszył się o połowę (rys. 3a).



Rys. 3. Charakterystyka prądu polaryzacji (a) i stratności (b) w modelu Debye'a

W przypadku, gdy do dielektryka przyłożymy sinusoidalne pole elektryczne istnieje pewna częstotliwość f_0 (pulsacja $\omega_0 = 2\pi \cdot f_0$), dla której stratność dielektryka ε" osiąga wartość maksymalną (rys. 3.b). W obszarach odległych od ω_0, w podwójnie logarytmicznym układzie współrzędnych, stratność zmienia się proporcjonalnie do zmian pulsacji, przy czym kąt nachylenia prostych względem osi pulsacji wynosi $\pi/4$. Zachodzi również związek między stałą czasową relaksacji a pulsacją relaksacyjną, który można wyrazić w postaci :

$$\omega_0 \cdot \tau_0 = 1 \qquad (5)$$

Powyższe zachowania się dielektryków w polu elektrycznym są podstawą diagnostyki stanu izolacji papierowo-olejowej transformatorów, bowiem kształt zależności czasowych prądów polaryzacji i depolaryzacji oraz częstotliwościowe charakterystyki współczynnika strat dielektrycznych Tanδ i pojemności międzyuzwojeniowych zależą między innymi od przewodnictwa oleju izolacyjnego oraz od stopnia zawilgocenia preszpanu i papieru.

1.2. PRZEWODNICTWO ELEKTRYCZNE.

Całkowite przewodnictwo stałoprądowe (σ) takich substancji organicznych jak olej oraz preszpan jest sumą ładunków niesionych przez poszczególne nośniki i zależy od ich ilości „n", ruchliwości „u" oraz rodzaju i wielkości ładunku „e".

$$\sigma = \sum_{k=1}^{i} n_i \cdot u_i \cdot e_i$$

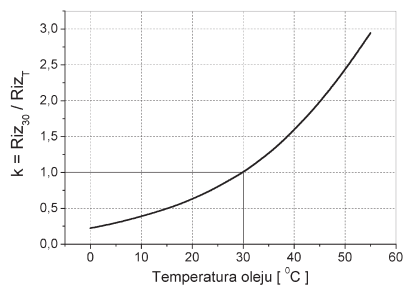
Ponieważ w celulozie lub oleju izolacyjnym nośnikami ładunku w przeważającej mierze są różnorodne jony to wartość przewodnictwa izolacji papierowo-olejowej zależeć będzie od wielkości makromolekuł celulozy, gęstości ich upakowania, struktury morfologicznej, a także od rodzaju i czystości oleju izolacyjnego. Wszelkie zanieczyszczenia oleju w postaci wody, powstałych w procesie starzenia substancji kwaśnych czy też luźnych cząstek celulozy powodują wzrost ilości nośników ładunku, a tym samym wzrost przewodnictwa. Należy przy tym podkreślić, że cząsteczki wody są doskonałym rozpuszczalnikiem wszelkich nienasyconych

związków chemicznych i tworząc silnie zjonizowane agregaty powodują dodatkowy, synergetyczny efekt zwiększenia przewodnictwa izolacji. Stąd zestarzone i zawilgocone oleje maja znacznie większe przewodnictwo niż wynikałoby to z prostego uwzględnienia wpływu wilgoci i stopnia zestarzenia np. w postaci wartości liczby kwasowej. Wzrost temperatury powoduje wzrost przewodnictwa jonowego izolacji według zależności:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{T} \cdot \exp\left(\frac{-W}{kT}\right) \qquad (6)$$

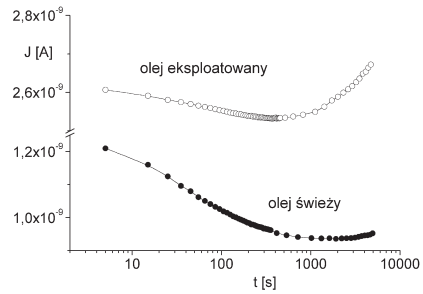
gdzie: T – temperatura, W – wypadkowa energia aktywacji związana z ruchliwością poszczególnych nośników, k – stała Boltzmanna

W praktycznych pomiarach rezystancji izolacji transformatorowej wpływ temperatury na przewodnictwo najczęściej podaje się w postaci stabelaryzowanych współczynników korekcyjnych lub ich wykresu (rys.4). Pozwalają one na przeliczenie zmierzonej przy określonej temperaturze rezystancji na wartość przy umownej temperaturze 30 °C.



Rys. 4. Wartości współczynnika korekcyjnego rezystancji izolacji transformatora dla różnej temperatury oleju

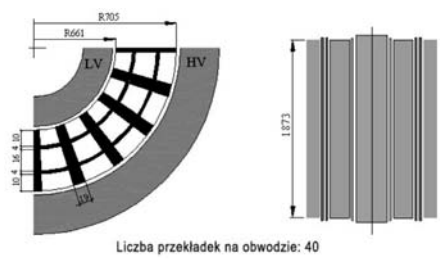
Dominująca rola dryftu masy jonowej w przewodnictwie izolacji papierowo-olejowej powoduje, że w pomiarach eksploatacyjnych może wystąpić efekt t.zw. „anormalnego prądu relaksacji" lub „anormalnej relaksacji". Polega on na tym, że po przyłożeniu napięcia stałego prąd przewodnictwa jest zmienny w czasie. Przyczyną tej anomalii jest różna ilość i ruchliwość jonów znajdujących się między elektrodami lub barierami blokującymi. Po pewnym czasie w obszarze przyelektrodowym oraz w pobliżu barier tworzy się t.zw. „warstwa podwójna", która powoduje wzrost pojemności układu i strat dielektrycznych. Mechanizm ten ilustruje rys.5, na którym pokazano zmiany w czasie prądu przewodnictwa oleju pobranego z eksploatowanego transformatora o zawartości 20 ppm wody i kwasowości 0,097 mgKOH/g oraz oleju nowego. Pomiary wykonano przy natężeniu pola elektrycznego E = 80 V/cm. Spadek prądu upływu w pierwszym okresie jest rezultatem zmniejszania się ilości ruchliwych jonów, które docierając do elektrod przestają brać udział w przewodnictwie. Natomiast jego wzrost po dłuższym czasie działania napięcia spowodowany jest przez duże, mało ruchliwe jony. W sumie zjawisko to daje efekt „anormalnej relaksacji". Jest on bardziej widoczny w zestarzonych i zawilgoconych olejach i może być mylony z klasycznymi zjawiskami polaryzacyjnymi.



Rys. 5. Zmiany prądu przewodnictwa oleju po przyłożeniu napięcia stałego

2. MODEL IZOLACJI GŁÓWNEJ TRANSFORMATORA

Mierzone w izolacji transformatorowej wartości stratności oraz prądów polaryzacji i depolaryzacji zależą m.in. od jej geometrii. Dlatego przy analizie przewodnictwa lub zjawisk relaksacyjnych, a zwłaszcza przy porównywaniu dielektrycznych parametrów różnych transformatorów niezbędna jest znajomość konfiguracji uzwojeń i tzw. pojemności geometrycznej układu izolacyjnego C_0. Powszechnie stosowaną konfigurację uzwojeń jednej fazy transformatora mocy przedstawia rys.6. Najbliżej rdzenia znajduje się uzwojenie dolnego napięcia (DN). Jest ono otoczone uzwojeniem górnego napięcia (GN). W pewnych przypadkach, np. w transformatorach trójuzwojeniowych, na zewnątrz uzwojenia GN znajduje się jeszcze dodatkowe uzwojenie DN. Poszczególne rodzaje uzwojeń odseparowane są od siebie głównym kanałem izolacyjnym, który zbudowany jest z kilku cylindrycznych warstw preszpanowych oddzielonych od siebie osiowo umieszczonymi przekładkami preszpanowymi. Powstałe pomiędzy warstwami i przekładkami przestrzenie tworzą wypełnione olejem kanały. Zapewniają one z jednej strony odpowiednio wysoką wytrzymałość elektryczną układu, z drugiej zaś tworzą system chłodzenia uzwojeń.



Rys. 6. Schemat geometryczny izolacji głównej transformatora

Z reguły pojemność geometryczną układu izolacji między uzwojeniami GN a DN można wyznaczyć korzystając ze wzoru na pojemność kondensatora cylindrycznego:

$$C_0 = \frac{\varepsilon_o \cdot 2\pi \cdot h}{\log(r_B / r_A)} \tag{7}$$

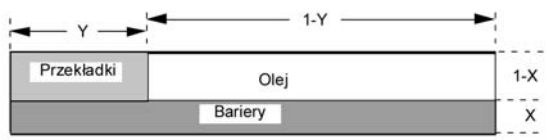
gdzie: h – średnia wysokość uzwojenia, r_A i r_B – wewnętrzny i zewnętrzny promień izolacji pomiędzy uzwojeniami.

Geometryczna pojemność może być również obliczona jako iloraz zmierzonej pojemności pomiędzy uzwojeniami i rzeczywistej przenikalności układu ε_c, która wynika z przestrzennego ułożenia preszpanu i oleju :

$$\varepsilon_c = \frac{\varepsilon_{kp} \cdot \varepsilon_{oleju}}{\varepsilon_{kp} \cdot x + \varepsilon_{oleju} \cdot (1 - x)} \tag{8}$$

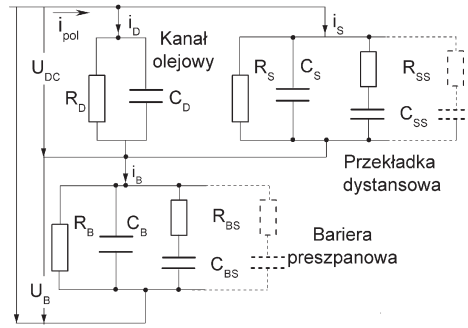
gdzie: ε_{kp} i ε_{oleju} - względne przenikalności dielektryczne preszpanu i oleju,
x – względna zawartość preszpanu w układzie izolacyjnym.

W tym przypadku do obliczeń można przyjąć pojemność zmierzoną przy częstotliwości 50 Hz. Zwykle jednak dla transformatorów o mocy rzędu 20 ÷ 250 MVA , w zależności od ich konstrukcji, względna przenikalność dielektryczna izolacji GN-DN zawiera się w przedziale ε_c = 3,6 ÷ 4,1.



Rys. 7. Uproszczony model geometrii izolacji transformatora

Bardzo często, w eksperckich systemach analizy zjawisk relaksacyjnych w izolacji transformatorowej, stosuje się zalecany przez CIGRE model (rys.7), w którym upraszcza się rzeczywistą geometrię izolacji głównej i dzieli się ja na trzy części złożone ze skumulowanych kanałów olejowych, barier i przekładek. Części te przedstawia się w postaci szeregowo – równoległego połączenia warstwy oleju oraz warstw preszpanowych barier i przekładek. W tym modelu parametr X definiowany jest jako iloraz grubości wszystkich barier do grubości kanału izolacyjnego. Natomiast Y jest ilorazem całkowitej szerokości wszystkich przekładek i zewnętrznego obwodu kanału olejowego. Zakłada się przy tym, że wysokość uzwojeń jest znacznie większa od odległości między uzwojeniami GN a DN, co pozwala pominąć wpływ geometrii izolacji między uzwojeniem DN a rdzeniem na parametry modelu. Przyjmowane do obliczeń wartości X i Y w zasadzie powinny być wzięte z rysunków konstrukcyjnych transformatora. Jeżeli jednak są one niedostępne, co dotyczy przeważnie starszych jednostek, można założyć, że względna zawartość barier (X) zawiera się w granicach 15 ÷ 50 %, natomiast przekładek (Y) około 15 ÷ 25 %. Dzięki takim uproszczeniom, elektryczny schemat izolacji głównej daje się przedstawić w postaci szeregowo-równoległych układów RC, które odpowiednio reprezentują elektryczny schemat zastępczy przekładek, barier oraz kanału olejowego (rys.8).



Rys. 8. Schemat elektryczny głównej izolacji transformatora

Charakteryzując właściwości izolacji papierowo-olejowej na ogół przyjmuje się, że relaksacja dielektryczna oleju transformatorowego jest pomijalnie mała. Stąd, kanał olejowy modeluje się za pomocą skupionych elementów R_D i C_D, które można wyznaczyć ze wzorów:

$$R_D = \frac{\varepsilon_0}{\sigma_{rolej} \cdot C_{0D}} \quad \text{oraz} \quad C_D = \varepsilon_{rolej} \cdot C_{0D} \tag{9}$$

gdzie: C_{0D} – geometryczna pojemność kanału, ε_0, ε_{rolej} – przenikalność dielektryczna próżni i oleju ($\varepsilon_{rolej} \approx 2{,}2$),- konduktywność oleju.

Schemat zastępczy impregnowanego olejem preszpanu jest bardziej złożony, a na jego parametry dielektryczne, oprócz temperatury, rodzaju celulozy czy też zawartości produktów procesu starzeniowego ma również wpływ częstotliwość napięcia pomiarowego. Jednak dominującą rolę należy przypisać procesom relaksacyjnym związanych przede wszystkim z ilością zgromadzonej wilgoci oraz stopniem degradacji celulozy. Na schemacie zastępczym są one reprezentowane przez wiele równolegle połączonych gałęzi RC, które symulują zachowanie się poszczególnych drobin obdarzonych momentem dipolowym lub ładunkiem elektrycznym. Na sumaryczny prąd polaryzacji ipol(t) płynący w izolacji głównej składa się prąd w kanale olejowym oraz prąd w przekładkach i barierach preszpanowych. Charakterystyczną cechą przekładek i barier jest to, że istotną częścią składową czasowej charakterystyki prądu jest tzw. „dielektryczna funkcja relaksacji" f(t). Opisuje ona proces ich ładowania się i rozładowywania. Funkcję tę zwykle modeluje się ją w postaci równolegle połączonych gałęzi RC – odpowiednio R_{BS}, C_{BS} oraz R_{SS}, C_{SS} dla barier i przekładek (rys.8).

3. PROCESY RELAKSACYJNE W DIAGNOSTYCE IZOLACJI

Diagnostyka izolacji transformatorów z wykorzystaniem zjawisk relaksacyjnych może opierać się na analizie przebiegów czasowych (dziedzina czasu) lub na analizie zależności częstotliwościowych (dziedzina częstotliwości). Stosowane obecnie metody w dziedzinie czasu wykorzystują pomiary prądów polaryzacji i depolaryzacji (metoda PDC) oraz pomiary

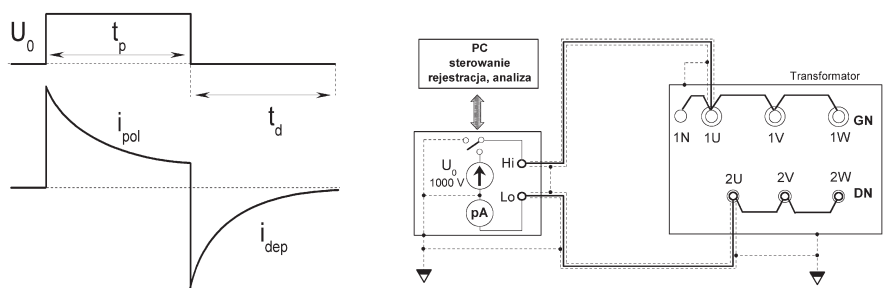
napięcia powrotnego (metoda RVM), natomiast w dziedzinie częstotliwości mierzy się zmiany współczynnika strat dielektrycznych tanδ oraz pojemności układu (metoda FDS).

W analizach w dziedzinie czasu zwraca się uwagę przede wszystkim na zmianę wartości takich parametrów izolacji transformatorowej jak przenikalność dielektryczna procesów szybkozmiennych ε_∞, przewodnictwo układu σ, funkcję relaksacji f(t), czy też napięcie powrotne U_R i czas pojawienia się jego maksymalnej wartości tcd. Natomiast w dziedzinie częstotliwości diagnostyka opiera się na analizie zmian zespolonej przenikalności dielektrycznej $\varepsilon^*(\omega)$, która jest sumą geometryczną względnej przenikalności i stratności układu izolacyjnego.

3.1. METODA PDC

Metoda ta jest modyfikacją stosowanej od wielu lat techniki pomiaru rezystancji izolacji i wyznaczania współczynnika absorpcji R_{60}/R_{15}. Polega ona na przyłożeniu do badanego obiektu napięcia stałego i pomiarze prądu polaryzacji i_{pol} przez pewien okres czasu t_p, po którym dokonuje się zwarcia układu i następuje pomiar prądu depolaryzacji idep przez okres t_d (rys.9). Prąd ładowania izolacji transformatora zmniejsza się w czasie działania napięcia aż do ustalenia się na pewnym poziomie, który określony jest przez przewodnictwo układu izolacyjnego. Płynący po zwarciu układu prąd depolaryzacji ma odwrotny znak w stosunku do i_{pol} i stopniowo zanika do zera powodując rozładowanie się systemu izolacyjnego.

a) b)

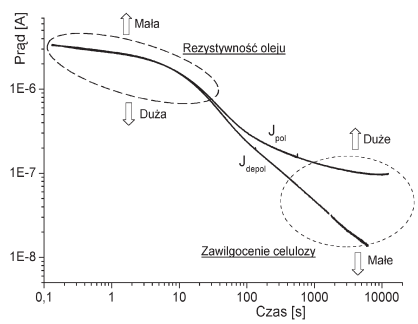


Rys. 9. Zasada pomiaru (a) oraz schemat połączeń (b) w metodzie PDC

Istotnym problemem przy pomiarach PDC jest określenie wartości napięcia polaryzacji i czasu trwania procesu ładowania i rozładowania układu. Duże natężenia pola elektrycznego mogą powodować nieliniowe zjawiska relaksacyjne, które będą wprowadzać błąd w ocenie. Jednak zastosowanie ich w pomiarach eksploatacyjnych umożliwia dokładną rejestrację prądów i ogranicza wpływ zakłóceń zewnętrznych lub zakłóceń pochodzących od ewentualnych ładunków elektrostatycznych zgromadzonych w izolacji czy też tzw. „efektu pamięci". W rezultacie zalecane jest stosowanie napięcia nie wyższego niż 1000 V, co wiąże się z koniecznością poprawnej rejestracji prądów rzędu ułamków nanoampera (10^{-10} A).

Pomiary PDC pozwalają wyznaczyć „funkcję relaksacji" izolacji transformatora, która jest podstawą analizy stopnia zawilgocenia lub degradacji preszpanu. Przy zastosowaniu odpowiedniej procedury pomiarowej, dla której czas polaryzacji t_p jest znacznie dłuższy od

czasu depolaryzacji t_d, dielektryczna funkcja relaksacji preszpanu ma kształt prądu depolaryzacji i może być użyta do identyfikacji np. stopnia zawilgocenia izolacji transformatorowej. Przyjmuje się, że dla poprawnej analizy iloraz $t_p/t_d \geq 5$. Szczególną cechą funkcji relaksacji jest to, że poszczególne jej fragmenty zdeterminowane są przez różne zjawiska relaksacyjne zachodzące w głównych elementach układu izolacyjnego (rys.10). Pozwala ona rozdzielić wpływ jakości oleju od wpływu zgromadzonej w preszpanie wilgoci. W pierwszych około 100 sekundach polaryzacji o wartości prądu decyduje przede wszystkim przewodnictwo oleju izolacyjnego, które zależy od takich czynników jak zawartość wody, kwasowość czy też stopień zanieczyszczenia i temperatura. Wzrost przewodnictwa oleju powoduje zwiększenie się prądu polaryzacji. Zależność ta jest wprost proporcjonalna i pozwala na praktyczne wyznaczenie rzeczywistego przewodnictwa oleju z początkowej wartości prądu polaryzacji. Stan elementów stałych układu izolacyjnego (bariery, przekładki) określa kształt charakterystyki PDC dla czasu dłuższego od 1000 sekund. Zwiększona zawartość wody w preszpanie skutkuje wzrostem prądu polaryzacji w tym zakresie oraz przyśpiesza proces depolaryzacji, co powoduje szybszy zanik prądu i_{dep}.



Rys. 10. Wpływ parametrów oleju i celulozy na kształt prądów polaryzacji i depolaryzacji

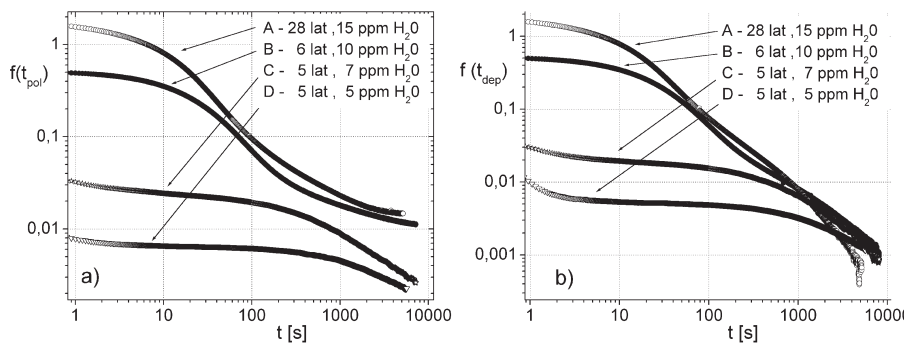
W wielu eksperckich programach analitycznych ilość wody zgromadzonej w elementach stałych izolacji oraz stopień ich degradacji ocenia się poprzez porównanie zmierzonych prądów polaryzacji (ładowania) $i_{pol(t)}$ i depolaryzacji $i_{dep(t)}$ z doświadczalnie wyznaczonymi funkcjami relaksacji próbek preszpanu o określonym stopniu degradacji celulozy i zawartości wilgoci. Procedurę tę umożliwia przekształcenie zarejestrowanych charakterystyk prądowych na wzorcową funkcję relaksacji polaryzacji lub depolaryzacji na drodze prostego przeskalowania:

$$f\left(t_{pol}\right) = \frac{i_{pol}(t)}{U_p \cdot C_0} \qquad \text{oraz} \qquad f\left(t_{pol}\right) = \frac{i_{pol}(t)}{U_p \cdot C_0} \tag{10}$$

gdzie: Up – napięcie polaryzacji, C_0 – pojemność geometryczna uzwojenia

W warunkach eksploatacyjnych często wystarczająca jest porównawcza ocena zachowania się izolacji w serwisowanej populacji transformatorów, czy też obserwowanie tendencji zmian podczas okresowych przeglądów. Jednak powinna ona pozwolić na relatywnie łatwe wytypowanie zagrożonych jednostek do dalszych, bardziej szczegółowych badań. W tym względzie rejestracja funkcji relaksacji prądu polaryzacji i depolaryzacji jest metodą prostą i skuteczną.

Przykładowe porównanie stanu izolacji w różnych transformatorach przy użyciu tych funkcji ilustruje rys.11, na którym przedstawiono pomiary PDC w izolacji 28-letniego transformatora 15/6,3 kV o mocy 20 MVA (A), transformatora identycznego jak A ale po 6-ciu latach od remontu uzwojeń (B), 5-cio letniego transformatora 110/15 kV (C), 270 MVA oraz 5-cio letniego transformatora 220/15 kV, 270 MVA (D).



Rys. 11. Funkcje relaksacji polaryzacji (a) i depolaryzacji (b) transformatorów o różnym okresie eksploatacji

Zestawienie charakterystyk pozwala zauważyć, że początkowa część kształtu funkcji relaksacji zdeterminowana jest przez stopień zawilgocenia oleju. Z drugiej strony największa wartość $f(t_{pol})$ oraz najszybszy zanik $f(t_{dep})$ w transformatorze A dla czasu dłuższego od 1000 s zawiera informację, że pomimo dobrych parametrów oleju (15 ppm H_2O), degradacja i zawilgocenie celulozy są w nim najbardziej zaawansowane.

Związek między przewodnictwem celulozy a skracaniem się stałych czasowych relaksacji wolnozmiennych łatwo daje się zaobserwować w eksploatacyjnych pomiarach izolacji. Rysunek 12.a wskazuje, że z ogólnej krzywej prądu depolaryzacji można wydzielić charakterystyczne dla relaksacji preszpanu polaryzacje o stałych czasowych T2 oraz T3.

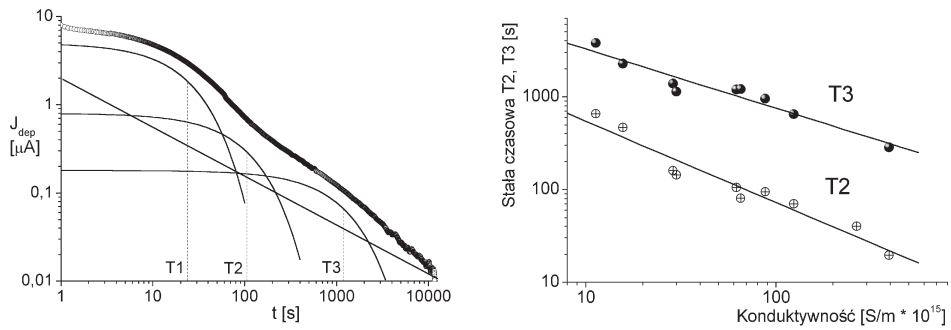
W tym celu można posłużyć się zależnością na prąd lub funkcję depolaryzacji w postaci:

$$i_{dep}(t) = A \cdot t^{-N} + \sum_{k=1}^{3} B_k \cdot \exp(-t / T_k) \qquad (11)$$

gdzie: A, N – parametry prądu zaniku ciągłego, B_k, T_k – parametry relaksacji dipolowych

Opisuje ona trzy dominujące relaksacje dipolowe w zakresie krótkiego, średniego i długiego czasu oraz proces rozładowania izolacji charakteryzujący się ciągłym rozkładem stałych czasowych. Z kolei na rys.12.b przedstawiono zależności pomiędzy przewodnictwem celulozy a wartościami T2 i T3, które wyznaczono dla różnych transformatorach o mocy od 10 MVA do 270 MVA, napięciu od 110 kV do 400 kV oraz okresie eksploatacji od 5 do 32 lat. Wynika z niej, że wśród badanych jednostek izolację o największym stopniu zużycia posiadał 30-letni transformator sieciowy, w którym zmierzono konduktywność papieru $\sigma \approx 0{,}4$pS/m a stałe czasowe T2 i T3 wynosiły odpowiednio 19 i 288 sekund. Natomiast izolację o najlepszej kondycji stwierdzono w 5-cio letnim transformatorze blokowym, w którym zmierzono $\sigma \approx 0{,}011$pS/m zaś T2=664s T3=3843s oraz. Jest to jednostka, której funkcje relaksacji pokazano na rys. 11 jako krzywe D.

a) b)



Rys.12. Analiza prądu depolaryzacji izolacji (a)
oraz wpływ przewodnictwa celulozy na wartości T2, T3 (b)

Dokonując porównawczej, szacunkowej oceny stanu izolacji na podstawie krzywych PDC szczególną uwagę należy zwrócić na warunki , w których przeprowadzono pomiary. Dotyczy to zwłaszcza temperatury izolacji w czasie pomiaru, która w znaczący sposób wpływa zarówno na wartość przewodnictwa celulozy (energia aktywacji W = 0.9 eV) jak i na wartości stałych czasowych T2 i T3. Tak więc powinna ona być w miarę jednakowa.

Należy przy tym podkreślić, że w przypadku konieczności uzyskania dokładniejszych danych dotyczących stopnia zawilgocenia i zestarzenia preszpanu nieodzowne są programy eksperckie.

3.2. POMIAR WSPÓŁCZYNNIKA ABSORPCJI R_{60}/R_{15}

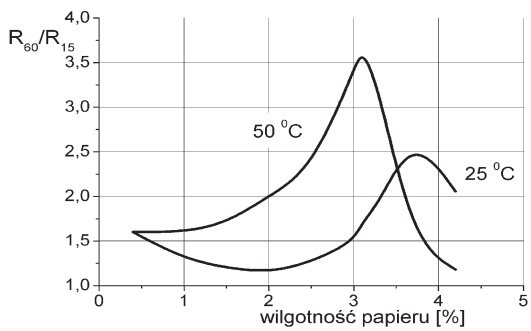
Współczynnik absorpcji lub polaryzacji R_{60}/R_{15} definiowany jest jako iloraz wartości rezystancji izolacji zmierzonych po 60 i 15 sekundach od przyłożenia napięcia. W momencie jego wprowadzania do praktyki diagnostycznej oczekiwano, że będzie to proste narzędzie identyfikujące stopień zawilgocenia papieru. Jednak w świetle omawianych w p.3.1 zachowań izolacji transformatorowej, zagadnienie interpretacji oraz sens pomiarów R_{60}/R_{15} nabiera nowego znaczenia. Na przykładzie pokazanych na rys.11 zależności można zauważyć,

że rezystancja izolacji zmierzona po 15 sekundach od chwili przyłożenia napięcia zdeterminowana jest przede wszystkim przez właściwości oleju, podczas gdy po 60 sekundach uwidacznia się duży wpływ właściwości elementów stałych izolacji. Zatem obie te wartości w zasadzie charakteryzują inne elementy układu izolacyjnego. Ponadto dodatkowymi czynnikami różnicującymi R_{15} i R_{60} jest temperatura izolacji w trakcie pomiaru. Bowiem inaczej wpływa ona na przewodnictwo oleju niż na przewodnictwo preszpanu. Temperatura ustala również poziom równowagi stężenia wilgoci w oleju i preszpanie. W rezultacie wartość współczynnika R_{60}/R_{15} zależna jest od wielu oddziaływań, których sumaryczny wpływ powoduje, że w zależności od stopnia zawilgocenia papieru i temperatury izolacji papierowo-olejowej zmienia się on tak, jak pokazano na rys.13.

Z prezentowanych na nim charakterystyk wypływają następujące wnioski:

- przy temperaturze 25°C, dla stopnia zawilgocenia papieru poniżej 3% zmiany R_{60}/R_{15} są niewielkie,
- R_{60}/R_{15} nie można jednoznacznie odnieść do stopnia zawilgocenia papieru; np. dla wartości R_{60}/R_{15} = 1,6 przy temperaturze 25°C zawartość wilgoci może wynosić w = 0,4 %, w = 3,1% lub w > 4%, natomiast w 50°C odpowiednio w < 0,7% i w = 3,7%.

Stąd wydaje się oczywiste, że przydatność współczynnika absorpcji R60/R15 jako wskaźnika identyfikującego stan stałych elementów izolacji transformatorowej jest bardzo problematyczna.

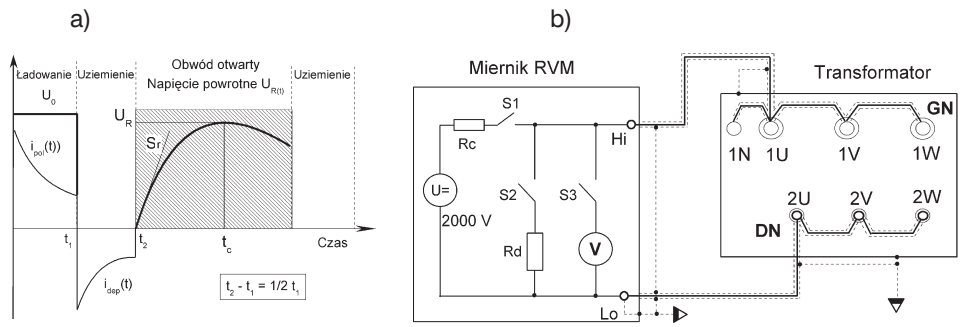


Rys.13. Zależność współczynnika R_{60}/R_{15} od wilgotności papieru przy różnej temperaturze izolacji papierowo-olejowej

3. 3. METODA NAPIĘCIA POWROTNEGO (RVM)

Metoda RVM jest modyfikacją pomiarów prądów polaryzacji i depolaryzacji. Jej zasada polega na wyznaczeniu spektrum polaryzacyjnego układu izolacyjnego w postaci zależności tzw. „napięcia powrotnego" U_R od czasu. Cykl wyznaczenia U_R realizowany jest w czterech krokach (rys.14.a). Pierwszy polega na przyłożeniu do izolacji napięcia stałego o wartości 2000 V na czas t_1 (zamknięty wyłącznik S1 – rys.14.b). Po tym czasie wyłącznik S1 jest otwierany i zamykany S2, co powoduje zwarcie izolacji do ziemi. W metodzie przyjęto, że czas zwarcia izolacji do ziemi jest dwukrotnie krótszy od czasu polaryzacji (ładowania).

Po czasie t_2 rozwierany jest wyłącznik S2 i zamykany S3, co sprawia, że do otwartego układu izolacyjnego przyłączany jest woltomierz o bardzo dużej rezystancji wewnętrznej. Ponieważ czas polaryzacji jest dłuższy od czasu zwarcia to w momencie otwarcia S2 badana izolacja nie jest całkowicie rozładowana. Zatem, po otwarciu S2 na zaciskach woltomierza zacznie narastać z pewną stałą czasową napięcie powrotne (odbudowy). Istotą metody jest trzeci krok, w którym rejestruje się maksymalną wartość napięcia powrotnego U_R oraz czas jego pojawienia się t_C. Czwartym krokiem cyklu jest ponowne zwarcie układu izolacyjnego do ziemi w celu całkowitego jego rozładowania. Spektrum polaryzacyjne badanego układu izolacyjnego wyznacza się na drodze wielokrotnego powtarzania cyklu pomiarowego, przy czym czas polaryzacji w kolejnym cyklu powinien być coraz dłuższy. W ten sposób powstaje charakterystyka $U_R = f(t_C)$, która jest podstawą analizy stanu badanego układu izolacyjnego.

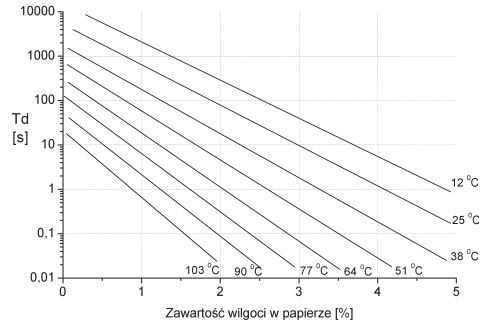


Rys. 14. Zasada (a) oraz schemat pomiarowy (b) metody RVM

Kształt tej charakterystyki jest bardzo wrażliwy na zestarzenie i zawilgocenie izolacji papierowo- olejowej. Dlatego metoda RVM jest dobrym narzędziem diagnostycznym izolacji w transformatorach ze szczególnym uwzględnieniem zawartości wilgoci w papierze oraz produktów starzeniowych i zabrudzeń. Pozwala również rozróżnić poszczególne stany izolacji (świeży olej-świeży papier, zestarzony olej-świeży papier, zestarzony olej-zawilgocony papier, zestarzony olej-suchy lecz zestarzony papier, itd.).

Cechą charakterystyczną spektrum polaryzacyjnego jest jego „główna stała czasowa" t.j. czas Td, w którym wartość U_R jest maksymalna. Jest on ściśle skorelowany z zawartością wilgoci w papierze. Drugim istotnym czynnikiem wpływającym na wartość głównej stałej czasowej jest temperatura izolacji. Z tego powodu, przy wyznaczaniu stopnia zawilgocenia stałych elementów izolacji konieczne jest odniesienie wyznaczonej wartości głównej stałej czasowej do temperatury górnej warstwy oleju. W tym celu wykorzystywane są zwykle odpowiednie nomogramy (rys.15).

Najczęściej spektrum napięcia powrotnego zawiera tylko jedno maksimum U_R z właściwą sobie stałą czasową Td. Ma to miejsce w przypadku, kiedy izolacja olejowo-papierowa jest w dobrym stanie a układ izolacyjny posiada ustabilizowany rozkład wilgoci (stan izolacji jest jednorodny). Występują jednak przypadki, kiedy spektrum polaryzacyjne zawiera dwie i więcej stałych czasowych. Z reguły efekt taki ma miejsce, gdy izolacja papierowo-olejowa jest w dobrym stanie ale stężenie wilgoci w układzie nie jest w równowadze termodynamicznej lub gdy stan izolacji nie jest jednorodny (np. papier jest nowy lub suchy a olej zestarzony, itd.).



Rys. 15. Nomogram wyznaczenia stopnia zawilgocenia izolacji na podstawie krzywych RVM

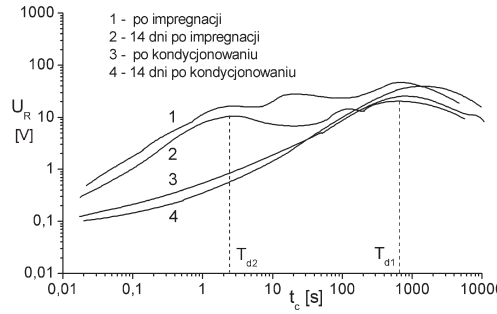
ANALIZA WYNIKÓW RVM.

Interpretacja pomiarów napięcia powrotnego opiera się na analizie dwóch krzywych (U_R i S_r), a ściślej na wyznaczeniu czasu Td pojawienia się maksimów U_R oraz określeniu jego wartości jako wskaźnika intensywności polaryzacji. Analiza staje się łatwiejsza gdy również brane jest pod uwagę początkowe nachylenie krzywej napięcia powrotnego (S_r). Przy wyznaczaniu stopnia zawilgocenia izolacji transformatorowej często popełniane są błędy, które wynikają z trudności w ocenie przyczyny odpowiedzialnej za powstanie określonej głównej stałej czasowej w przypadku wystąpienia większej ilości ekstremów U_R. Należy bowiem pamiętać, iż każdemu rodzajowi niejednorodności układu papierowo-olejowego odpowiada na schemacie izolacji dodatkowa gałąź $R_{BS}C_{BS}$ lub $R_{SS}C_{SS}$ (rys.8). Modeluje ona właściwą dla tej niejednorodności relaksację o określonej stałej czasowej, która na krzywej spektralnej uwidacznia się w postaci dodatkowego ekstremum U_R.

Zagadnienie wpływu niejednorodności okazało się w praktyce pomiarowej niezwykle istotne przy ocenie stopnia zawilgocenia izolacji transformatorowej. Jego pominięcie przy analizie krzywych spektralnych prowadzi zwykle do przeszacowania ilości zgromadzonej w celulozie wody. Z tego powodu, w celu przybliżenia sposobu interpretacji, rozpatrzonych będzie poniżej kilka, najczęściej występujących w praktyce przykładów krzywych polaryzacyjnych z wieloma ekstremami.

3.3.1. SPEKTRUM POLARYZACYJNE DLA NIEJEDNORODNEGO ROZKŁADU WILGOCI

Zachwiana równowaga termodynamiczna stężenia wilgoci w izolacji papierowo-olejowej jest najczęściej występującą przyczyną pojawienia się dwóch lub więcej głównych stałych czasowych w spektrum polaryzacyjnym. Krzywe 1,2 na rys.16 przedstawiają spektrum układu izolacyjnego o trzech ekstremach U_R spowodowanych nadmiernym zawilgoceniem oleju. W takim przypadku powstaje przypowierzchniowa, cienka warstwa papieru o większej zawartości wilgoci, która jest źródłem dodatkowych polaryzacji o różnych stałych czasowych. Ponieważ dyfuzja wody do zaimpregnowanego papieru jest procesem bardzo wolnym (w temperaturze pokojowej stała czasowa dyfuzji jest dłuższa niż jeden rok), to z wykonanych w 2-tygodniowym odstępie pomiarów otrzymano praktycznie taki sam kształt spektrum polaryzacyjnego. Dopiero 2-tygodniowy proces kondycjonowania izolacji w temperaturze ok. 80-90°C spowodował, że nastąpiło wyrównanie stężenia wilgoci między papierem a olejem i spektrum polaryzacyjne posiada tylko jedną główną stałą czasową, która określa zawartość wody w papierze (rys.16, krzywe 3,4).

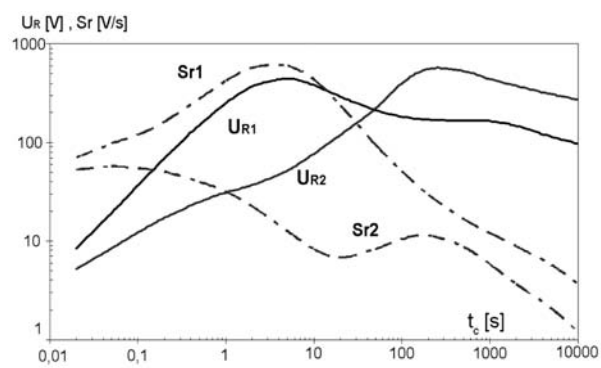


Rys. 16. Spektra polaryzacyjne w izolacji z niejednorodnym (1,2) oraz jednorodnym (3,4) rozkładem wilgoci

Zrozumienie tego zjawiska jest bardzo ważne, gdyż podobna sytuacja ma miejsce np. w zakładach produkujących i remontujących transformatory, kiedy po procesie suszenia impregnuje się papier olejem, a następnie sprawdza się skuteczność procesu suszenia. Jeśli zawartości wilgoci w oleju i papierze są takie, że układ jest w równowadze to krzywe RVM mają tylko jedną główną stałą czasową. W przypadku analizowanej na rys. 16 izolacji, jeśli zawartość wody w papierze jest na poziomie około 0,7% to dla zachowania jednorodności struktury, zgodnie z „charakterystyką równowagi", zawartość wody w oleju powinna wynosić poniżej 5 ppm. W przeciwnym razie w izolacji pojawi się „nowy proces lub zjawisko relaksacyjne", którego stała czasowa będzie miała inną, najczęściej mniejszą wartość w porównaniu do „głównej stałej czasowej" papieru.

3.3.2 SPEKTRA POLARYZACYJNE PRZED I PO WYMIANIE ZESTARZONEGO OLEJU

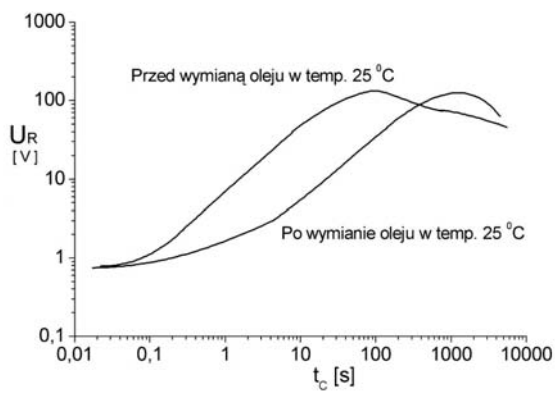
W praktyce przypadek taki występuje bardzo często, więc poprawna interpretacja krzywych RVM jest szczególnie istotna. Stan izolacji transformatora, którego krzywe RVM pokazano na rys. 17 był następujący: izolacja papierowa była mało zawilgocona lecz zdegradowana a olej zawierał dużo zanieczyszczeń i produktów starzenia. Był to 30-letni transformator 220 kV, 160 MVA, w którym dokonano wymiany zestarzonego oleju. Zmierzone przed wyminą oleju krzywe RVM zawierały najmniej dwie główne stałe czasowe (U_{R1}, S_{r1}).



Rys. 17. Spektra polaryzacyjne zestarzonej izolacji przed (U_{R1}, S_{r1}) oraz po wymianie (U_{R2}, S_{r2}) zestarzonego oleju

Krótsza z nich spowodowana była produktami starzenia oleju, co potwierdzono badaniami oleju. Natomiast dłuższa główna stała czasowa charakteryzuje zawartość wody w papierze. Ze względu jednak na dużą wartość polaryzacji w zakresie od 100 do 1000 sekund jest ona mało widoczna. Po wymianie oleju wpływ zestarzenia oleju nie zniknął całkowicie (U_{R2}, S_{r2}), gdyż papier wcześniej zaadsorbował produkty starzenia. Ponieważ zawilgocenie papieru praktycznie nie uległo zmianie, więc stała czasowa charakteryzująca zawartość wody w papierze pozostała prawie taka sama (U_{R1}, U_{R2}). Z kolei zmiana oleju spowodowała wzrost równoległej rezystancji i pik napięcia powrotnego również wzrósł, przy czym nastąpił spadek polaryzacji związanej z zanieczyszczeniami i produktami starzenia. Analiza tego przypadku pozwala wykazać, że jest możliwe rozróżnienie wpływu zawartości wilgoci od wpływu produktów starzenia oleju, a tym samym uniknięcia błędnej interpretacji.

Kolejny przykład (rys.18) dotyczy przypadku kiedy wykonany z nowego papieru układ izolacyjny zalany był zestarzonym lub zanieczyszczonym olejem. Spektrum polaryzacyjne takiego układu ma dwie główne stałe czasowe, które w temperaturze pokojowej wynoszą odpowiednio 100 i 1500 sekund. Wartość krótszej głównej stałej czasowej (100 s) wynika z istnienia w układzie produktów starzenia oleju. Taka ilość zanieczyszczeń powoduje identyczną („ekwiwalentną") polaryzację jak 2,2% zawartości wody w papierze. Nie uwzględnienie tego faktu w analizie prowadzi do często prezentowanego poglądu , że przy stosowaniu metody RVM wyznaczona zawartość wilgoci jest często większa niż określona innymi metodami ponieważ olej „przeszkadza" w określeniu jej ilości w papierze. W tym przypadku prawdziwą zawartość wody w papierze charakteryzuje dłuższa główna stała czasowa o wartości około 1500 sekund, co odpowiada zawilgoceniu w = 0,8% .



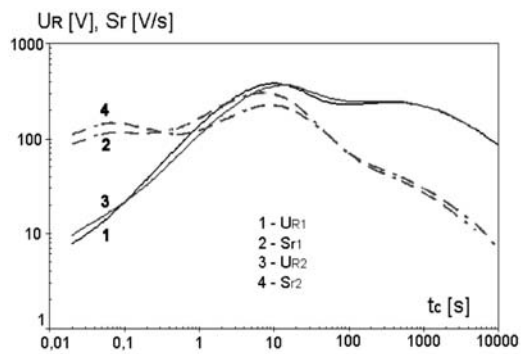
Rys. 18. Spektra polaryzacyjne izolacji nowej przed oraz po wymianie zestarzonego oleju

Natomiast „ekwiwalentne" zawilgocenie o wartości 2,2% spowodowane było przez zestarzony olej. Taką interpretację potwierdziły powtórne pomiary RVM wykonane po 5 dniach od wymiany oleju na nowy, które wykazały tylko jedną stałą czasową o wartości około 1600 sekund, co odpowiada zawartości wilgoci na poziomie około 0,8%.

3.3.3 SPEKTRA POLARYZACYJNE PRZED I PO WIROWANIU OLEJU (BEZ JEGO WYMIANY)

Ten przypadek także jest dość częsty w praktyce (rys. 19) i podobny do wyżej opisanej sytuacji. Na podstawie krzywych RVM można stwierdzić, że izolacja papierowa jest relatywnie sucha i słabo zdegradowana, natomiast olej zawiera dużo produktów starzeniowych. Porównując krzywe RVM przed i po wirowaniu można stwierdzić, że wystąpiły tylko nieznaczne zmiany polaryzacji.

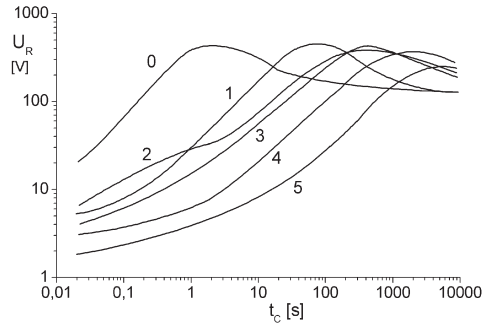
Mimo, że zawartość wilgoci w papierze w zasadzie jest mała i niezmienna to ponowne wlanie po wirowaniu zużytego oleju powoduje, że układ nadal zawiera duża ilość produktów starzenia, co jest sytuacją niebezpieczną dla dalszej pracy transformatora. Z doświadczeń wynika, że jeśli występuje duża polaryzacja o stałej czasowej równej lub mniejszej niż 1 sekunda przy 25°C to izolacja transformatora powinna być regenerowana. W tym przypadku wysuszona izolacja nadal zawiera dużą ilość produktów starzenia. Mają one taki sam wpływ na relaksację układu izolacyjnego jak ok. 4 % zawartości wilgoci. Tak więc suszenie izolacji tego transformatora nie wniosło znaczącej poprawy kondycji izolacji.



Rys. 19. Krzywe RVM przed (1,2) i po (3,4) wirowaniu oleju

3.3.4. SPEKTRA POLARYZACYJNE W TRANSFORMATORACH O RÓŻNYM CZASIE EKSPLOATACJI

Na wstępie rozpatrzmy dwa skrajne przypadki izolacji (stan dobry i bardzo zły), a następnie pozostałe krzywe opisujące transformatory o różnym stopniu zestarzenia (rys.20). Gdy izolacja jest nowa i sucha, czyli jednorodna, krzywe RVM mają tylko jedną główną stałą czasową a jej wartość w temperaturze pokojowej jest większa niż 1000 sekund (rys.19, krzywa 5). Pozostałe krzywe (4 – 0) pochodzą z pomiarów w transformatorach o coraz większej zawartości produktów starzenia, wilgoci itd. Ponieważ struktura izolacji tych transformatorów nie jest jednorodna, więc krzywe RVM mają po dwie lub więcej stałych czasowych. Ostatnia krzywa z lewej (0) charakteryzuje transformator w najgorszym stanie, a jej maksimum występuje dla stałej czasowej około 1 sekundy przy temperaturze 25°C.



Rys. 20. Spektra polaryzacyjne transformatorów o różnym

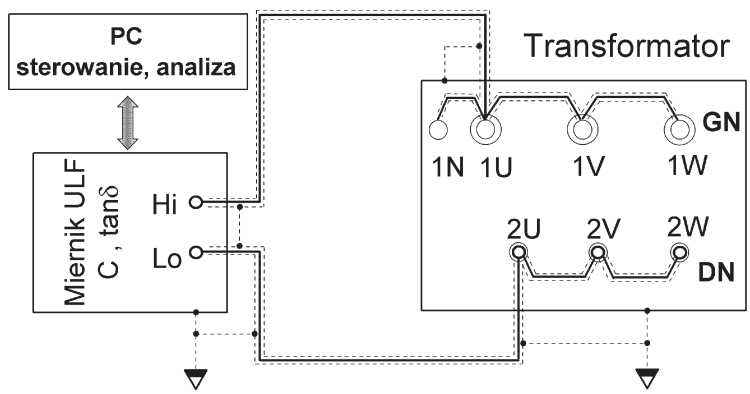
3.4. METODA FDS

W tej metodzie podstawą analizy zachowania się układu izolacyjnego jest wyznaczenie charakterystyk zmian pojemności i współczynnika tanδ strat od częstotliwości. Jest ona rozwinięciem pomiarów wykonywanych zazwyczaj przy częstotliwościach sieciowych lub też dla f = 2 Hz. Stosuje się przy tym spektrum, które odpowiada czasom używanym w metodach RVM lub PDC t.j. w zakresie od 0,1 mHz do 100 Hz oraz napięcia pomiarowe do 1 kVmax. Takie spektrum nie pozwala stosować układów mostkowych, stąd wykorzystywane są generatory napięcia sinusoidalnego ultraniskiej częstotliwości oraz układy rejestrujące chwilowe wartości napięcia i prądu płynącego przez izolację. Typową, najczęściej stosowaną konfigurację połączeń przy badaniu izolacji transformatorów metodą FDS pokazano na rys.12. Sygnał napięciowy przyłożony jest do uzwojenia GN a odczytu prądu dokonuje się na wyjściu z uzwojenia DN. Kadź i rdzeń powinny być uziemione. Możliwe są również pomiary przy innej konfiguracji izolacji np. między uzwojeniem a kadzią lub rdzeniem, jednak w takich przypadkach drugie uzwojenie należy zewrzeć i połączyć z ekranem przyrządu pomiarowego i ziemią. Z przedbiegów czasowych napięcia i prądu wyznacza się wartość impedancji, rezystancji, pojemności oraz współczynnika tanδ w oparciu o równoległy model zastępczy RC, który przyjmuje się zwykle w przypadku materiałów o dużej stratności.

Istotny wpływ na obliczone wartości parametrów, a zwłaszcza na tanδ, mogą mieć nieliniowe zjawiska relaksacyjne, zgromadzony w izolacji ładunek elektrostatyczny, czy też t.zw. „efekt pamięci" pochodzący od wcześniejszych polaryzacji. Zjawiska te nasilają się dla częstotliwości niższych od 0,01 Hz i powodują, że odpowiedź prądowa nie jest sinusoidalna, a jej kształt w miarę narastania nieliniowości zbliża się do przebiegu o kształcie zębów piły. Innym objawem może być coraz większa składowa stała zawarta w odpowiedzi prądowej. Z tego powodu systemy pomiarowe powinny mieć możliwość identyfikacji i sygnalizacji tych efektów, oraz odpowiednie algorytmy obliczania wartości tanδ . Dobrym rozwiązaniem w tym przypadku jest stosowanie metody geometrycznej polegającej na wyznaczeniu punktów przejścia napięcia i prądu przez „zero obliczeniowe" lub metoda aproksymacji zarówno przebiegu napięciowego jak i prądowego. Ważna jest również procedura pomiarowa, która pozwala minimalizować wpływy zachowań nieliniowych oraz zakłócenia zewnętrzne.

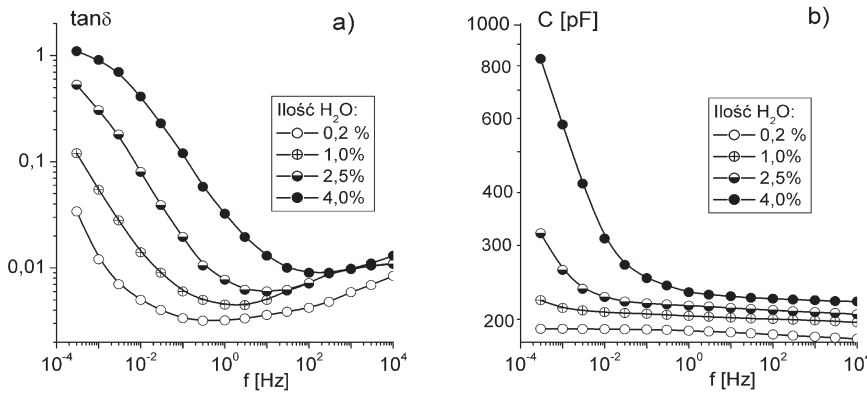
Powinna ona uwzględniać takie czynności jak:

- zwieranie uzwojeń GN i DN oraz połączenie ich z kadzią lub rdzeniem co najmniej na 1 godz. przed rozpoczęciem pomiarów;
- pomiary częstotliwościowe należy wykonywać przed pomiarami rezystancji izolacji, RVM czy też PDC;
- sekwencja pomiarowa powinna rozpoczynać się od częstotliwości wysokich w kierunku częstotliwości niskich. Zalecane jest przy tym wykonanie ok. 5 ÷ 6 pomiarów na dekadę częstotliwości (np. w porządku 1,0 – 0,7 – 0,5 – 0,3 – 0,2 – 0,13 dekady),
- oba przewody pomiarowe (napięciowy i prądowy) powinny być ekranowane a ich ekrany połączone i uziemione na obu końcach, przy czym zalecane jest, aby przewód napięciowy był podłączony do uzwojenia GN, lub w przypadku pomiarów w konfiguracji DN-kadź do uzwojenia DN (rys.21).
- odpowiedni dobór wartości napięcia pomiarowego, która powinna być kompromisem uwzględniającym występowanie nieliniowych zjawisk przy stosowaniu wysokiego napięcia oraz wpływ zakłóceń i składowej stałej, które mogą być porównywalne z mierzoną wartością prądu przy niskich częstotliwościach i napięciach. W badaniach eksploatacyjnych wystarczające są napięcia o amplitudzie rzędu 400 ÷ 800 V_{max}.



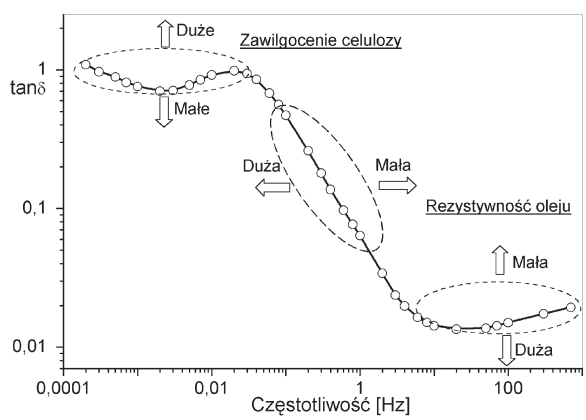
Rys. 21. Schemat połączeń w metodzie FDS

Wartość współczynnika strat tanδ oraz pojemności impregnowanej olejem celulozy jest silnie uzależniona od częstotliwości, temperatury, stopnia degradacji oraz stopnia zawilgocenia. W miarę zwiększania się ilości pochłoniętej wody rośnie również pojemność oraz tanδ celulozy. Jednak, jak to pokazuje rys.22, zróżnicowanie przebiegu zależności tanδ=f(f) oraz C = f(f) dla próbek mało, średnio i mocno wilgotnego preszpanu szczególnie jest widoczne z zakresie częstotliwości niższych od 1 Hz. Takie zachowanie się impregnowanego papieru jest podstawą szacowania ilości zgromadzonej w nim wody przy stosowaniu metody FDS. Eksperckie programy analityczne opierają się na sporządzonych w warunkach laboratoryjnych charakterystykach, które uwzględniają również wpływ temperatury i stopień degradacji celulozy.



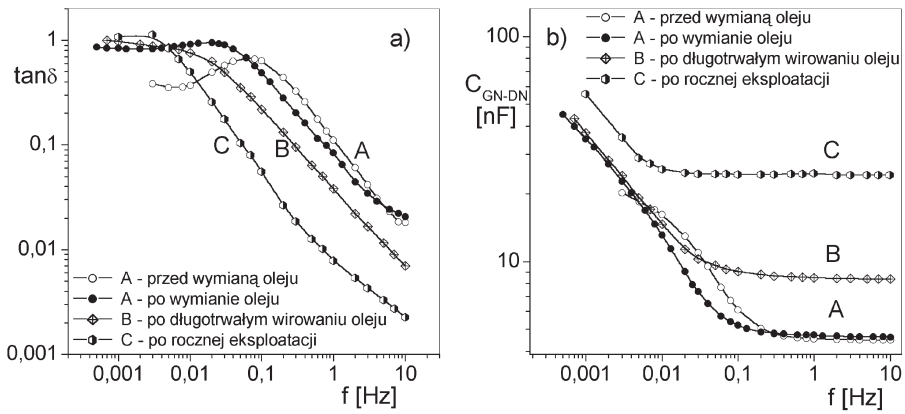
Rys. 22. Zmiany częstotliwościowe współczynnika strat tanδ (a) oraz pojemności C (b) próbek niestarzonego, impregnowanego preszpanu z różną zawartością wody.

Z pomiarów rzeczywistych układów izolacyjnych transformatora otrzymuje się nieco inne zależności. Są one wynikiem równoczesnego występowania kilku procesów przewodnictwa i relaksacji w różnych fragmentach izolacji papierowo-olejowej. Ich udział w ogólnych stratach zależy m.in. od stopnia zawilgocenia i degradacji celulozy, przewodnictwa oleju oraz temperatury. W rezultacie zarówno zależność tanδ=f(f) jak i C = f(f) ulegają dużym przekształceniom. Pomimo to, analogicznie jak w metodzie PDC, można wydzielić pewne przedziały częstotliwości, w których właściwości określonego czynnika (elementu izolacji) mają dominujący wpływ na te charakterystyki. Jak to schematycznie ilustruje rys. 23, wzrost przewodnictwa oleju na skutek np. zawilgocenia przesuwa średnioczęstotliwościową część charakterystyki tanδ=f(f) w stronę częstotliwości wyższych, w których jednocześnie następuje wzrost strat. Jednak, z punktu widzenia diagnostyki izolacji, najbardziej interesujący przedział tej charakterystyki znajduje się poniżej 0,1 Hz, bowiem obserwuje się wtedy dominujący wpływ zawartości wilgoci w elementach stałych izolacji.



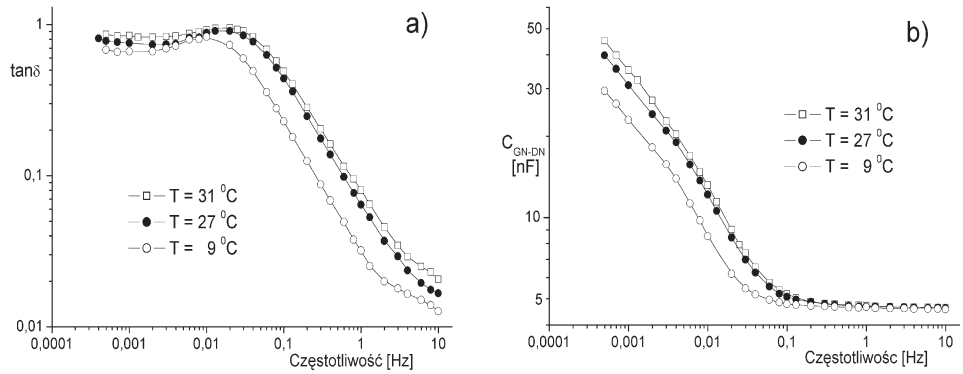
Rys. 23. Wpływ parametrów układu izolacyjnego na charakterystykę tanδ

Warto przy tym zauważyć, że wyraźnie widoczne ekstremum wartości tanδ w zakresie 0,01÷1 Hz spowodowane jest przede wszystkim właściwościami oleju znajdującego się w kanałach oraz polaryzacją ładunku przestrzennego na granicy olej-bariery preszpanowe. Jego wartość i częstotliwość występowania zależy zarówno od parametrów oleju jak i od stopnia zawilgocenia przypowierzchniowej warstwy celulozy. Należy przy tym podkreślić, że stopień zawilgocenia powierzchni preszpanu może znacząco odbiegać od ilości wody zgromadzonej w jego wnętrzu. Zagadnienie to było już omawiane przy analizie wpływu niejednorodnego rozkładu wilgoci na krzywe RVM.



Rys. 24. Częstotliwościowe charakterystyki tanδ oraz pojemności C_{GN-DN} transformatorów o różnym stanie izolacji

Stała czasowa relaksacji na granicy faz olej-preszpan jest tożsama z „główną stałą czasową" wyznaczoną z metod PDC lub RVM, a sam mechanizm relaksacji ma naturę debajowską, co pozwala przy pomocy metod analitycznych na jej łatwe wydzielenie z ogólnej relaksacji i otrzymanie rzeczywistej charakterystyki elementów stałych. Ilościowy wymiar polaryzacji na granicy faz jest natomiast silnie uzależniony od przewodnictwa oleju. W przypadku t.zw. olejów „suchych" lub słabo zawilgoconych o kwasowości poniżej 0,1 mg KOH/g, jest ona mała i może być niezauważona w pomiarach. Na tym tle uwidacznia się duża zaleta metody FDS, gdyż pozwala ona na dokładne wyznaczenie stopnia zawilgocenia celulozy w sytuacji dużej nierównowagi stężenia wilgoci w oleju i papierze. Szczególnie dotyczy to przypadków pomiarów wykonanych dla transformatorów nowych, schłodzonych, o dużej zmienności obciążenia lub też bezpośrednio po wymianie oleju. Przykładowo, na rys.24 pokazano charakterystyki tanδ=f(f) oraz C_{GN-DN} = f(f) w izolacji głównej transformatorów o różnym stopniu zawilgocenia przed i po wymianie oleju. Krzywe A dotyczą transformatora z ok. 5% zawartością wody w celulozie, a pomiary wykonano na pół roku przed wymianą oleju oraz po 7 dniach po wymianie i wirowaniu oleju nowego. Zależność B wyznaczono dla transformatora z ok. 4% zwilgoceniem celulozy bezpośrednio po 14-dniowym wirowaniu oleju w obiegu zamkniętym przy temperaturze izolacji ok. 78°C. Natomiast krzywa C dotyczy transformatora nowego po rocznej eksploatacji. Generalnie, prezentowane wyżej zależności pokazują, że w miarę poprawy właściwości oleju zanika polaryzacja graniczna, natomiast uwidacznia się charakterystyka celulozy.

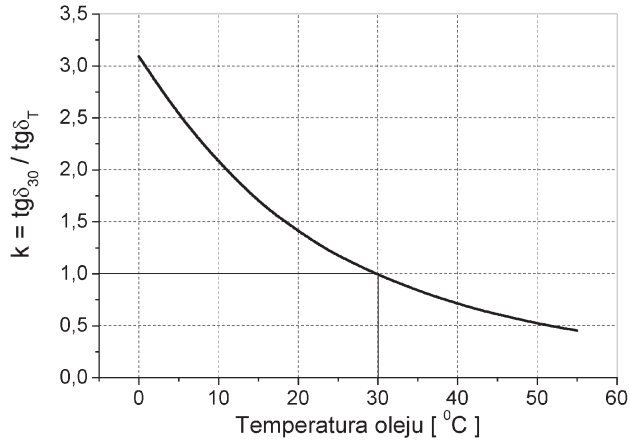


Rys. 25. Wpływ temperatury na zależności tanδ=f(f) oraz C = f(f) w izolacji transformatora 110/15 kV, 10 MVA

Podobnie, jak w metodzie RVM, niezwykle istotna jest temperatura pomiaru. Wpływa bowiem ona, na stałą czasową relaksacji struktur oraz ich przewodnictwo. Wzrost temperatury powoduje przesunięcie charakterystyki tanδ=f(f) w zakres wyższych częstotliwości oraz wzrost strat dla częstotliwości niższych od 0,001 Hz, co ilustruje rys.25. Należy przy tym wziąć pod uwagę fakt, że przesunięcie to dla identycznego przyrostu temperatury jest różne w zależności od rodzaju relaksującego elementu układu izolacyjnego. I tak krzywe relaksacji granicy faz są bardziej podatne na działanie temperatury w porównaniu do zależności dla zawilgoconego preszpanu. Z punktu widzenia poprawnej diagnostyki izolacji zakres temperaturowych zmian krzywych relaksacyjnych jest tak duży, że koniecznym staje się jego uwzględnienie w analizie. Zwykle odbywa się to na drodze analitycznej według algorytmów zawartych w programach eksperckich.

3.5. POMIARY WSPÓŁCZYNNIKA STRAT TANδ DLA 50 Hz ORAZ WSPÓŁCZYNNIKA DYSPERSJI C_2/C_{50}

Wymagania dotyczące prób wyrobu, odbiorczych oraz eksploatacyjnych transformatorów gr I powodują m.in. konieczność pomiaru współczynnika strat dielektrycznych uzwojenia dla częstotliwości 50 lub 60 Hz. Pomiary te, w założeniu, miały być jedną z metod oceny stanu izolacji, a zwłaszcza stopnia jej zawilgocenia. Jak wiadomo, wartość strat w dielektryku zależy m.in. od jego temperatury, natomiast w uregulowaniach normatywnych graniczne wartości tanδ podane są dla temperatury 30°C (dla eksploatowanych transformatorów grupy I wynosi ona tanδ = 0,06). Stąd przy ocenie stanu izolacji należy przeszacować zmierzoną przy określonej temperaturze wartość tanδ na temperaturę odniesienia 30°C. Zwykle, ze względów praktycznych, przyjmuje się przy tym, że temperatura górnej warstwy oleju jest taka sama jak temperatura całej izolacji. W ten sposób z podstawę do przeliczenia wartości tanδ można przyjąć wskazania termometru górnej warstwy oleju, zaś współczynnik korekcyjny dany jest w postaci tabeli lub wykresu (rys.26)



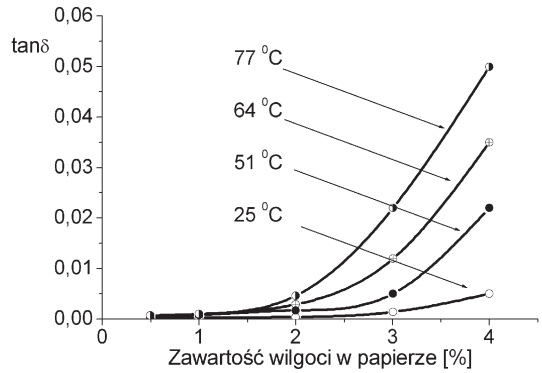
Rys. 26. Zależność współczynnika korekcyjnego tanδ izolacji transformatora od temperatury

Z rozpatrywanych wcześniej mechanizmów relaksacji w izolacji transformatora wynika jednak, że na wartość tanδ dla 50 Hz większy wpływ będzie miała polaryzacja graniczna i parametry oleju a nie zawartość wody w preszpanie. Przedstawiony na rys.27 wpływ zawilgocenia papieru dowodzi, że wartość $\tan\delta_{50Hz}$ całej izolacji papierowo-olejowej dla ilości wody poniżej 2% zmienia się nieznacznie niezależnie od temperatury izolacji. Wyraźny wzrost tanδ obserwuje się dopiero w mocno zawilgoconej izolacji i w wysokiej temperaturze. Należy przy tym podkreślić, że zależności na rys. 27 wyznaczono dla oleju świeżego. W przypadku olejów zestarzonych, o dużej ilości zanieczyszczeń, wartości te z pewnością będą wyższe. Pewne jest również, że udział zawilgocenia izolacji w ogólnych stratach będzie malał wraz ze wzrostem przewodnictwa oleju spowodowanym dużą ilością zanieczyszczeń. Tak więc wyznaczenie tanδ dla częstotliwości 50 Hz nie pozwala na dokonanie pogłębionej oceny stanu izolacji i jednoznacznego stwierdzenia czy zmierzona wartość jest adekwatna do stanu oleju i polaryzacji granicznej, czy też do stanu elementów stałych, czy też w końcu do stanu obu tych głównych składników izolacji transformatora. Umożliwia natomiast szybką, ogólną ocenę izolacji w przypadku, gdy jest ona w bardzo złej kondycji, a jej dalsza praca stwarzałaby duże ryzyko awarii.

Podobne uwagi dotyczą pomiarów pojemności uzwojeń w różnej konfiguracji, które przeprowadza się dla częstotliwości 2 Hz oraz 50 Hz. Wyznaczany współczynnik dyspersji dielektrycznej C_2/C_{50} również jest wykorzystywany do oceny stopnia zawilgocenia izolacji. Zmierzona przy 50 Hz pojemność uzwojeń jest praktycznie stała i nie zależy od ilości zgromadzonej w preszpanie wody, temperatury czy też właściwości oleju.

Stąd może być dobrym punktem odniesienia przy analizie zmian pojemności zmierzonej w innych warunkach (częstotliwość, temperatura). Jednak jak to wcześniej wykazano, stałe czasowe polaryzacji granicznej czy też stałe czasowe relaksacji zawilgoconego preszpanu przeważnie są znacznie dłuższe od wartości odpowiadającej 2 Hz (około 0,08 sekundy). Dlatego przydatność współczynnika dyspersji C_2/C_{50} do oceny stanu izolacji jest ograniczona do przypadków takiego zawilgocenia elementów stałych, który jest bliski krytycznemu.

Należy podkreślić, że jest to prawie awaryjna sytuacja, która nie stwarza możliwości przewidywania czasu życia transformatora i perspektywicznego planowania remontów.



Rys.27. Wpływ wilgotności papieru i temperatury na zmierzoną w 50 Hz wartość tanδ izolacji papierowo-olejowej

LITERATURA.

[1] Gäfvert U., Frimpong G., Fuhr J.: „Modelling of Dielectric Measurements on Power Transformers“, CIGRE Session Paris 1998, pp.15-103

[2] Der Houhanessian V., Zaengl W.S.: “On-site diagnosis of power transformers by means of relaxation current measurement”, IEEE Symposium on Electrical Insulation, Arlington, USA, (1998), pp.28-34

[3] Frimpong G., Gäfvert U., Fuhr J.: „Measurement and Modeling of Dielectric Response of Composite Oil/Paper Insulation, International Conference ICPADM’97

[4] Zaengl W.S.: “Applications of Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment”, IEEE Electrical Insul. Magazine, Vol.19, No 6, (2003), pp.9-22

[5] Subocz J.: “Badanie funkcji rozproszenia izolacji transformatorów WN’, Seminarium Naukowo-Techniczne „Transformatory w Eksploatacji”, Sieniawa, (2003), s.35-43.

[6] Subocz J., Gielniak J., Ossowski M., Walczak K.: „Dielectric Response of Paper-Oil Insulation of Power Transformers”, Proc. Inter. Conf. APTADM’04, Wrocław, 2004.

[7] Der Houhanessian V.: ”Measurements and analysis of dielectric response in oil-paper insulation systems”, Ph.D. tesis, Swiss Federal Institute of Technology, No. 12832, Zurich, 1998.

[8] Du Y., Zahn M., Lesieutre B.C., Mamishev A.V., Lindgren S.R.: “Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems”, IEEE Electrical Insul. Magazine, Vol.15, No 1, (1999), pp.11-20.

[9] Subocz J., Ciastek A., Szrot M., Płowucha J.: Ocena stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów na podstawie badań spektroskopowych” , Energetyka, nr 9, (2004), s. 484-487.

[10] Zaengl W.S.: “Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I: Theoretical Considerations”, IEEE Electrical Insul. Magazine, Vol.19, No 5, (2003), pp.5-19.

[11] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2001.
[12] Saha T.K.: “Review of Time-Domain Polarization Measurements for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol.18, No 4 (2003), pp. 1293-1301
[13] Koch M., Feser K.: „Reliability and influences on dielectric diagnostic methods to evaluate the ageing state of oil-paper insulations“, Proc. Inter. Conf. APTADM’04, Wrocław, 2004
[14] Hässig M., Bräunlich R., Gysi R., Alff J.J., Der Houhanessian V., Zaengl W.S.: “On-site Applications of Advanced Diagnosis Methods for Quality Assessment of insulation of power transformares”, Proc. Inter. Conf. CEIDP-2001
[15] Cepes G., Kispál I.: “Interpretacja wyników pomiarów metodą RVM stanu zestarzenia i zawilgocenia transformatorów w eksploatacji i po wirowaniu (doświadczenia węgierskie)” Konferencja Naukowo-Techniczna „Transformatory w Eksploatacji”, Kołobrzeg, 2005
[16] Subocz J.: „Analiza charakterystyk PDC w izolacji transformatorów” Konferencja Naukowo-Techniczna „Transformatory w Eksploatacji”, Kołobrzeg, 2005

9. ANALIZA I DIAGNOSTYKA OLEJU JAKO PODSTAWA DO OCENY STANU IZOLACJI

Materiały dydaktyczne Nynas Naphthenics, opracowanie Piotr Sokół
Nynas Naphthenics AB

1. OBSŁUGA I PRZECHOWYWANIE.

1.1 INFORMACJE OGÓLNE.

Kolejnym krokiem, po wyprodukowaniu oleju transformatorowego, który spełnia określone w normach wymagania, jest przechowywanie i dostawa w warunkach nie powodujących pogorszenia jego właściwości.

Wiele właściwości, istotnych z punktu widzenia charakterystyki pracy i wydajności oleju, może ulec zmianie podczas składowania i obsługi. Ponieważ olej jest bardzo podatny na zanieczyszczenia chemiczne, utrzymanie wysokiego poziomu jego jakości wymaga prowadzenia odpowiednich pomiarów kontrolnych.

Poniżej przedstawimy zagrożenia, których należy unikać, oraz omówimy środki ostrożności, które należy podjąć, podczas procesów związanych z eksploatacją olejów transformatorowych.

Niektóre oleje, zwłaszcza oleje już używane, mogą być szkodliwe, w związku z czym należy zachować szczególną ostrożność i stosować się do przepisów BHP dotyczących obsługi takich substancji. Więcej informacji można znaleźć w sekcji „Zdrowie i bezpieczeństwo".

Podczas omawiania aspektów związanych z obsługą i składowaniem olejów transformatorowych położymy szczególny nacisk na zabezpieczenie właściwości oleju. Wymagania dotyczące właściwości oleju zostaną przedstawione w rozdziale trzecim.

Zgodność z innymi olejami.

Nowe oleje wyprodukowane z tego samego surowca w/g tej samej technologii są mieszalne ze sobą w dowolnych proporcjach. Jednak, w przypadku jakichkolwiek wątpliwości, należy sprawdzić charakterystykę mieszanki. Najbardziej istotnymi parametrami, które należy zmierzyć, są:

- Napięcie powierzchniowe
- Współczynnik stratności dielektrycznej tg delta
- Stabilność oksydacyjna (odporność na utlenienie)

Oczywiście mieszanka musi spełniać wymagania dotyczące obowiązujących norm.

Istnieją pewne materiały konstrukcyjne, które mogą reagować z olejem i / lub powodować problemy jego pracy. Takie sytuacje należy wziąć pod uwagę. Np. niektóre oleje mogą wchodzić w reakcje z gumowymi uszczelkami. To z kolei może wpłynąć na takie własności oleju jak np. napięcie powierzchniowe, współczynnik strat dielektrycznych tg delta, kolor i inne. Dlatego też bardzo ważne jest, aby wszystkie elementy gumowe były wykonane z materiału odpornego na działanie oleju. Lakiery, stosowane do malowania zbiorników i inne materiały mające styczność z olejami powinny być zbadane pod kątem wpływu na własności oleju.

INSTRUKCJE, RUTYNY I GWARANCJA JAKOŚCI

Wszystkie czynności i zasady, związane z obsługą olejów, powinny być objęte dokumentacją instruktażową przeznaczoną dla pracowników oraz podwykonawców na terminalach, a później u użytkowników.

Instrukcje stanowią część systemu kontroli jakości. Przygotowywanie, dystrybucja, stosowanie i efektywność instrukcji są zgodne z wymaganiami ISO 9001. Instrukcje dotyczące obsługi olejów w magazynach oraz terminalach przeładunkowych, włącznie z olejami elektroizolacyjnymi są bardzo obszerne i dokładne oraz obejmują wszystkie etapy obsługi niezbędne podczas dostarczania ich do użytkownika.

Wszystkie operacje związane z transportem lądowym oraz kolejowym powinny być nadzorowane przez niezależnych inspektorów, którzy posiadają odpowiednie przygotowanie i kompetencje wymagane podczas nadzorowania i zabezpieczania dostaw oleju.

1.2 PRZECHOWYWANIE W ZBIORNIKACH.

Wymagania dotyczące zbiorników.

Zbiorniki, służące do przechowywania olejów transformatorowych, nie różnią się od zbiorników stosowanych do przechowywania innych olejów lub substancji chemicznych.

Zbiorniki są najczęściej wykonane z miękkiej lub nierdzewnej stali. Zbiorniki wykonane z miękkiej stali są pokryte warstwą olejoodpornej farby. O ile producent transformatora lub oleju nie załączy informacji dotyczących zgodności, zbiornik powinien zostać sprawdzony pod kątem tej właściwości.

Zawartość wody w oleju transformatorowym poważnie zakłóca jego właściwości izolacyjne. Oznacza to, że należy unikać kontaktu zbiorników z wilgotnym powietrzem, zwłaszcza w ciepłym klimacie o relatywnie dużej wilgotności powietrza. Najpopularniejszym sposobem zabezpieczenia zawartości zbiornika jest wyposażenie go w odpowietrzniki z żelem silikonowym, które będą usuwały wilgotne powietrze przedostające się do zbiorników. Efekt ten może zostać osiągnięty również poprzez podłączenie do zbiornika źródła azotu lub suchego powietrza za pośrednictwem zaworu ciśnieniowego. Przy zastosowaniu takiego urządzenia, można przepuścić suchy gaz przez olej. W wyniku tego procesu, zawartość wody w oleju może zostać zredukowana do ok. 10 ppm. Obecnie zaleca się stosowanie tej techniki.

Jeżeli olej zostanie zawilgocony, należy pamiętać, że zbiorniki powinny być wyposażone w zbiorniczek denny, który pozwala na oddzielenie, wolnej wody przed rozpoczęciem procesu osuszania końcowego.

Utrzymywanie oleju w stanie suchym jest szczególnie ważne w przypadku zbiorników wykonanych z miękkiej stali, ponieważ w ten sposób zapobiega się korodowaniu zbiornika. Z tego też powodu zbiornik powinien być wyposażony w złącze spustowe w pewnej odległości od dna zbiornika. Ma to na celu zapobieżenie zasysaniu cząsteczek wraz z olejem. Obecność cząsteczek ma wpływ na efektywny czas eksploatacji i wydajność filtra przeciwcząsteczkowego. W tym przypadku wykorzystane zostaną albo filtry w stacji załadowczej lub u klienta, w jednostce odgazowującej (uzdatniającej olej).

Normalna zawartość wody w oleju składowanym w zbiorniku, przeznaczonym do dostawy dla klienta, wynosi nie więcej niż 20 ppm. Armatura załadowcza powinna być wyposażona w filtr przeciwcząsteczkowy o nominalnej wielkości porów nie większej niż pięć mikrometrów.

Zalecane czynności.

Zaleca się aby zbiorniki były przechowywane osobno i służyły wyłącznie do magazynowania olejów transformatorowych. Dotyczy to również armatury stosowanej podczas transportu olejów do stacji załadowczych i innych zbiorników nabrzeżnych.

Jeżeli przechowywanie zbiorników /armatury/ w odosobnieniu od innych produktów jest niemożliwe, urządzenia muszą być poddawane czyszczeniu w stopniu i przy zastosowaniu technik zależnych od rodzaju uprzednio przechowywanego w urządzeniach produktu.

Istnieje wiele produktów, które mogą być bardzo szkodliwe dla olejów transformatorowych i które niosą ze sobą poważne ryzyko, nawet po oczyszczeniu urządzeń.

Do tej grupy należą:

- Oleje silnikowe
- Oleje opałowe
- Oleje używane (przepracowane)
- Inne smary i substancje
- Węglowodory chlorowcowane

Pobieranie próbek

Jakość oleju transformatorowego powinna być sprawdzana zgodnie z obowiązującymi wymaganiami. Poniżej przedstawione zostały ogólne zasady dotyczące kontroli, ale należy pamiętać, że częstotliwość i rozpiętość kontroli będzie zależeć od czynników lokalnych, jak np. organizacja systemu obsługi i typ systemu kontroli jakości:

- Po napełnieniu zbiornika, należy pobrać, przeanalizować i ocenić próbki oleju.
- Jeżeli olej nie został wysłany, produkt należy kontrolować regularnie lub przed dostawą do klienta. Analizy takich próbek powinny uwzględniać parametry zmienne w trakcie składowania, np. współczynnik stratności tg delta, zawartość wody, napięcie powierzchniowe i wygląd.

  Próbki należy pobierać zgodnie z zaleceniami IEC 475.

Jest sprawą podstawową, aby urządzenia służące do pobierania próbek były przeznaczone tylko i wyłącznie do olejów transformatorowych, lub przynajmniej zostały dokładnie

oczyszczone przed użyciem. Pojemniki powinny być nowe. ciemne, wyposażone w odpowiednie uszczelki i naklejki. W przypadku użycia przezroczystych pojemników należy przechowywać je w zaciemnionym miejscu.

1.3 TRANSPORT OLEJU.

1.3.1 TRANSPORT DROGĄ LĄDOWĄ W CYSTERNACH SAMOCHODOWYCH, KOLEJOWYCH I KONTENERACH

Transport drogą lądową jest najbardziej powszechnym sposobem przewożenia towarów. Na przestrzeni lat samochody-cysterny oraz naczepy kontenerowe, stały się jedną z bezpieczniejszych metod transportu.

Tam, gdzie wymagania dotyczące suchości przewożonego ładunku są szczególnie wysokie, stosuje się specjalne samochody-cysterny, wyposażone w odwilżacze oparte na żelu silikonowym. Jeżeli dostawa ma być wykonana bezpośrednio do składnicy, która nie jest wyposażona w jednostkę odgazowującą, taki wymóg jest zrozumiały, ponieważ wszystkie oleje transformatorowe powinny być przepompowywane przez filtr jednostki odgazowującej, nawet jeżeli ta procedura nie zostanie zalecona. W przypadku innych dostaw, gdzie oleje są na miejscu składu poddane odgazowaniu, tego typu transport oferuje zbyt małe korzyści w porównaniu z dodatkowymi kosztami.

Cysterny kolejowe uznawane są za bardzo bezpieczny środek transportu z punktu widzenia ryzyka zanieczyszczenia oleju i mogą być wyposażane w takie same urządzenia jak cysterny samochodowe.

Czystość.

Cysterny samochodowe i kolejowe są z reguły wykonane z nierdzewnej stali, czasem z aluminium i są łatwe do utrzymania w czystości. Armatura załadowcza i rozładowcza jest krótka i łatwa do sprawdzenia, a ponadto, o ile klient nie ma takiego życzenia, armatura nie jest wyposażona w pompy. Pompy z powodu ich złożonej konstrukcji, są bardzo trudne do oczyszczenia i tym samym stwarzają ryzyko zanieczyszczenia oleju. Stosowane pompy powinny być przeznaczone wyłącznie do olejów transformatorowych lub bardzo dokładnie oczyszczone.

Wszystkie przewody powinny być przeznaczone do stosowania wyłącznie do olejów transformatorowych, zwłaszcza, że układ przewodów jest bardzo trudny do sprawdzenia. Oszacowanie stanu czystości układu powinno być oparte na badaniu próbek pobranych podczas przepłukiwania przewodów.

Cysterny samochodowe powinny podlegać czyszczeniu i kontroli, chyba że poprzedni transport zawierał oleje transformatorowe lub oleje podstawowe, które mogą zostać zidentyfikowane i zatwierdzone. Zawsze podczas wizualnej kontroli należy sprawdzić stan czystości zbiorników, armatury i zaworów.

Pobieranie próbek

Próbki, mające na celu potwierdzenie jakości ładunku oleju transformatorowego, powinny być pobierane w następujących punktach:

- na końcówce armatury załadowczej, w celu sprawdzenia, czy załadowano prawidłowy produkt o odpowiedniej specyfikacji.
- z różnych przedziałów, jako próbki robocze. Po zatwierdzeniu wyników analizy, próbki z różnych przedziałów mogą być zmieszane w jedną próbkę ogólną.

Próbki powinny być pobierane przy użyciu czystego sprzętu lub urządzeń przeznaczonych wyłącznie do olejów transformatorowych. Naczynia lub zbiorniczki stosowane do przechowywania próbek powinny być wykonane ze szkła lub aluminium. Butle szklane przeznaczone do przechowywania długoterminowego powinny być wykonane ze szkła ciemnego, w przeciwnym przypadku należy je przechowywać w zaciemnionym miejscu. W przypadku stosowania pojemników wykonanych z innych materiałów, zbiorniki takie należy przetestować pod kątem ich wpływu na olej.

1.3.2 TRANSPORT OLEJU W BECZKACH.

Wybór beczek

Beczki stalowe mają z reguły pojemność 210 litrów i są drugą najbardziej powszechną metodą dostarczania olejów transformatorowych. Są wykonane z miękkiej stali i wyposażone w dwa otwory uszczelnione przy pomocy dwóch zaślepek śrubowych, najczęściej typu „tri-sure". Grubość stali jest różna: dla dostaw miejscowych przy olejach transformatorowych wynosi ona zwykle 1,0 mm.

Pomimo wysokich kosztów czyszczenia i kontroli używanych beczek, nowe, nie używane beczki gwarantują wysoki stopień bezpieczeństwa i są dostępne po przystępnych cenach.

Puste beczki powinny być poddawane wyrywkowej kontroli wizualnej pod kątem czystości, zwłaszcza gdy były przechowywane w stanie opróżnionym przez dłuższy czas. Podczas przechowywania przed napełnieniem, otwory w beczkach powinny być zabezpieczone zaślepkami. Podstawowym problemem, który należy wykluczyć podczas kontroli wizualnej beczki jest rdzewienie wywołane wilgocią lub zaleganiem wody. Niektórzy dostawcy beczek oferują beczki wypełnione azotem, który redukuje ryzyko powstania korozji.

Czystość.

Ze względu na ryzyko zanieczyszczenia produktu resztkami poprzedniego ładunku, procedura czyszczenia beczek przed napełnieniem jest bardzo istotna. System armatury beczki jest trudny do sprawdzenia, w związku z czym, nawet po prawidłowym przepłukaniu pompy i filtry mogą w dalszym ciągu zawierać resztki poprzedniej zawartości. Beczki są napełniane przy pomocy rurki włożonej poprzez jeden z otworów opartej o dno beczki. Po napełnieniu, beczka podlega stopniowej procedurze pobierania próbek i plombowaniu. Jest bardzo ważne, aby pozostawić w beczce określoną wolną przestrzeń bezpieczeństwa, na wypadek zwiększenia się ilości oleju pod wpływem wzrostu temperatury. Szczególnie ważne jest pobranie i przeanalizowanie próbek oleju z pierwszych beczek, ponieważ w tym przypadku szansa wykrycia ewentualnych zanieczyszczeń jest największa. W niektórych przypadkach beczki są dostarczane w stanie napełnienia azotem lub suchym powietrzem, w celu uniknięcia wytrącania się wody z wilgotnego powietrza. Ma to znaczenie w przypadku warunków klimatycznych o wysokiej wilgotności powietrza i wysokiej średniej temperaturze powietrza (>60% średniej wilgotności powietrza i >20°C). Ten środek ostrożności nie zwalnia jednak z zalecenia napełnienia olejem transformatora za pośrednictwem filtra jednostki odgazowującej.

Jest również ważne, aby sprawdzić wszystkie uszczelki i dociągnąć zaślepki śrubowe do zalecanego momentu dynamometrycznego. Nawet, jeżeli beczka sprawia wrażenie prawidłowo zamkniętej, może dojść do przecieku wody przez zaślepkę. dlatego też beczki należy przewozić i przechowywać, aż do użycia, w pozycji leżącej górną stroną do dołu. Beczki przechowywane na paletach nie mogą być przekręcone górną stroną do góry w związku z czym należy je przechowywać w pomieszczeniach zamkniętych lub pod przykryciem.

Pobieranie próbek.

Należy stosować te same wymagania jak w przypadku zbiorników. Sposób pobierania oraz ilość próbek pobieranych z beczek zostały zdefiniowane w IEC 475. Poniżej zamieszczamy skrócony opis procedury:

Próbki z dna należy pobrać z beczki nr 1, 2, 5, 10, 100, 220 itd. aż do ostatniej. Każdą próbkę należy zbadać wizualnie pod kątem zawartości cząsteczek i klarowności. Następnie należy przeprowadzić szczegółową analizę próbki uśrednionej ze wszystkich beczek. W przypadku wykrycia zanieczyszczenia, należy rozszerzyć zakres kontroli, aż do momentu wykrycia właściwej beczki. Zanieczyszczone beczki należy posegregować. Dalsze zastosowanie oleju należy poddać ocenie eksperta. Należy również sprawdzić pod kątem zanieczyszczeń beczkę nr 1. W tym przypadku należy przeanalizować np. zawartość wody i współczynnik strat dielektrycznych tg delta.

1.4 ZANIECZYSZCZENIA CHEMICZNE OLEJU – I MOŻLIWE DZIAŁANIA UZDATNIAJĄCE

1.4.1 WODA.

W przypadku olejów transformatorowych, woda jest najbardziej powszechnym zanieczyszczeniem, powstającym w czasie składowania i transportu. Jest to spowodowane tym, że woda jest czynnikiem obecnym w praktycznie wszystkich środowiskach oraz jest stosowana w szerokim zakresie do czyszczenia środków transportu i urządzeń.

Istnieją trzy podstawowe metody usunięcia wody z oleju. Metody te nie obejmują podgrzewania, ponieważ rozpuszczalność wody w oleju wzrasta wraz ze wzrostem temperatury.

Większe ilości wolnej wody. która opadła na dno zbiornika, można usunąć poprzez odprowadzenie przez zawór denny zbiornika.

Rozpuszczona woda może zostać usunięta w drodze przedmuchania oleju suchym powietrzem lub azotem. Delikatne podwyższenie temperatury przyśpieszy proces osuszania wskutek zwiększenie rozpuszczalności wody w stosunku do powietrza lub azotu.

Skuteczną metodą jest również odgazowanie, proces stosowany powszechnie w niektórych przypadkach jedyny możliwy do zastosowania. Urządzenie odgazowujące może być stacjonarne lub ruchome. Technika ta opiera się na podgrzaniu oleju i poddaniu go obróbce próżniowej, a następnie odfiltrowaniu przez filtr przeciwcząsteczkowy. Rozgrzany olej jest poddany działaniu próżni, co sprawia, że woda w większym stopniu odparowuje. Urządzenia do odgazowywania są produkowane przez wielu producentów.

Jednakże, urządzenie to odznacza się dużym poborem mocy i jest bardzo drogie w zakupie. Najtańszą metodą jest jednak osuszanie suchym powietrzem, ze względu na relatywnie niskie koszty urządzeń i niewielki koszt przeprowadzenia.

1.4.2 CZĄSTKI LUB STAŁE CIAŁA OBCE.

Cząstki stałe, w połączeniu z wodą, mogą doprowadzić do obniżenia wartości napięcia przebicia. Cząstki stałe są też obecne w otoczeniu oleju podczas jego przechowywania, transportowania lub napełniania transformatora. Cząstki stałe można łatwo usunąć przy pomocy zwykłej filtracji przez filtry przeciwcząsteczkowe. które wchodzą w skład filtra jednostki odgazowującej.

Podczas przygotowania oleju transformatorowego w celu dostawy do klienta, należy stosować filtr pięcio-mikrometrowy lub mniejszy. Aktywny czas eksploatacji tego rodzaju filtrów jest zależny od ilości odsączanych z oleju cząsteczek oraz włókien. Jeżeli filtr ulegnie zapchaniu cząsteczkami, ciśnienie robocze przekroczy maksymalną dopuszczalną wartość, co bezpośrednio wskaże potrzebę wymiany wkładu filtra.

1.4.3 ZANIECZYSZCZENIA CHEMICZNE.

Podczas transportu, obsługi lub napełniania transformatora, do oleju mogą przeniknąć małe ilości chemicznych zanieczyszczeń. Zanieczyszczenia mogą pochodzić z produktów, które były obsługiwane przez te same urządzenia. Natura takich zanieczyszczeń jest różna, ale najczęściej odznaczają się one kilkoma wspólnymi właściwościami, jak np. polarność i aktywność powierzchniowa. Do najczęściej występujących typów zanieczyszczeń należą oleje silnikowe, oleje chemicznie agresywne, produkty antykorozyjne, detergenty, oleje roślinne i ich pochodne itp. Lista produktów jest długa w związku z czym dostawca oleju transformatorowego lub producent transformatora powinien udostępnić informacje o szczególnych zanieczyszczeniach.

Zanieczyszczenia chemiczne tego typu mogą wpłynąć na wartość współczynnika strat dielektrycznych tg delta i / lub wartość napięcia powierzchniowego. Zmienione mogą również własności starzeniowe oleju. Zanieczyszczenia o silnej polarności mogą zostać usunięte przy pomocy ziemi okrzemkowej.

Nie zawsze, nawet proces oczyszczania ziemią daje gwarancję, że właściwości oleju pozostaną niezmienione i struktura oleju powróci do stanu wyjściowego. Podczas procesu oczyszczania ziemią może dojść do usunięcia z oleju dodanych lub naturalnych inhibitorów, w związku z czym część niepolarnych zanieczyszczeń może nadal pozostać w oleju, co prawdopodobnie doprowadzi do skrócenia efektywnego okresu eksploatacji oleju. Zużyta ziemia okrzemkowa powinna być traktowana jako odpad niebezpieczny dla środowiska.

Po procesie oczyszczania glinką, olej zawsze musi zostać poddany odpowiednim próbom, zwłaszcza pod kątem stabilności oksydacyjnej.

1.4.4 OLEJE PODSTAWOWE ORAZ ROZPUSZCZALNIKI.

Zanieczyszczenia olejami podstawowymi i rozpuszczalnikami mogą wpływać na lepkość i temperaturę zapłonu oleju; jednak stopień tego oddziaływania jest zależny od ilości dodanej do oleju.

Małe ilości oleju podstawowego normalnie nie powinny mieć większego negatywnego wpływu na oleje transformatorowe, ponieważ obecnie oleje podstawowe są w większości czyste i dobrze oczyszczone. Jednak, zależnie od wartości lepkości oleju podstawowego, zmianie mogą ulec właściwości chłodzące oleju transformatorowego. W tym przypadku należy zbadać lepkość zanieczyszczonego oleju transformatorowego.

Nawet w relatywnie w małych ilościach, zanieczyszczenie słabo rafinowanym olejem podstawowym może pogorszyć stabilność oksydacyjną. W przypadku zanieczyszczenia olejem parafinowym, zmianie mogą ulec właściwości związane z odpornością na niską temperaturę.

Zanieczyszczenia wywołane rozpuszczalnikami w większości przypadków będą miały negatywny wpływ na temperaturę zapłonu. Problem przy tego rodzaju zanieczyszczeniach polega na tym, że niewiele można zrobić w celu usunięcia zanieczyszczenia. Poza przypadkami małych ilości, zanieczyszczeń, jedynym możliwym wyjściem jest ponowna rafinacja lub degradacja do oleju opałowego.

2. KONSERWACJA OLEJÓW TRANSFORMATOROWYCH PODCZAS PRACY

2.1 INFORMACJE OGÓLNE.

Koszt transformatora jest stosunkowo duży, natomiast kontrola stanu technicznego transformatora za pomocą oleju jest wydatkiem nieznacznym w porównaniu z kosztami usterki transformatora i kosztami przerwy w dostawie prądu. Powyższa zasada jest absolutnie prawdziwa w przypadku dużych transformatorów mocy. Jednak w przypadku małych transformatorów rozdzielczych, opłacalność działań powinna być zweryfikowana w każdym przypadku przy pomocy prostego rachunku ekonomicznego.

Monitorowanie pracy transformatora dużych jednostek jest szczególnie zalecane zwłaszcza w połączeniu z komputerową interpretacją i oceną wyników analiz oraz przechowywaniem danych z pracy transformatora.

W przypadkach wątpliwych zaleca się zasięgnięcie porady u producenta transformatorów, a także w niezależnym laboratorium dla uzyskania dalszych wskazówek i zaleceń eksploatacyjnych.

Wybór oleju.

W celu zagwarantowania długiego efektywnego okresu eksploatacji oleju transformatorowego (ze względów ekonomicznych), najważniejszym krokiem jest wybór odpowiedniego typu oleju, który będzie miał właściwości określone dla danego urządzenia: różne typy urządzeń wymagają różnych rodzajów oleju. Np. transformatory wysokiego napięcia wymagają oleju lepszej jakości niż transformatory niskiego napięcia. Normalnie producent urządzenia załącza listę zalecanych typów olejów. Zwłaszcza, że olej coraz częściej jest postrzegany jako integralna część urządzenia, a nie jako niezdefiniowany dodatek do transformatora. Jest to nowoczesne podejście do zagadnienia jakości (porównaj z przemysłem motoryzacyjnym, gdzie załącza się szczegółowe specyfikacje różnych typów olejów, które powinny być używane w poszczególnych podzespołach i układach pojazdu).

Diagnostyka transformatora

Olej transformatorowy pozwala na zdiagnozowanie stanu technicznego transformatora. Analiza oleju podczas pracy może ponadto posłużyć do wczesnego ostrzegania o starzeniu i zawilgoceniu izolacji, obecności wolno rozwijających się uszkodzeń, lokalnych przegrzań, wyładowań o różnej gęstości energii a także innych problemach pracy transformatora.

Te dane mogą służyć za wskazówki do działań profilaktycznych, co umożliwia uniknięcie poważnych awarii przez odpowiednio wczesne podjęcie kroków zaradczych.

2.2 POBIERANIE PRÓBEK.

W celu zagwarantowania poprawności i reprezentatywności próbek oleju w urządzeniu, które podlega badaniom, należy podczas pobierania próbek ściśle przestrzegać określonych zasad. W przeciwnym przypadku, wyniki analizy mogą prowadzić do fałszywych wniosków, straty czasu oraz dodatkowych kosztów związanych z transportem i badaniem próbek.

Szczegółowe wymagania związane z procedurą pobierania próbek zostały zawarte w standardzie IEC 475. Należy jednak zwrócić szczególną uwagę na następujące punkty:

Upewnij się. czy próbki zostały przygotowane przez doświadczoną osobę. tzn. kogoś, kto jest świadomy wrażliwości olejów transformatorowych i stosuje wyłącznie urządzenia oczyszczone i osuszone, a także przestrzega pozostałych zaleceń. Zdarzały się przypadki, że próbki były przygotowywane w pojemnikach po oleju samochodowym lub po alkoholu. Takie działanie na pewno wpłynie na wartość współczynnika strat dielektrycznych tg delta, temperaturę zapłonu lub zawartość wody. Kilka części na milion (ppm) oleju silnikowego wystarczy, aby zmienić obraz współczynnika strat dielektrycznych tg delta oleju transformatorowego.

Normalnie, próbki powinny być pobierane z oleju „ruchomego" czyli w obiegu. W przypadku próby pod kątem zawartości wody lub zanieczyszczeń, należy pobrać próbki z dolnego zaworu zbiornika. Jeżeli olej ma zostać poddany próbie pod kątem zawartości cząsteczek, szczególnie ważne jest oczyszczenie zbiorniczka (patrz: opis w IEC 60970). Przepłucz zbiorniczek przy pomocy cieczy, zgodnie z poniższą procedurą:

Pozwól, aby olej spłynął wzdłuż ścianek zbiorniczka. Ma to na celu zabezpieczenie przed mieszaniem się oleju z powietrzem i wytrącaniem się wody. Jest to szczególnie ważne, jeżeli próbki są przygotowywane w warunkach klimatu wilgotnego, gdzie proces nasycenia wodą może przebiegać bardzo szybko. Napełnij zbiorniczek olejem przy pomocy czystego przewodu podłączonego do transformatora. Przewód powinien sięgać dna zbiorniczka, tak aby zbiorniczek napełniał się od dołu. Przerwij napełnianie w momencie, gdy olej zacznie się przelewać.

Ponieważ zbiorniczek powinien być napełniony w 100% objętości, nie należy do tego celu używać szklanych butelek, które wymagają pozostawienia przestrzeni powietrznej na wypadek rozszerzenia się oleju.

Po pobraniu próbki, upewnij się, czy nakrętka jest czysta i prawidłowo zamontowana na zbiorniczku. Niektóre rodzaje gumowych uszczelek mogą wchodzić w reakcję z olejem.

Oznacz próbki, tak aby można było je łatwo zidentyfikować.

Jeżeli do pobrania próbek zostały użyte zbiorniki szklane lub z lekkiego plastiku, umieść próbki w zaciemnionym miejscu lub w odpowiedniej skrzynce. Oleje mineralne są z reguły bardzo wrażliwe na promieniowanie UV i ich jakość może ulec pogorszeniu w przypadku wystawienia na działanie światła. Pierwszym symptomem takiego procesu jest obniżenie wartości napięcia powierzchniowego.

Do pobrania próbek, które mają zostać poddane analiza chromatograficznej zawartości gazów w oleju, należy stosować specjalne wyposażenie oraz procedury.

2.3 CO PODLEGA ANALIZIE I DLACZEGO?

2.3.1 KOLOR I WYGLĄD.

Ocena koloru i wyglądu oleju pozwala na uzyskanie szybkiej i użytecznej informacji już na miejscu. Doświadczona osoba może natychmiast zaobserwować, czy z olejem dzieje się coś nienormalnego. Analiza zapachu pozwala uzyskać dodatkowe informacje. Ciemny kolor oleju może oznaczać, że olej zaczyna tracić jakość, co jest pierwszym krokiem do wytrącania się osadu. Wygląd oleju może wskazywać na obecność wody oraz zawartość różnych zanieczyszczeń stałych, jak np. włókna lub cząsteczki celulozowe. Kwaśny zapach może wskazywać na wyładowania, co może prowadzić do rozkładu oleju. Ważne jest prowadzenie dokumentacji wszystkich spostrzeżeń, aby zagwarantować ich kontynuację na wypadek zmian personelu.

2.3.2 NAPIĘCIE PRZEBICIA.

Napięcie przebicia jest wartością istotną dla oceny wytrzymałości dielektrycznej.

Wartość napięcia przebicia jest zależna od zawartości wody i cząsteczek stałych w oleju. Jest ważne, aby wartość ta została sprawdzona przed uruchomieniem transformatora, a także w przypadku, gdy izolacja papierowa oraz olej zaczynają tracić jakość, gdy podczas procesu starzenia się dochodzi do wytrącania się wody i stałych cząstek.

2.3.3 ZAWARTOŚĆ WODY.

Zawartość wody w oleju transformatorowym daje informacje o zawartości wody w papierze izolacyjnym. Zbyt wysoki poziom zawartości wody w oleju wskazuje na to, że papier również zawiera zbyt dużą ilość wody, co będzie miało wpływ na starzenie się papieru tzn. rozkład włókien papierowych, co z kolei prowadzi do nieodwracalnych uszkodzeń, które mogą być przyczyną przebić elektrycznych w transformatorze. Podobnie stary olej transformatorowy, który zaczął się utleniać, będzie miał wyższy poziom nasycenia wodą niż nowy olej. Zatem woda jest wytrącana podczas utleniania zarówno z oleju jak i z papieru, co prowadzić może do przebicia izolacji transformatora.

2.3.4 LICZBA KWASOWA.

Wartość liczby kwasowej wskazuje na zawartość w oleju resztek kwasowych. Wysoka lub rosnąca wartość wskazuje na utlenianie się oleju. Wysoka wartość liczby kwasowej może przyczynić się do powstawania problemów z korozją. Ponadto kwasy mogą wraz z jonami metali zawartymi w oleju tworzyć mydła, co będzie miało wpływ na elektryczne właściwości oleju. Takie kwasy, z powodu swojej struktury biegunowej, będą także powodowały wzrost rozpuszczalności wody w papierze. Zatem kwasy będą aktywowały degradację papieru (działanie katalityczne).

2.3.5 WSPÓŁCZYNNIK STRAT DIELEKTRYCZNYCH TG DELTA I REZYSTYWNOŚĆ.

Te właściwości są bardzo wrażliwe zarówno na zanieczyszczenia, jak i na starzenie się oleju. W niektórych próbach stabilności oksydacyjnej, współczynnik strat dielektrycznych tg delta i rezystywność jest mierzona dopiero po wykonaniu próby starzeniowej produktu, gdy zostanie stwierdzona odporność oleju na oksydację.

Takie próby z reguły pozwalają na uzyskanie wskazówek dotyczących zanieczyszczeń stałych, w związku z czym wykonywanie jednocześnie tych prób do oceny oleju jest zbędne.

2.3.6 NAPIĘCIE POWIERZCHNIOWE.

Jest to bardzo ważna analiza i w połączeniu z pomiarem współczynnika strat dielektrycznych tg delta pozwala na uzyskanie wczesnych informacji ostrzegawczych dotyczących rozpoczęcia się procesu starzenia się oleju (patrz: sekcja 3.14).

2.4 NAPEŁNIANIE TRANSFORMATORA ŚWIEŻYM OLEJEM

Podczas przepompowywania oleju do transformatora zachodzi ryzyko, że olej straci niektóre ze swoich właściwości, zwłaszcza wartości takie jak współczynnik strat dielektrycznych tg delta i napięcie powierzchniowe. Te parametry są bardzo wrażliwe na zanieczyszczenia z transformatora oraz zanieczyszczenia wprowadzone podczas obsługi i napełniania.

Liczby podane w tabeli są porównywalne z wymogami zamieszczonymi w IEC 60296 dla wartości dopuszczalnych przed napełnieniem do transformatora.

Zawartość wody w oleju, który ma zostać napełniony do transformatora o napięciu do 72.5 kV powinna zostać uzgodniona pomiędzy dostawcą a użytkownikiem, w zależności od warunków lokalnych.

Tabela poniżej pochodzi z IEC 60422 ale różni producenci transformatorów mogą mieć ostrzejsze wymagania dotyczące zawartości wody i przebicia elektrycznego. W przypadku transformatorów o napięciach większych niż 170 kV. Niektórzy producenci lub użytkownicy wymagają maksymalnej wartości zawartości wody rzędu 5 ppm; w porównaniu z wymogiem IEC, który zaleca maksymalną wartość na poziomie 10 ppm. Jeżeli olej nie został poddany odgazowaniu. może nie spełniać wymagań zawartych w tabeli. Dlatego też jest konieczne, aby transformator był napełniany olejem odgazowanym i odfiltrowanym.

Zakres napięć transformatora / Własności	<72.5kV	72.5-170kV	>170kV	Wymagania dot. nowych olejów zgodnie z IEC 296,
Kolor ISO 2049	max 2.0	ma 2.0	max 2.0	
Zawartość wody mg/kg		max 15	max 10	max 30 w zbiorniku
Napięcie powierzchniowe (mN/m)	min 35	min 35	min 35	min 40 dla świeżego oleju
Współczynnik strat dielektrycznych tg delta 90 °C	max 0.015	max 0.015	max 0.010	max 0.005
Rezystywność 90 °C (GΩm) (G=giga=10^9)	min 60	min 60	min 60	
Napięcie przebicia (kV)	min 40	min 50	min 60	min 30/min 70 (po preparacji)

Równie ważne jest. aby jednostka odgazowująca została dobrze oczyszczona i nie zawierała żadnych zanieczyszczeń używanymi olejami. Jeżeli jednostka zawiera pozostałości używanego oleju, może dojść do zmiany wartości współczynnika strat dielektrycznych

tg delta i rezystywności, a tym samym wykroczenia poza poziom wymagań przedstawionych w tabeli, co może doprowadzić do skrócenia efektywnego okresu eksploatacji oleju.

Pewna ilość oleju ulegnie odparowaniu wraz z wodą. Temperatura filtracji natomiast nie powinna być zbyt wysoka i powinna być odniesiona do wartości próżni. Np. dla ASTM D 3487 zaleca się temperaturę maksymalnie 80°C, o ile w urządzeniu próżniowym można osiągnąć ciśnienie 1 mmHg. Jest to szczególnie ważne przy olejach inhibitowanych, gdzie inhibitory typu fenolowego odznaczają się wyższym ciśnieniem parowania niż olej, co może prowadzić do skrócenia efektywnego okresu eksploatacji.

Jeżeli używany jest zbiornik pośredni należy się upewnić, czy jest on przystosowany do przechowywania olejów transformatorowych. Patrz: pod nagłówkiem „Obsługa i przechowywanie", sekcja 1.

2.5 CZĘSTOTLIWOŚĆ KONTROLI OLEJU

Jest bardzo trudno określić ogólne zasady dotyczące częstotliwości kontroli oleju pracującego oraz stopnia dopuszczalnej degradacji. Takie zalecenia można określić wyłącznie na podstawie konkretnego przypadku, w zależności od warunków pracy oleju. Np. właściciele dużych transformatorów mocy będą sprawdzać urządzenia regularnie ale w przypadku małych transformatorów rozdzielczych, właściciele często akceptują podwyższone ryzyko. Jednak określenie ryzyka powinno być oparte nie tylko na wielkości transformatora, ale także na konsekwencjach awarii. Krótka analiza konsekwencji awarii pomogłaby oszacować wstępne jej koszty i następstwa.

Analiza zagrożenia wystąpienia awarii pozwala na określenie trendu wyników, np: poprzez porównanie wzrostu wartości tg delta w stosunku do czasu, zawartości metali w stosunku do czasu, liczby kwasowej w stosunku do zawartości furfuralu. itp.

W IEC 60422 urządzenia elektryczne zostały podzielone na osiem różnych klas, przy czym każdej klasie została przypisana inna częstotliwość kontroli. W tabeli zostały przedstawione tylko dwie klasy: kategoria O transformatorów wysokiego napięcia o napięciu powyżej 420 kV i kategoria C transformatorów niskiego napięcia o napięciu do 72.5 kV.

W połączeniu z tymi próbami, można wykonać pomiary temperatury zapłonu – wartość nie może się różnić od wartości początkowej o więcej niż 15°C. Temperaturę zapłonu należy kontrolować również w przypadku wykrycia zmiany zapachu oleju. Nieprawidłowy zapach oleju może wskazywać na to. że w oleju wystąpiły wyładowania łukowe i uległ rozkładowi z wytworzeniem związków o niskiej temperaturze wrzenia.

Pomiar zawartości cząstek metali w oleju może pomóc w ocenie stanu technicznego transformatora, np. czy w ruchomych częściach nie występuje nadmierne tarcie itp.

Wskazówki dotyczące częstotliwości kontroli są zaczerpnięte z IEC 422. W praktyce, stosowane są krótsze lub dłuższe okresy przerw pomiędzy kontrolami. Większość dostawców mocy kontroluje regularnie ważniejsze urządzenia i zapisuje wyniki kontroli w programie komputerowym, który decyduje o terminie pobrania kolejnej próbki. Takie programy mogą przeprowadzać analizy trendów, uszkodzeń, a jednocześnie umożliwiają zbieranie informacji ze wszystkich typów urządzeń pracujących w różnych warunkach.

2.6 INNE ANALIZY OCENY STANU TRANSFORMATORA NA PODSTAWIE BADAŃ OLEJU

2.6.1 ANALIZA ZAWARTOŚCI GAZÓW W OLEJU ORAZ ZAWARTOŚCI ALDEHYDU FURFURALU

Te badania mają na celu oszacowanie stanu technicznego transformatora pod kątem takich czynników jak wyładowania łukowe, przebicia lub deterioracja papieru. Znaczenie tych badań stale wzrasta, zwłaszcza w związku z wprowadzaniem coraz bardziej doskonałych urządzeń do przeprowadzania analiz: chromatografu cieczowego (HPLC) czy chromatografu gazowego (GC) itp.

Analiza zawartości składu gazów w oleju oraz zasady interpretacji wyników zostały opisane w IEC 60567 („przewodnik dla próbek gazów...” i IEC 60599 „Przewodnik interpretacji wyników analizy gazów...”).

Gazy wydzielają się w oleju pracującego transformatora pod wpływem procesu starzenia się produktu, ale także w znacznie większym stopniu, jako wynik usterki wewnętrznej. Przyczyny usterek mogą zostać zinterpretowane na podstawie analizy składu gazów rozpuszczonych w oleju.

Gazy są wykrywane za pomocą metod chromatografii gazowej przy zastosowaniu różnych sposobów ekstrakcji gazów z oleju. IEC 60567 został poddany rewizji i zawiera szeroki opis bardziej efektywnych metod.

Analizie należy poddać następujące gazy: wodór, tlen, azot, metan, etan, etylen, acetylen, tlenek i dwutlenek węgla, a także propan i propylen. Ilości i stosunki ilości poszczególnych gazów mogą służyć do interpretacji prawdopodobnej przyczyny usterki.

W Polsce stosowane są kryteria opracowane przez Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki ZPBE „Energopomiar Elektryka”.

Stan techniczny transformatora oceniany jest na podstawie:
- dopuszczalnych koncentracji rozpuszczonych w oleju gazów
- sumy gazów palnych
- dynamiki przyrostu gazów palnych
- kodu ułatwiającego diagnozę (IEC 60599)

Poziom zawartości tlenku i dwutlenku węgla wykazany w analizie zawartości gazów w oleju bezpośrednio wskazuje stan zużycia papieru. Jednak bardziej dokładne i wcześniejsze informacje dotyczące stopnia zużycia papieru można uzyskać podczas analizy zawartości aldehydu furfuralu w oleju. Analiza taka jest wykonywana metodą HPLC, patrz: IEC 61198 (1993), gdzie poziom wykrywalności aldehydu furfuralu jest bardzo niski, co czyni ją bardziej skuteczną od analizy zawartości gazów w oleju. Ta analiza jest stosunkowo prosta, a stosowana jako test rutynowy daje możliwość uzyskania bardzo użytecznych informacji, jednak wyposażenie niezbędne do jej przeprowadzenia jest bardzo kosztowne.

2.6.2 POLICHLOROWANE BIFENYLE 4(PCB)

Nowe oleje mineralne, produkowane na bazie surowego oleju, nie zawierają PCB. PCB pochodzą od syntetycznych cieczy izolacyjnych i oryginalnie były stosowane jako ciecze izolacyjne niepalne posiadające dobre właściwości elektryczne. Jednak po odkryciu ich negatywnego wpływu na środowisko, stosowanie PCB zostało w wielu krajach zakazane.

Istnieje jednak ryzyko, że PCB mogą zostać wprowadzone do nowego oleju transformatorowego podczas mieszania z olejami ponownie rafinowanymi lub w wyniku zanieczyszczenia wcześniej używanymi olejami. W każdym bądź razie, podczas analizy jakiejkolwiek mieszanki nowych i starych olejów, należy sprawdzić ewentualną zawartość PCB. Konieczne może się też okazać skontrolowanie ewentualnej zawartości PCB w olejach składowanych w celu likwidacji. W wielu krajach oleje zawierające PCB są sklasyfikowane jako odpady niebezpieczne dla środowiska, w związku z czym należy zastosować szczególne metody składowania i likwidacji.

3. WYMAGANIA DOTYCZĄCE OLEJU PRACUJĄCEGO

3.1 INFORMACJE OGÓLNE

Olej w transformatorze spełnia różne funkcje, z których najważniejszymi są oczywiście chłodzenie i izolacja dielektryczna. Dodatkową funkcją jest dostarczanie informacji o stanie technicznym transformatora (nośnik informacji).

Specyfikacje

Ogólne uwarunkowania dotyczące olejów transformatorowych zostały wyszczególnione w różnych lokalnych i międzynarodowych specyfikacjach i normach. Jednakże, normy zawierają jedynie podstawowe wymagania dotyczące olejów transformatorowych, w związku z czym wielu producentów transformatorów i przedsiębiorstw branży elektrycznej wypracowuje własne, surowsze normy, oparte o ich własne szczególne potrzeby. Podstawowymi normami są IEC 60296 (2003), BS 148, VDE 0370 i ASTM D 3487. Patrz: objaśnienie poniżej.

W wymaganiach w odniesieniu do stabilności oksydacyjnej istnieje duża różnica pomiędzy poszczególnymi metodami – IEC 1125C, IEC 474, IEC 813, DIN 51554 Test Baadera, ASTM D 2440. Wszystkie w/w metody opierają się na symulacji długoterminowej oksydacji w krótkim czasie. Patrz również tabela na stronie 44.

Specyfikacja jest jednak niekompletna bez wymienienia wymagań dotyczących składu chemicznego, jak np. zawartość azotu, siarki lub związków aromatycznych (PAC). Te składniki chemiczne określają różnice pomiędzy poszczególnymi olejami, które nie są wyspecyfikowane w normalnych parametrach, ale mają wpływ na przebicie udarowe, właściwości absorpcji gazów, ładunek statyczny i parametry stabilności.

Jak można wyczytać z właściwości wyszczególnionych na następnej stronie, specyfikacje mogą być podzielone na cztery kategorie.

W tabeli, umieszczonej na następnej stronie, można znaleźć różne przykłady specyfikacji, międzynarodowych i lokalnych, wymienione w porządku hierarchicznym. Indywidualni producenci transformatorów i użytkownicy posiadają również swoje własne i określone wymagania.

Przypomnimy teraz niektóre z fizycznych i chemicznych parametrów, które zostały wyszczególnione w specyfikacji, a także niektóre z parametrów tutaj nie wymienionych.

IEC 60296	Standard międzynarodowy
PN BS, ASTM, YDE, itp.	Standard lokalny
ABB, GEC-Alsthom, itp.	Wymagania producentów transformatorów
RWE, EDF, itp.	Wymagania dystrybutorów energii

Zestawienie wymagań dotyczących właściwości

Właściwości chemiczne Odporność na utlenianie Zawartość inhibitora Utlenianie Siarka korozyjna Zawartość wody Liczba kwasowa	**Właściwości elektryczne** Napięcie przebicia Współczynnik strat dielektrycznych tg delta
Właściwości fizyczne Lepkoś Wygląd Gęstoś Temperatura płynięcia Napięcie powierzchniowe Temperatura zapłonu	**Wymagania dodatkowe** Przebicie udarowe Ładowanie strumieniowe Gazowanie Struktura aromatyczna Struktura poliaromatyczna

Mieszalność

Mieszalność poszczególnych rodzajów olejów zawsze była przedmiotem dyskusji. Jednak z pełną odpowiedzialnością można powiedzieć, że oleje, które spełniają IEC 60296 mogą być ze sobą mieszalne.

3.2 LEPKOŚĆ

Wartość lepkości oleju jest istotna dla chłodzenia transformatora: niska lepkość zapewnia lepsze właściwości chłodzące. Wzrost temperatury powoduje zmniejszenie wartości lepkości, przy czym mała zmiana wartości lepkości wraz ze wzrostem temperatury określa wysoki wskaźnik lepkości (VI), podczas gdy duża zmiana wskazuje niski wskaźnik lepkości.

Do celów smarowniczych zaleca się stosowanie olejów o wysokim VI. Niska wartość VI jest preferowana ze względu na wysoką temperaturę roboczą, dla celów chłodzenia. Poniżej zamieściliśmy porównanie dwóch rodzajów olejów, jednego naftenowego, drugiego parafinowego. Obydwa charakteryzują się tą samą lepkością przy temperaturze 40°C, ale będzie można zauważyć ogromną różnicę pomiędzy ich właściwościami przy temperaturze roboczej.

Klasa oleju	Wysoki VI	Niski VI
Lepkość przy 70°C mm^2/s	Parafinowy 4,2	Naftenowy 3,4

Stosowanie oleju o niskim wskaźniku lepkości ma wiele zalet, ponieważ im niższa jest wartość lepkości tym lepsze są właściwości chłodzące oleju, podczas gdy stosowanie oleju o wysokim wskaźniku lepkości prowadzi do podwyższenia temperatury roboczej, większych strat mocy oraz szybszego zużywania się oleju i papieru. Dlatego też zalecamy stosowanie olejów naftenowych.

IEC 60296 dopuszcza lepkość kinematyczną oleju elektroizolacyjnego do 12 cSt/40°C.

3.4 ODPORNOŚĆ NA NISKĄ TEMPERATURĘ

Odporność na niską temperaturę odgrywa ważną rolę w zimnym klimacie i większość zaleceń zawiera wskazania zarówno temperatury krzepnięcia, jak i lepkości przy niskich temperaturach. W niektórych krajach, jak m.in. Szwecja czy Kanada, prowadzone są dyskusje nad zaostrzeniem wymagań, tzn. nad warunkiem oznaczania temperatury mętnienia na poziomie tym samym lub niższym niż temperatura krzepnięcia i mierzenia lepkości przy temperaturze – 40°C. Wszystkie te pomiary mają na celu symulację zachowań oleju w transformatorze przy niskiej temperaturze.

Oleje parafinowe zawierają alkany N. które, po schłodzeniu mogą ulec krystalizacji i hamować wolny przepływ oleju; aktualna zawartość alkanów N może być zmierzona przy użyciu kalorymetru skanującego DSC. Jeżeli olej osiągnie temperaturę mętnienia, przestaje być cieczą newtonowską (tzn. taką cieczą, która nie zmienia swojej lepkości przy różnych wartościach ciśnieniach) i w rzeczywistości staje się układem dwu-fazowym.

3.5 TEMPERATURA ZAPŁONU

Temperatura zapłonu oleju jest właściwością specyfikowaną ze względów bezpieczeństwa. IEC 60296 określa minimalna temperaturę zapłonu 135 °C.

IEC określa temperaturę zapłonu PM (Pensky Marten) metodą zamkniętego tygla. W USA stosuje się COC (Clevland Open Cup) metodę otwartego tygla, która wykazuje temperaturę wyższą od temperatury zapłonu o 5-10°C. Temperatura zapłonu jest zależna od lekkich składników oleju i jest ekstremalnie wrażliwa na zanieczyszczenia lekkimi olejami, jak np. olejem napędowym lub benzyną. Nawet jeżeli obie metody wyznaczania temperatury zapłonu charakteryzują się relatywnie skąpą odtwarzalnością wyników, to jednak preferuje się stosowanie metody zamkniętego tygla z powodu jej lepszej powtarzalności.

3.6 GĘSTOŚĆ

W zimnym klimacie, w celu uniknięcia tworzenia się lodu w oleju przy niskich temperaturach, ważną rolę odgrywa oznaczenie gęstości oleju. Wytrącanie się lodu może nastąpić

w momencie, gdy w transformatorze znajdującym się w stanie spoczynku pojawi się woda. Wytrącanie się lodu może spowodować uszkodzenie transformatora podczas jego uruchomienia. Oleje z dużą zawartością aromatów charakteryzują się większą gęstością niż oleje z większą ilością molekuł naftenowych lub parafinowych. Gęstość oleju maleje wraz ze wzrostem temperatury. Do określenia gęstości oleju przy innych temperaturach niż temperatura pomiaru, stosuje się współczynnik 0.00065/°C. Ten współczynnik może ulegać niewielkim zmianom przy różnych rodzajach oleju w zależności od jego struktury i stopnia rafinacji.

3.7 ZAWARTOŚĆ WODY

Absorpcja wody przez olej jest zależna od temperatury i ilości cząstek polarnych. Na rysunku 5 można zauważyć, że trudno jest utrzymać niską zawartość wody w oleju, który jest przechowywany w obszarze o wysokiej wilgotności powietrza i wysokiej temperaturze otoczenia. Jest zatem oczywiste, że samo podgrzanie oleju nie zmniejszy ogólnej zawartości wody jeżeli woda jest obecna w systemie. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest fakt, iż zdolność do absorpcji wody wzrasta wraz z temperaturą.

Jeżeli w transformatorze obecna jest woda, niższa lepkość oleju uzyskana podczas jego podgrzewania, przyśpieszy separację ale jednocześnie zwiększy ilość wody rozpuszczonej. Z tego samego diagramu możemy zaobserwować również, że wyższa zawartość substancji aromatycznych (wyższa polarność) zapewnia wyższy poziom nasycenia oleju wodą.

Podczas utleniania się oleju, woda jest wydzielana w formie produktu procesu utleniania, dlatego też w tym przypadku wyższa rozpuszczalność oleju jest zaletą, ponieważ uniemożliwi powstawanie wody wolnej.

Oleje Nynas Nytro 3000, Nytro 4000, Nytro 10X i Nytro 10GBN charakteryzują się temperaturą zapłonu przewyższającą 140°C i lepkością niższą od 12 mm^2/s przy temperaturze 40°C, także spełniają wymagania według IEC.

Oleje z większą zawartością wody mogą, podczas procesu odgazowywania, się pienić. Nie jest to jednak prawdziwa piana. Prawdziwa, stabilna piana może być tworzona w układach zanieczyszczonych – np. w olejach zanieczyszczonych cząsteczkami lub innymi cieczami, niemieszalnymi z olejami, jak np. oleje silikonowe. Generalną zasadą jest, że ciecze czyste nie tworzą piany.

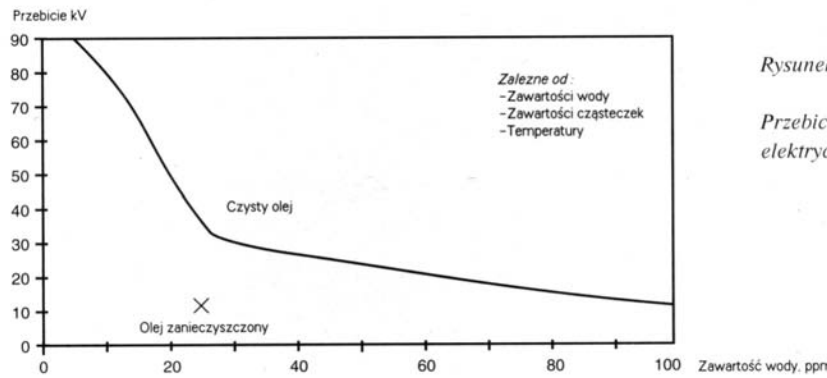
3.8 CZĄSTKI STAŁE (CIAŁE OBCE)

Olej poddany obróbce przy zastosowaniu nowoczesnych technik oczyszczania charakteryzuje się niską zawartością cząstek stałych. Jednak ilość cząsteczek może się zmienić podczas transportu i magazynowania. Przepuszczenie oleju przez jednostkę odgazowującą, wyposażoną w filtr przeciwcząsteczkowy, spowoduje zmniejszenie ilości cząstek w oleju do akceptowalnego poziomu.

3.9 NAPIĘCIE PRZEBICIA

Ta właściwość jest bardzo złożona a wyniki pomiarów są zależne od zawartości stałych ciał obcych, zawartości wody i zastosowanej metody pomiaru. Normalnie stosowaną metodą wyznaczania wartości przebicia jest IEC 60156. Metoda opiera się na wykorzystaniu

elektrod kulistych lub półkulistych w rozstawie 2.5 mm przy napięciu wzrastającym z prędkością 2 kV/s aż do wystąpienia przebicia. Wynik pomiaru jest oparty na uśrednionym wyniku z sześciu prób.



Rysunek 7

Przebicie elektryczne AC

Nawet słabo rafinowany olej może się charakteryzować wysokim napięciem przebicia, także ta metoda nie dostarcza nam żadnych informacji o stopniu oczyszczenia oleju. Usunięcie wody i cząsteczek pozwala na uzyskanie wartości napięcia przebicia powyżej 70 kV bez względu na rodzaj oleju. IEC określa minimalny poziom napięcia przebicia wartością powyżej 30 kV, i jeżeli wyniki są niższe od poziomu minimalnego należy wykonać prostą obróbkę (odgazowanie), co pozwoli na podniesienie poziomu przebicia do ponad 30 KV.

Do wyznaczania napięcia przebicia elektrycznego można stosować również inne metody niż IEC 60156. np. ASTM D 1816 i D 877. które są załączone do specyfikacji ASTM D 3487. ASTM D 1816 opiera się na tych samych elektrodach co IEC 60156, dlatego też istnieje możliwość porównania wyników, zwłaszcza jeżeli zastosuje się ten sam rozstaw elektrod a wyniki zostaną przeliczone dla tej samej odległości. Druga metoda. ASTM D 877, nie daje możliwości porównania wyników ze względu na użycie innego rodzaju elektrod.

Warto zauważyć, że wysoka rozpuszczalność w oleju zatrzymuje pewne osady, które zaczynają się wytrącać w momencie, gdy olej zaczyna się utleniać, tym samym redukując ilość wolnych cząsteczek, które mogłyby wpłynąć na obniżenie wartości napięcia przebicia.

Ilość cząsteczek może zatem ulegać zmianie pod wpływem procesu karbonizacji molekuł oleju, który występuje pod wpływem wyładowań niezupełnych. Ilość tworzonych cząsteczek jest odnoszona do wyników analizy pozostałości koksowych dla oleju podstawowego i tutaj oleje naftenowe mają przewagę nad olejami parafinowymi.

3.10 WSPÓŁCZYNNIK STRAT DIELEKTRYCZNYCH TG DELTA

Jest to wskaźnik, który zawsze jest stosowany przy określeniu jakości oleju transformatorowego. Kąt strat dielektrycznych jest zależny od ilości jonów w oleju. Normalny stopień oczyszczenia daje niską wartość tego wskaźnika, jednakże jest on wrażliwy na zanieczyszczenia np. olejami silnikowymi. Wpływ molekuł zanieczyszczających jest tak duży, że wystarczy kilka ppm (części na milion) aby zmienić wartość współczynnika strat tg delta.

Woda sama w sobie nie ma bezpośredniego wpływu na tą właściwość, ale może brać udział w formowaniu stabilnych związków z produktami procesu utleniania lub z innymi zanieczyszczeniami stałymi. Takie działanie spowoduje zwiększenie wartości tg delta.

zaobserwować wzrost wskazania wartości tg delta. Jednak po pewnym czasie wartość ta zmaleje. Prawdopodobną przyczyną takiego stanu jest formowanie przez nadtlenki związków z metalami podczas pierwszego etapu procesu utleniania. Te związki odznaczają się silną polarnością i wysoką zawartością jonów, co powoduje zwiększenie strat dielektrycznych. Te nadtlenki będą następnie rozpadać się do nowych rodników i będą tworzyły produkty procesu utleniania o niskiej wartości tg delta. Po wstępnym etapie rozpadu, produkty procesu utleniania, jak np. kwasy i estry, będą powodowały ponowny wzrost wartości tg delta.

Zwykle wartości tg delta dla świeżego oleju wynoszą <0.001 przy 90°C i 50-60 Hz. W niektórych przepisach tg delta jest zastąpiony współczynnikiem mocy. Różnica między nimi jest niewielka, zwłaszcza przy niskich wartościach kąta.

3.11 NAPIĘCIE POWIERZCHNIOWE

Pomiar napięcia powierzchniowego polega na zmierzeniu wartości napięcia cząsteczkowego pomiędzy olejem a wodą.

Napięcie powierzchniowe jest zależne od cząstek polarnych w oleju, podczas gdy tg delta (90°C, 50 Hz) mówi o obecności podatnych na jonizację zanieczyszczeń.

	Tg delta	Napięcie powierzchniowe mN/m	Zawartość wody ppm
Olej wystawiony na działanie światła dziennego, przechowywany w przezroczystej szklanej butelce	0,0031	36	50
Olej przed próbą, próbka przechowywanaw butelce aluminiowej	0,0010	44	18

Powyżej zamieszczamy przykłady wyników naszych analiz przeprowadzonych na różnych olejach.

Wyniki tego testu skłaniają do trzech wniosków: oleje są wrażliwe na działanie światła dziennego, napięcie powierzchniowe jest bardziej wrażliwe na produkty procesu utleniania, a wartość tg delta i zawartość wody są większe w olejach, które rozpoczęły proces utleniania się. (Silnie utleniony olej w eksploatacji może wykazywać wartość napięcia powierzchniowego niższą niż 18 mN/m).

3.12 LICZBA KWASOWA

Liczba kwasowa dla dobrze oczyszczonego oleju powinna być mniejsza niż 0.01 mg KOH/g, ale ponieważ ta metoda oznaczenia charakteryzuje się powtarzalnością 0.03 wobec tego minimalne wymaganie określa wartość poniżej 0.03. Jednak ten poziom jest zbyt wysoki, aby można było odczytać jakiekolwiek wskazówki dotyczące właściwości oleju.

Dobrze rafinowany olej, bez zanieczyszczeń płynnych powinien charakteryzować się liczbą kwasową o wartości poniżej 0.01.

3.13 DZIAŁANIE KORODUJĄCE

To wymaganie jest określone w IEC 60296 na podstawie metody polegającej na zanurzeniu paska miedzianego w oleju przy temperaturze 140°C. Jednak wrażliwość próby jest niska, w związku z czym w większości stosowane są alternatywne metody, jak np. próba z paskiem srebra lub potencjometryczne miareczkowanie siarki merkaptowej w oleju. Działanie korodujące jest oczywiście istotnym parametrem oleju, np. srebrnych styków w aparaturach rozdzielczych, co stwarza poważne problemy w eksploatacji.

3.14 ODPORNOŚĆ NA UTLENIENIE

Na rynku istnieją dwa rodzaje oleju – inhibitowane lub nieinhibitowane. W rzeczywistości wszystkie oleje są olejami inhibitowanymi, z tą różnicą, że oleje inhibitowane zawierają dodatki fenolu (wiążącego wolne rodniki) a oleje nieinhibitowane inhibitory naturalne (wiążące nadtlenki). Większość olejów stosowanych obecnie na świecie należy do olejów inhibitowanych na różnych poziomach inhibitorami typu fenolowego.

PRÓBY ODPORNOŚCI NA UTLENIENIE

Istnieje wiele różnych metod badania odporności oleju na utlenienie.

Do najczęściej stosowanych w Europie prób starzeniowych należały metody IEC 74, IEC 474 i nowa metoda IEC 813, które są obecnie zebrane w IEC 61125 jako A, B i C. W Niemczech stosuje się również metodę DIN 51 554.

IEC 61125 A jest metodą stosowaną od dawna do badania olejów nie inhibitowanych. Metoda opiera się na przedmuchaniu oleju tlenem w temperaturze 100°C z wykorzystaniem miedzi jako katalizatora. Po próbie dokonuje się pomiarów osadu i zawartości kwasów.

IEC 61125 B jest metodą wykorzystywaną najczęściej do pomiarów kwasów lotnych powstających w wyniku procesu utleniania. Metoda opiera się na przedmuchaniu oleju tlenem. Próba jest wykonywana przy temperaturze 120°C. Jako katalizator wykorzystuje się miedź.

Dłuższy okres indukcyjny nie musi koniecznie oznaczać, że olej bardziej nadaje się do zastosowania w transformatorach niż inny olej o krótszym okresie indukcyjnym. Np. ropa naftowa zawiera duże ilości nierozpuszczalnych osadów, a jednak produkcja kwasów lotnych będzie niska.

IEC 1125 C jest metodą wykorzystywaną do pomiarów zarówno kwasów lotnych, jak i kwasów nierozpuszczalnych. Osad jest oznaczany w taki sam sposób jak w przypadku IEC 74 i IEC 474. Metoda opiera się na przedmuchaniu oleju tlenem w temperaturze 120°C z wykorzystaniem miedzi jako katalizatora.

ASTM D 2112 jest metodą przeznaczoną do pomiarów olejów transformatorowych inhibitowanych inhibitorami typu fenolowego. Test jest wykonywany przy temperaturze 140°C w obecności miedzi, wody i tlenu pod nadciśnieniem (90 psi).

ASTM D 2440 jest metodą zbliżoną do IEC 74 / IEC 1125 A. z wyjątkiem temperatury, która w tym przypadku wynosi 110°C, a próba jest przeprowadzana w dwóch przedziałach czasowych – 72 i 164 godzin.

DIN 51 554 lub próba Baadera jest metodą w której nie wykorzystuje się przedmuchiwania oleju powietrzem, a w procesie utleniania bierze udział wyłącznie powietrze zgromadzone na powierzchni oleju. Próba jest wykonywana przy temperaturze 110°C z udziałem miedzi jako katalizatora. Po próbie dokonuje się pomiarów liczby zmydlenia, osadów i współczynnika stratności tg delta. Pomiar liczby zmydlenia w zastępstwie liczby kwasowej jest nieco kłopotliwy, ponieważ produkty procesu utleniania, obojętne dla celulozy czy miedzi, nie zostaną wykazane w wynikach próby.

Głównym pytaniem, jakie nasuwa się podczas omawiania w/w metod jest która metoda daje najlepszy obraz korelacji z warunkami oleju pracującego. Jedynym sposobem uzyskania odpowiedzi na to pytanie jest przeprowadzenie porównania wyników z transformatorów, które mają taką samą moc i konstrukcję i które zostały napełnione różnymi olejami o różnych poziomach odporności na utlenienie.

Porównanie wyników próby odporności na utlenienie

Pozwólmy sobie teraz porównać trzy różne oleje. Pierwszy olej Nytro 10GBN jest olejem nie inhibitowanym. Drugi olej Nytro 3000 jest olejem nieinhibitowanym ale zoptymalizowanym, który wykazał wysoką odporność w próbie Baadera, a także w próbie IEC 61125 C. Trzecim olejem jest Nytro 10X, olej inhibitowany syntetycznym inhibitorem dwubutyloparakrezolem (DBPC). Niemniej jednak olej podstawowy oleju Nytro 10X również spełnia wymagania IEC 61125 A jeszcze przed dodaniem inhibitora.

Jak można wyczytać z tabeli zamieszczonej na następnej stronie, olej inhibitowany Nytro 10X reaguje i tworzy stabilne estry, które dają wysoką liczbę zmydlenia. Ponieważ jest bardzo stabilna struktura nie będzie ona powodować uszkodzenia czy zakłócenia pracy transformatora. Należy zauważyć, że ilość kwasów w Nytro 10X po 28 dniach próby Baadera jest w dalszym ciągu bardzo niska – identyczna z ilością zawartą w świeżym oleju. Zbliżone są również wyniki pomiarów wartości tg delta.

Należałoby zauważyć, że w przypadku IEC 61125 C dla 164 h i 500 h. olej Nytro 3000 zmętniał. Oznacza to. że inhibitory wiążące rodniki będące produktem procesu utleniania, nadal pracują. Pozostałe studia wykazują, że zachowania takie wzrastają stopniowo w trakcie procesu utleniania.

	Nytro 10 GBN	Nytro 3000	Nytro 10X	Specyfikacja IEC 60 296
IEC 61125 A				
NV mg KOH/g	0.11	0.08	<0.01	<0.4
Osad wt%	0.02	0.02	<0.01	<0.10
IEC 61125 B				
Okres indukcyjny h	<50	>80	>236	≥120
IEC 61125 C dla 164 h				
NV ogólne mg KOH/g	0.27	0.17	<0.01	
Osad wt%	0.06	0.06	<0.01	
IEC 813 dla 500 h				
NV mg KOH/g			0.04	
Osad wt%			<0.01	
ASTM D 2440 dla 72 h				
Ogólna ilość kwasów, mg KOH/g	0.14	0.09	<0.01	
Osad wt%	0.03	0.02	<0.01	
ASTM D 2440 dla 164 h				
Ogólna ilość kwasów, mg KOH/g	0.18	0.10	<0.01	
Osad wt%	0.05	0.04	<0.01	
Próba Baadera dla 140 h				
NV mg KOH/g		0.03	<0.02	
Osad wt%		0.02	<0.01	
Liczba zmydlenia. mg KOH/g	>0.6	0.20	<0.05	
Tg Delta		0.04	< 0.005	
Próba Baadera dla 28 dni				
NV mg KOH/g		0.08	0.02	
Osad wt%		0.06	<0.01	
Liczba zmydlenia, mg KOH/g		0.30	0.11	
Tg Delta		0.10	0.005	

Nynas przeanalizował również próby wykonane innymi metodami.

WNIOSKI

Różne metody badań odporności na utlenienie dają różne wyniki. Również w przypadku optymalizacji produktu należy zastosować różne metody, a nie jedną.

Inhibitowany olej **Nytro 10 X** wykazuje idealną reakcję na zawarty inhibitor i osiąga wyniki lepsze od olejów nieinhibitowanych we wszystkich wykonanych próbach. Podobnie jest w przypadku długotrwałej próby Baadera. Jednakże dodanie inhibitora do oleju bynajmniej nie daje gwarancji lepszej wydajności. Olej musi być rafinowany w wysokim stopniu, aby uzyskał wrażliwość na działanie inhibitora. Śladowe ilości molekuł PAC w połączeniu z fenolami mogą powodować skutek odwrotny od zamierzonego.

Olej Nytro 3000 spełnia wszystkie wymagania stawiane olejom nieinhibitowanym.

Olej Nytro 10 GBN spełnia standardowe wymagania i produkuje mniejszą ilość gazów niż dwa pozostałe oleje.

3.15 STABILNOŚĆ GAZOWA W POLU ELEKTRYCZNYM

Tworzenie się gazów będzie występowało zawsze, jeżeli olej transformatorowy będzie poddany wyładowaniom niezupełnym. Jest to spowodowane tym, że niektóre molekuły będą wchodziły na wyższy poziom energetyczny i będą uwalniały pewne fragmenty swojej struktury. Najczęściej wykrywanymi fragmentami molekuł są H2, CH4.

Jeżeli zaistnieje sytuacja, gdzie gaz będzie produkowany w dużych ilościach i nie zostanie usunięty z obiegu transformatora z powodu jego konstrukcji to tworzące się bąbelki będą stwarzały zagrożenie dla transformatora. Z powodu złych właściwości izolacyjnych gazu w porównaniu z olejem, bąbelki gazu mogą powodować przebicia elektryczne. Jest to sytuacja powszechnie znana w przemyśle kablowym, gdzie oleje absorbujące gazy są stosowane od lat.

W nowoczesnych konstrukcjach transformatorów problem ten jest już z reguły rozwiązany poprzez ograniczenie poziomu wyładowań niezupełnych i zapewnienie dobrej cyrkulacji oleju. Jednak niektóre rozwiązania konstrukcyjne pewnych rodzajów transformatorów mogą wymagać zastosowania oleju absorbującego gaz.

W celu określenia stopnia absorpcji gazu do oleju, można zastosować starą metodę Pirellego. pierwotnie przeznaczoną do testowania olejów kablowych. Pomimo że jest to metoda już nieco przestarzała, to została wymieniona w IEC 628 A i ASTM D 3484. Obecnie coraz częściej stosuje się metodę alternatywną, wypracowaną w Niemczech. Jest to tzw. metoda Soldner-Mullera, załączona do IEC 60628 jako metoda B. Metoda Pirellego opiera się na użyciu wodoru, a metoda Soldner-Mullera na wykorzystaniu azotu. Reakcja absorpcji wodoru do oleju jest obecnie całkowicie zrozumiała, podczas gdy reakcja azotu nie jest jeszcze całkowicie wyjaśniona.

3.16 WYTRZYMAŁOŚĆ UDAROWA

Wytrzymałość udarowa jest właściwością, której z reguły nie wymienia się w większości specyfikacji. Przebicia udarowe impulsami prądu stałego i niejednorodną szczeliną są czymś zupełnie innym od napięcia wywołanego prądem zmiennym. Metoda jest opracowana w celu symulacji uderzenia błyskawicy w transformator podczas burzy. Wyniki są niezależne od zanieczyszczeń, które wpływają na wyniki normalnych prób. IEC 60156.

Metoda opiera się wykorzystaniu igły lub kulki stalowej w charakterze elektrod, w rozstawie 2.5 cm. Jeżeli na igłę zostanie podane napięcie ujemne, to przebicie będzie uzależnione od stopnia oczyszczenia oleju. Mniejsza zawartość związków aromatycznych będzie powodowała lepsze (wyższe wskazania). Niektórzy producenci transformatorów dużej mocy są szczególnie zainteresowani wysokimi wartościami przebicia udarowego. Stosowane metody, IEC 60897 i ASTM D 3300, są podobne przy czym metoda ASTM wymaga minimalnej wartości napięcia ujemnego na poziomie 145 kV. Taka wartość jest możliwa do uzyskania przy zastosowaniu większości dostępnych na rynku olejów.

3.17 WPŁYW ZAWARTOŚCI PIEŚCIENIOWYCH WĘGLOWODORÓW AROMATYCZNYCH (PAC) NA WŁAŚCIWOŚCI GAZOWE I WYTRZYMAŁOŚĆ UDAROWĄ.

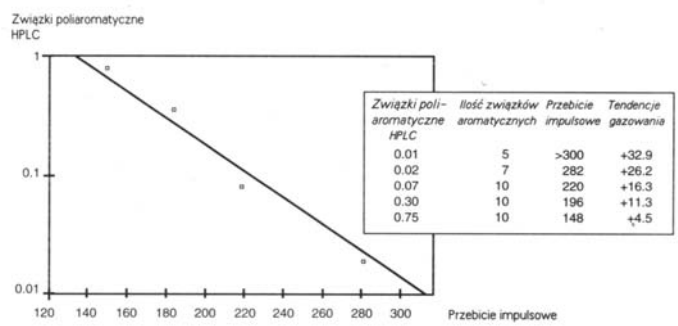
Jest powszechnie wiadome, że molekuły aromatyczne oddziaływują na właściwości gazowania i przebicia impulsowego. Dlatego też, ze względu na absorpcję gazu, zaleca się stosowanie dużej zawartości związków aromatycznych. W zasadzie molekuły aromatyczne

działają w transformatorze w taki sam sposób jak w procesie hydrogenizacji, absorbując wodór poprzez nasycenie struktury aromatycznej. W przypadku przebicia udarowego, oleje z dużą zawartością związków aromatycznych, najczęściej z dużą zawartością PAC, wykazują niską wartość przebicia. Wiadomo również, że związki monoaromatyczne dają stosunkowo wysokie wartości.

W celu sprawdzenia tego stworzyliśmy program badawczy do sprawdzania przebicia udarowego i właściwości gazowania, oparty na olejach naftenowych o różnym stopniu oczyszczenia. Pomiary zostały dokonane w USA przez Doble Engineering Company. wyniki zostały zamieszczone w tabeli poniżej.

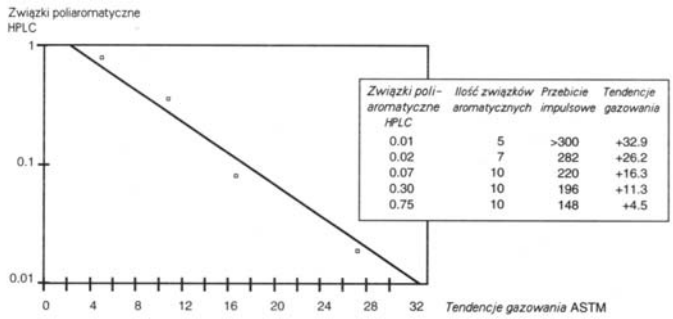
Porównaliśmy te wyniki z naszą własną metodą HPLC wyznaczania zawartości PAC. Ta metoda opiera się na zasadzie, że związki poliaromatyczne są bardziej polarne niż związki dwu lub monoaromatyczne. Wypracowana przez nas metoda jest szybszą i bardziej oszczędną alternatywą metody IP 346.

Zbadane oleje. Zawartość struktur poliaromatycznych wag % Metoda HPLC	Zawartość Związków Aromatycznych % IEC 60590	Napięcie Przebicia Impulsowego Kv ASTM D 3300	Tendencja Gazowania ul/min ASTM D 2300
0.01	5	>300	+32.9
0.02	7	282	+26.2
0,07	10	220	+ 16.3
0,30	10	196	+ 11.3
0.75	10	148	+4.5



Rysunek 11

Przebicie impulsowe



Związki poli-aromatyczne HPLC	Ilość związków aromatycznych	Przebicie impulsowe	Tendencje gazowania
0.01	5	>300	+32.9
0.02	7	282	+26.2
0.07	10	220	+16.3
0.30	10	196	+11.3
0.75	10	148	+4.5

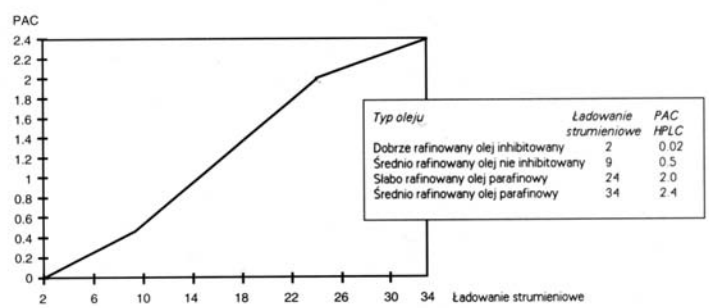
Rysunek 12

Tendencje gazowania

W tej metodzie stosuje się chromatograf typu nitrylowego (Alltech 600 CN), gdzie różne związki aromatyczne są separowane dzięki zróżnicowanej biegunowości. Poprzez odwrócenie strumienia po przejściu związków mono i dwuaromatycznych na szczycie pokaże się pozostała reszta. Jako oznacznik stosujemy naftalen, a jako rozpuszczalnik heksan. Metoda pozwala nie tylko na pomiar zawartości związków poliaromatycznych ale także ich związków polarnych, jak np. molekuł zawierających siarkę lub azot. Zmierzone wartości mogą ulec gwałtownym zmianom pod wpływem azotu, zwłaszcza azotu w formie prostej.

Należy zauważyć, że trzy ostatnie oleje wykazują taką samą zawartość związków aromatycznych w pomiarze IR, ale bardzo się różnią pod kątem zawartości PAC. Zatem możemy potwierdzić to co zostało powiedziane wcześniej, że różnica w aromatyczności zależy od poziomu destylacji. Jednakże, wszystkie trzy oleje wykazują taki sam zakres temperatury wrzenia.

W laboratoriach Nynas przeanalizowano różne oleje występujące na rynku. Badania potwierdziły, że nieinhibitowany olej zapewniający wyższą stabilność oksydacyjną zawiera również duże ilości PAC. W niektórych olejach udało się wykryć nawet 6, 7 i 8-pierścieniowe PAC. Jak napisano wcześniej, te naturalne związki poliaromatyczne działają jak naturalne inhibitory dodane do oleju i zabezpieczają olej przed utlenieniem się.



Typ oleju	Ładowanie strumieniowe	PAC HPLC
Dobrze rafinowany olej inhibitowany	2	0.02
Średnio rafinowany olej nie inhibitowany	9	0.5
Słabo rafinowany olej parafinowy	24	2.0
Średnio rafinowany olej parafinowy	34	2.4

Rysunek 13

Ładunek statyczny

3.18 ZDROWIE I BEZPIECZEŃSTWO

Słabo oczyszczone oleje zostały uznane przez Międzynarodową Agencję Badań nad Rakiem (IARC). wydział Światowej Organizacji Zdrowia (WHO), za rakotwórcze. To stwierdzenie zostało oparte na przeprowadzonych wcześniej badaniach epidemiologicznych np. w przemyśle tekstylnym, gdzie stosowano słabo oczyszczone oleje. Pomimo, iż związek na pewno istnieje, ważne jest porównanie tego zagrożenia z zagrożeniami jakie niosą ze sobą inne substancje, jak np. benzoalfapiren (B(a)P), który jest substancją dużo groźniejszą. W przypadku zachowania odpowiednich środków BHP podczas prac przy olejach transformatorowych, zagrożenie można uznać za nie istniejące. Oleje słabo oczyszczone należy oznaczać zgodnie z przepisami obowiązującymi w poszczególnych krajach.

W przypadku olejów dobrze rafinowanych, dane epidemiologiczne nie wykazują żadnych zagrożeń związanych z powstawaniem raka.

Najważniejszym problemem jest wyspecyfikowanie oleju niskorafinowanego, który wykazuje właściwości rakotwórcze i oleju wysokorafinowanego, który takich właściwości nie ma. Odpowiedź na to pytanie można uzyskać następującymi metodami :

Test In Vivo. Jedynym zaakceptowanym testem jest nanoszenie na skórę zwierząt doświadczalnych. Literatura zawiera wiele danych potwierdzających właściwości rakotwórcze olejów niskorafinowanych i obojętność olejów wysokorafinowanych.

Najczęściej stosowaną metodą stwierdzania rakotwórczości produktów olejowych jest test Amesa. w którym wykorzystuje się mikroorganizmy. W pewnych przypadkach test wykazuje niższe wartości progowe niż w przypadku testu skórnego.

Oleje transformatorowe Nynas są produkowane w drodze obróbki wodorowej, która pozwala na uzyskanie małej zawartości PAC. Zgodnie z metodą IP 346. zawartość PAC zmierzona w postaci ekstrakcyjnych związków DMSO, w przypadku olejów transformatorowych Nynas wynosi poniżej 3%. Oleje są oznakowane zgodnie z regulacjami Unii Europejskiej.

Metody analityczne. Odpowiedzialność za rakotwórcze właściwości substancji olejowych ponoszą najczęściej 3-7 pierścieniowe molekuły aromatyczne. W celu zmierzenia ilości molekuł PAC w oleju wypracowano wiele metod. m.in. IP 346, metody GCMS (gazowy spektrometr chromatograficzny), HPLC itp. Jedyną metodą, której wyniki są porównywalne z testami skórnymi jest metoda IP 346. Unia Europejska podjęła decyzję o powszechnym stosowaniu tej metody do oznaczania rakotwórczości (od roku 1994 oleje o wartości mniejszej niż 3% nie muszą być oznaczane jako rakotwórcze). W innych częściach świata stosuje się inne metody, m.in. test Amesa.

Oleje przyszłości

Nynas Naphthenics oferują szeroką gamę produktów, w tym różne rodzaje olejów o różnych właściwościach i charakterystyce pracy. Te oleje są stosowane w różnych urządzeniach elektrycznych, takich jak instalacje HVDC, transformatory mocy, aparaturach rozdzielczych i transformatorach rozdzielczych.

W naszej opinii, w niedalekiej przyszłości, podstawowa linia olejów transformatorowych będzie się składała z trzech poziomów :

Poziom wysoki, inhibitowany np. **Nytro 10X, Nytro 4000X**
Oleje inhibitowane. z inhibitorami syntetycznymi o wysokich właściwościach dielektrycznych

Poziom wysoki, nieinhibitowany np. **Nytro 3000**
Oleje nieinhibitowane. o wysokiej odporności na utlenianie

Poziom standardowy np. **Nytro 10GBN**
Oleje z wyższą zawartością związków aromatycznych i właściwościami absorbowania gazów

Jako dostawca, nie jesteśmy w stanie stworzyć czy też wyprodukować oleju przyszłości. Naszym zadaniem jednak jest tworzenie wiedzy o strukturze chemicznej i jej oddziaływaniu na różne właściwości. Musimy również dostosować nasze technologie rafinacji w celu osiągnięcia bardziej efektywnych sposobów produkowania olejów. Jednakże, to nie do naszych zadań należy decydowanie o właściwościach, jakie powinny posiadać poszczególne rodzaje olejów transformatorowych. Ta decyzja należy do producentów transformatorów. My zaś jesteśmy w stanie stworzyć i wyprodukować produkt o , mamy nadzieję, akceptowalnym poziomie charakterystyki pracy i przystępnej cenie.

10. POMIARY I LOKALIZACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH

Prof. dr hab. inż. Jerzy Skubis
Politechnika Opolska

1. PODSTAWOWE FORMY WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH WYSTĘPUJĄCE W IZOLACJI TRANSFORMATORÓW

Wyładowania niezupełne występujące w izolacji papierowo-olejowej dużych transformatorów można sprowadzić do jednej z czterech form:

- wyładowania niezupełne występujące we wtrącinach gazowych,
- wyładowania niezupełne typu ślizgowego (powierzchniowe),
- wyładowania niezupełne na lokalnych ostrzach (ulotowe, typu mostkowego),
- wyładowania niezupełne występujące na cząstkach o nieokreślonym potencjale, przemieszczających się w oleju.

Wewnętrzne wyładowania niezupełne we wtrącinach gazowych mogą występować w izolacji papierowo-olejowej słabo odgazowanej, lub znacznie zestarzonej. Natężenie pola we wtrącinach gazowych jest zawsze znacznie wyższe niż w dielektryku ciekłym (oleju) lub stałym (w celulozie). Wartość natężenia pola we wtrącinie zależy od rodzaju gazu, od ciśnienia panującego we wtrącinie, od kształtu i rozmiarów wtrąciny. Mechanizm zapłonu i rozwoju wyładowań niezupełnych występujących we wtrącinie ma charakter Towsendowski, dodatkowo zmodyfikowany oddziaływaniem ładunku przestrzennego zgromadzonego na ściankach wtrąciny.

Drugi typ wyładowań niezupełnych, to wyładowania powierzchniowe. Mogą one wystąpić w izolacji papierowo-olejowej wówczas, kiedy w natężeniu pola wystąpi wektor równoległy do powierzchni dielektryku stałego. Wartość napięcia zapłonu wyładowań powierzchniowych w oleju zależy od zanieczyszczeń i ewentualnej zawartości wody w oleju. W mechanizmie rozwoju tych wyładowań niezupełnych ważną rolę odgrywa rezystywność powierzchniowa dielektryka stałego. Jest ona szczególnie wyraźna w przypadku dielektryków impregnowanych. Istnieją dwie zasadnicze formy wyładowań powierzchniowych: wyładowania

ślizgowe (podtrzymywane) oraz iskry ślizgowe. Pole elektryczne wokół elektrody od której rozpoczynają się wyładowania ślizgowe (podtrzymywane), jest sumą dwóch pól: od przyłożonego napięcia i od ładunku przestrzennego zgromadzonego wokół elektrody. Pole wywołane ładunkiem przestrzennym może doprowadzić do wyładowań ślizgowych także wówczas, kiedy chwilowa wartość napięcia zasilającego jest bliska zeru. Drugą formę powierzchniowych wyładowań niezupełnych stanowią iskry ślizgowe. Występują przy odpowiednio wysokim napięciu a w ich rozwoju, obok mechanizmu funkcjonującego przy wyładowaniach niezupełnych ślizgowych, zasadniczą rolę odgrywa także jonizacja termiczna. W kanale iskry ślizgowej pojawia się znaczny ładunek elektryczny. Iskry ślizgowe wyraźnie zmniejszają wytrzymałość izolacji papierowo-olejowej i mogą pozostawiać na powierzchniach dielektryków organicznych ścieżki o podwyższonej przewodności. Pod wpływem oddziaływania iskier ślizgowych rozkładowi ulega także olej, wydzielając gazy i spolimeryzowane węglowodory.

Dookoła lokalnych ostrzy występujących w izolacji olejowo-papierowej mogą formować się wyładowania niezupełne, będące odpowiednikiem wyładowań ulotowych w powietrzu. Przebicie izolacji papierowo-olejowej przy tej formie wyładowań następuje według klasycznego mechanizmu mostkowego. W obszar między elektrodami, w którym występuje najwyższe natężenie pola, są wciągane zanieczyszczenia i wtrąciny formujące mostek zanieczyszczeń, wzdłuż którego może nastąpić przebicie. Uformowanie mostka zanieczyszczeń wymaga czasu i zależy od czystości oleju oraz od wartości natężenia pola. Najczęściej elementami, z których są budowane mostki zanieczyszczeń stanowią kłaczki celulozy i sadze będące wynikiem zestarzenia izolacji papierowo-olejowej. Forma mostka zanieczyszczeń zależy od rodzaju pola elektrycznego. Czasem w izolacji powstają mostki częściowe, których fragmenty wędrują między elektrodami. Budowie mostka zanieczyszczeń w oleju można przeciwdziałać stosując przegrody i bariery izolacyjne z dielektryków stałych. Stabilność własności fizyko-chemicznych oleju, dobre własności gazowe, wysoka wytrzymałość elektryczna oleju i wymuszony przepływ oleju w transformatorze, to czynniki które przeciwdziałają powstawaniu i rozwojowi mostków zanieczyszczeń a w konsekwencji przebiciu izolacji.

Czwartą formę wyładowań niezupełnych w izolacji papierowo-olejowej stanowią wyładowania występujące na cząstkach o nieokreślonym potencjale. W oleju wypełniającym transformator mogą znaleźć się pozostałe po obróbce mechanicznej metalowe cząstki, głównie opiłki żelaza i miedzi. Cząsteczki te cyrkulują w całej objętości transformatora, zgodnie z obiegiem oleju. Położenie tych cząsteczek względem uziemionej kadzi i elementów wysokonapięciowych jest zmienne i nieokreślone – w konsekwencji ich potencjał też jest zmienny i nieokreślony. W przypadku kiedy cząstki te znajdą się w znacznej koncentracji w obszarze, w którym istnieje znaczne natężenie pola, mogą wystąpić związane z nimi wyładowania. To forma wyładowań, ze względu na swoją zmienność i niestabilność jest trudna do detekcji i ewentualnej lokalizacji.

Z reguły wymienione formy wyładowań nie występują pojedynczo, raczej następuje superpozycja kilku form wyładowań. Drugim czynnikiem powodującym komplikację zjawiska stanowi fakt, że wyładowania niezupełne nie występują tylko w jednym punkcie, ale w pewnym obszarze układu izolacyjnego. Ponadto, na zjawiska związane z wyładowaniami niezupełnymi występującymi w izolacji transformatorów nakładają się oddziaływania innych procesów zachodzących w izolacji, w tym głównie procesów związanych z lokalnymi przegrzaniami. Taki przebieg procesów w izolacji transformatorów powoduje,

że wykrywanie, rozpoznawanie, ocena intensywności i lokalizacja wyładowań niezupełnych występujących w izolacji transformatorów dużej mocy są znacznie utrudnione i mogą być przeprowadzone tylko z pewnym prawdopodobieństwem.

2. PRZEGLĄD METOD OCENY WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH

Za najważniejsze zjawiska fizyko-chemiczne związane z wyładowaniami niezupełnymi występującymi w izolacji papierowo-olejowej można uznać następujące:

- występowanie impulsu prądowego i emisję fali elektromagnetycznej,
- chemiczny rozkład oleju i celulozy,
- generację impulsu ciśnieniowego (fali akustycznej).

Na podstawie wymienionych zjawisk, możliwe są różne metody oceny wyładowań niezupełnych. Ogólną charakterystykę różnych metod oceny wyładowań niezupełnych przedstawiono w tablicy 1.Ogólna charakterystyka metod oceny wyładowań niezupełnych Tabela 1.

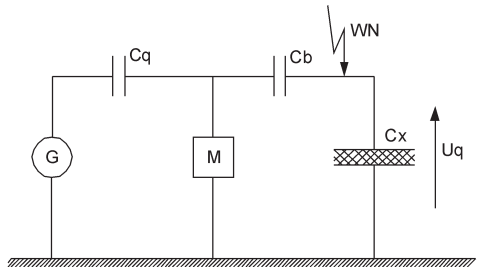
3. ELEKTRYCZNE METODY OCENY WYŁADOWAŃ

W pomiarach wyładowań niezupełnych ciągle zasadnicze znaczenie mają metody elektryczne. Jest kilka technik umożliwiających elektryczne pomiary wyładowań, z których najważniejszy jest pomiar ładunku pozornego wyładowania. Ładunek pozorny Qp jest to ładunek dopływający do transformatora na skutek występującego w izolacji wyładowania. Wielkość tego ładunku może być zmierzona na wejściu transformatora. Ładunek pozorny Qp jest wyrażany w pikoculombach.

Najbardziej znaną metodą pomiaru ładunku pozornego jest metoda ERA. W metodzie tej zakłada się, że dla izolacji wyładowaniami najbardziej niebezpiecznymi są wyładowania o największych amplitudach. Miernik ERA umożliwia pomiar maksymalnej wielkości ładunku pozornego Qp. Wielkość impulsu od mierzonego wyładowania jest eksponowana na ekranie oscyloskopu i jest porównywana z wielkością impulsu od wyładowania skalującego. W zależności od parametrów badanego transformatora, różna jest impedancja dopasowująca, wykonana w formie czwórnika. Dwanaście odmian tego czwórnika pozwala uzyskać częstotliwość rezonansową układu w granicach od 12 kHz do 50 kHz. Czułość pomiaru wyładowań metodą ERA może być bardzo wysoka: 0,01pC dla obiektów o pojemności do 6 pF i 15pC dla obiektów o pojemnościach do 250 F. Schemat układu pomiarowego metody ERA przedstawiono na rys. 1.

Tabela 1. Ogólna charakterystyka metod oceny wyładowań niezupełnych

Lp	Rodzaj metody pomiarowej	Możliwość i metody				Czułość metody	Możliwy zakres zastosowań
		detekcja	pomiar intensywności	rozpoznawanie formy wyładowań	lokalizacja obszaru wyładowań		
1.	Elektryczne: - pomiar ładunku pozornego, - pomiar zakłóceń radioelektrycznych, - rejestracja impulsów w paśmie UHF, - pomiar średniego kwadratu ładunków, - pomiar mostkowy, - pomiar watomierzowy.	tak tak tak tak tak tak	tak nie częściowo tak tak tak tak	częściowo tak nie nie nie nie nie	częściowo tak częściowo tak nie nie nie nie	Bardzo wysoka; w warunkach bardzo starannego ekranowania nawet do 0,01pC	Pomiary wyładowań głównie w laboratoriach. Przydatne w pomiarach wyładowań występujących w powietrzu, w oleju, w izolacji papierowo-olejowej, w SF_6. Ograniczenie zastosowania stanowią zakłócenia elektromagnetyczne, nie zawsze możliwe do wyeliminowania.
2.	Emisji akustycznej	tak	ograniczony	częściowo tak	tak	~ 10pC dla wyładowań występujących w oleju ~ 100pC dla wyładowań występujących w izolacji papierowo-olejowej	Pomiary podczas normalnej eksploatacji transformatorów lub innych urządzeń z izolacją olejową lub papierowo-olejową. Metoda szczególnie przydatna do lokalizacji obszaru wyładowań.
3.	Chromatografii gazowej	tak	nie	nie	częściowo tak	kilka ,kilkanaście pC (ważny jest czas oddziaływania wyładowań)	Pomiary w warunkach technicznych i normalnej eksploatacji różnych urządzeń z izolacją olejową lub papierowo-olejową. Ocena ma charakter bardziej jakościowy niż ilościowy.
4.	Metody wyładowań będące na etapie opracowania: - pomiar światła emitowanego przez wyładowanie, - pomiar ciepła powstającego wskutek wyładowania, - pomiar gradientu ciśnienia w obszarze wyładowania.	Metody te są aktualnie na etapie teoretycznego opracowania i badań laboratoryjnych. Możliwości zastosowań i zakresu wykorzystania nie są sprecyzowane.				Nieznana	Przewiduje się, że zakres zastosowań tych metod będzie bardzo ograniczony; ewentualnie metody mogą być użyteczne bardzo selektywnie w warunkach indywidualnie opracowywanych dla diagnozowanego urządzenia.



Rys. 1. Schemat układu pomiarowego metody ERA. G – generator impulsów prostokątnych, M – miernik, C_b – kondensator sprzęgający, Cq – kondensator wzorcowy, C_x – kondensator odwzorowujący pojemnościowo badany obiekt.

Jeżeli odpowiedzi miernika na impuls skalujący i impuls od mierzonego wyładowania niezupełnego są równe, wówczas wartość ładunku pozornego Q_p wyładowania, można obliczyć według wzoru:

$$Q_p = U_q C_q \left(1 + \frac{c_x}{c_b}\right) \tag{1}$$

Zaletami pomiarów wyładowań niezupełnych metodą ERA jest uniwersalność, możliwość rozróżniania wyładowań niezupełnych wewnętrznych od wyładowań niezupełnych pochodzących z innych źródeł, bardzo wysoka czułość, możliwość pracy w układzie mostkowym, możliwość identyfikowania i pomiaru wyładowań niezupełnych występujących na zewnątrz transformatora. Podstawową wadą i ograniczeniem metody ERA jest jej wrażliwość na zakłócenia i utożsamienie zagrożenia izolacji z wyładowaniami niezupełnymi o dużych amplitudach, co nie zawsze jest słuszne gdyż, o degradacji izolacji decyduje także energia wyładowań niezupełnych.

Inną metodą pomiaru ładunku pozornego wyładowań niezupełnych jest metoda pomiaru zakłóceń radioelektrycznych RIV (radio interference voltage). Miernik stanowi odpowiedni odbiornik radiowy, wyposażony w zestaw anten. Metoda RIV nadaje się raczej do określenia napięcia początkowego wyładowań niezupełnych niż do pomiarów intensywności wyładowań.

Inną elektryczną metodą pomiaru wyładowań niezupełnych, wykorzystywaną głównie we Francji, jest metoda pomiaru średniego kwadratu ładunków. Metoda ta polega na pomiarze średniej wartości kwadratu napięcia impulsu związanego z wyładowaniem niezupełnym.

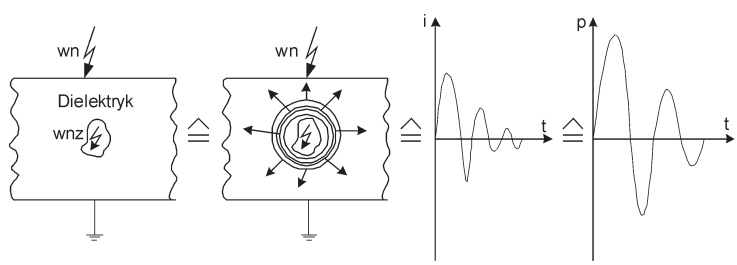
Mostkowe metody pomiarów wyładowań niezupełnych polegają na pomiarze współczynnika stratności układu, względnie na pomiarze napięcia pochodzącego od wyładowań niezupełnych, pojawiającego się na przekątnej mostka. Zaletą mostkowych metod pomiaru wyładowań niezupełnych jest ich praktyczna nieczułość na zakłócenia zewnętrzne. Wadę stanowi niska czułość i trudność rozdzielenia strat wynikających z różnych form wyładowań niezupełnych.

Ograniczone zastosowanie ma także watomierzowa metoda pomiaru wyładowań niezupełnych (metoda Vewerki i Chladka), polegająca na pomiarze watomierzem strat dielektrycznych powodowanych przez wyładowania niezupełne.

4. METODA EMISJI AKUSTYCZNEJ

Ocenę wyładowań niezupełnych w transformatorach dużej mocy podczas ich eksploatacji umożliwia metoda emisji akustycznej, która jest oparta na detekcji i lokalizacji impulsów ciśnienia generowanych przez wyładowania. Z początkiem lat osiemdziesiątych rozpoczęto techniczne stosowanie metody emisji akustycznej do oceny wyładowań występujących w transformatorach dużej mocy, przekładnikach wysokiego napięcia, kondensatorach energetycznych, przepustach transformatorowych, a na początku lat dziewięćdziesiątych – także w rozdzielnicach z SF_6.

Podstawą metody emisji akustycznej jest generacja sygnałów akustycznych przez wyładowania. W czasie wyładowań następuje impulsowa przemiana części energii elektrycznej na energię mechaniczną. Ilość energii elektrycznej zamienianej w mechaniczną można oszacować w granicach od 1 do kilku procent. Pozostała część energii wyładowania jest wydatkowana w postaci energii elektrycznej, cieplnej i chemicznej. Od strony fizykalnej pojedyncze wyładowanie można przyrównać do mikroeksplozji występującej w dielektryku. Parametry charakteryzujące tę przemianę zależą przede wszystkim od szybkości transformacji energii elektrycznej w mechaniczną. Zależnie od typu wyładowania impulsy emisji akustycznej mają różną amplitudę i czas. W układach izolacyjnych transformatorów, generacja emisji akustycznej przez wyładowania występuje w oleju lub celulozie. Schemat generacji impulsów emisji akustycznej przez pojedyncze wyładowanie przedstawiono na rys. 2.

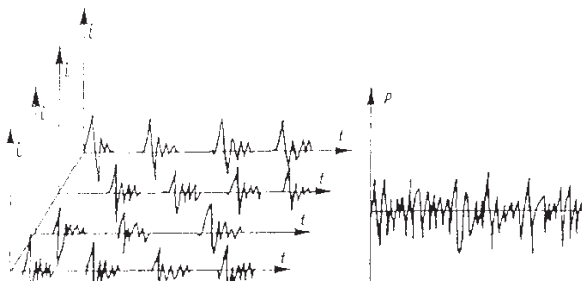


Rys. 2. Poglądowe przedstawienie generacji impulsów EA przez pojedyncze wyładowanie.

Przy założeniu, że wyładowania występują w ośrodku jednorodnym, można je traktować jako punktowe źródło zaburzeń. Idealizacja taka jest uzasadniona, gdyż odległość obserwacji zjawiska jest wielokrotnie większa od wymiarów źródła, a długość emitowanej fali jest niewielka w porównaniu z odległością obserwacji emisji akustycznej. Emitowana przez wyładowanie emisja akustyczna rozchodzi się w ośrodku jako fala sferyczna.

Amplituda generowanych impulsów akustycznych jest odwrotnie proporcjonalne do odległości źródła wyładowań, a natężenie emisji akustycznej jest odwrotnie proporcjonalna

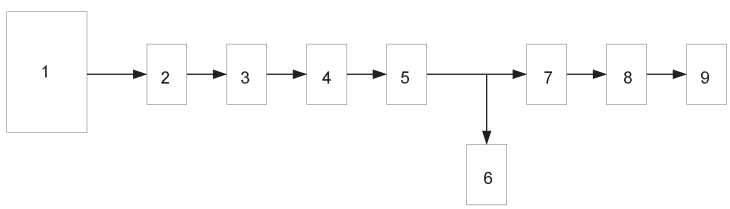
do kwadratu odległości. W rzeczywistości występują raczej wyładowania wielokrotne i nie tylko w jednym punkcie, ale w pewnym obszarze dielektryka. Taki mechanizm procesu wyładowania powoduje, że w izolacji występuje nie pojedynczy impuls emisji ale cała grupa impulsów. Występujące w tych warunkach impulsy emisji akustycznej są przesunięte względem siebie, w czasie i przestrzeni. Przetwornik pomiarowy rejestruje wypadkowy ciąg impulsów akustycznych, który stanowi zsumowany obraz zjawiska. Poglądowy przebieg tego procesu przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Poglądowe przedstawienie generacji impulsów EA przez wielоźródłowe wyładowania

Z analizy zjawisk przedstawionych na rys. 2 i 3 wynika, że pojedynczym wyładowaniom towarzyszy generacja dyskretnej emisji akustycznej, natomiast wyładowaniom wielоźródłowym ciągłym, towarzyszy emisja akustyczna ciągła. Przedstawione mechanizmy generacji dyskretnej i ciągłej emisji akustycznej odnoszą się do punktu lub obszaru występowania wyładowania. W miejscu odbioru emisja akustyczna może mieć inne parametry.

Procesowi generacji wyładowań można przyporządkować ogólny układ pomiarowy przedstawiony na rys.4. Stosowany do odbioru impulsów akustycznych przetwornik, powinien umożliwiać liniowe ich przetwarzanie na sygnały napięciowe w paśmie co najmniej do 500 kHz, co zapewniają przetworniki piezoelektryczne różnych typów



Rys. 4. Schemat układu do detekcji i pomiaru EA od wyładowań 1 – mierzony transformator, 2 – przetwornik, 3 – przedwzmacniacz, 4 – wzmacniacz, 5 – filtr środkowo-przepustowy, 6 – oscyloskop, 7 – dyskryminator progowy, 8 – przelicznik impulsów, 9- komputer

W ogólnym układzie pomiarowym można wydzielić część uproszczoną, złożoną z elementów od 1 do 6 (rys.4). Zestawiony w ten sposób układ może służyć do detekcji i wizualizacji impulsów EA od wyładowań. Dołączenie do tego układu elementów 7,8 i 9 umożliwia

pomiar i analizę wyników. Techniczne realizacje ogólnego układu pomiarowego zależą od warunków metrologicznych i zakresu diagnostyki.

Do diagnostyki izolacji transformatorów mogą być stosowane układy zestawione z paneli Standard, analizatory Dema-10, Dema-20, Dema-34, Dema-100, Dema-300, nanowoltomierze homodynowe. Wśród wymienionych największe znaczenie mają analizatory typu Dema. Analizator Dema-34 ma trzy kanały pomiarowe, które umożliwiają lokalizację źródła EA. Analizator może współpracować z różnymi przetwornikami piezoelektrycznymi, zarówno szerokopasmowymi jak i rezonansowymi, o częstotliwościach odbieranych sygnałów do 1MHz. Analizator jest przystosowany do współpracy z komputerem. Analizator jest wyposażony w niskoszumowe przedwzmacniacze. Redukcję zakłóceń zapewniają układy filtrów aktywnych. Wzmacniacze w torach pomiarowych umożliwiają skokowe wzmocnienie sygnału co 1 dB, w zakresie od 0 do 60 dB. Jeden tryb pracy analizatora polega na tym, że trójkanałowy przelicznik zlicza impulsy EA. Drugi sposób pracy analizatora, tryb lokacji, umożliwia określenie względnych opóźnień czasowych impulsów EA dochodzących do przetworników umieszczonych w różnych odległościach od źródła EA. Ważnym elementem w układach pomiarowych jest kabel transmitujący sygnał z przetwornika do analizatora EA. Początkowo stosowano w tym celu kabel koncentryczny. Obecnie można wykorzystać do tego celu światłowód.

Scharakteryzowane układy pomiarowe są stosowane w diagnostyce wyładowań występujących w transformatorach podczas normalnej eksploatacji.

5. TECHNIKI LOKALIZACJI WYŁADOWAŃ

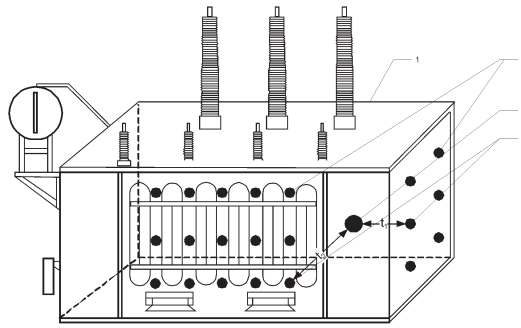
Zjawisko generacji emisji akustycznej przez wyładowanie umożliwia także lokalizację obszaru wyładowań. Lokalizowanie obszaru wyładowań może być realizowane przez pomiar:

- amplitud impulsów emisji akustycznej w różnych odległościach od źródła wyładowania,
- czasów dojścia sygnałów emisji akustycznej do przetworników rozmieszczonych w różnych punktach kadzi.

Metoda lokalizacji wyładowania wykorzystująca pomiary amplitud jest określana w literaturze jako metoda największej głośności lub metoda osłuchowa, natomiast metoda oparta na pomiarach czasów propagacji jako metoda triangulacyjna. Na stacjach prób, gdzie istnieje łatwy i względnie bezpieczny dostęp do transformatora, a czas pomiaru jest ograniczony czasem próby napięciowej, jest stosowana metoda triangulacyjna. W transformatorach będących w eksploatacji jest stosowana z reguły metoda największej głośności. Znając miejsce występowania wyładowań i ich intensywność można wnioskować o szkodliwości wyładowania. Ważne jest rozstrzygniecie, czy wyładowania występują w oleju czy w papierze. Informacja taka jest ważna dla służb zajmujących się eksploatacją transformatorów. Informacją o miejscu występowania wyładowań są także zainteresowane służby remontowe, gdyż może ona ukierunkować remont i wpłynąć na jego zakres.

Ideę lokalizacji wyładowań metodą triangulacyjną przedstawiono na rys. 5. W tabeli 2 przedstawiono prędkości propagacji sygnałów emisji w wybranych materiałach i obliczone

czasy opóźnień, z jakimi sygnały docierają do przetworników rozmieszczonych w różnych odległościach d od źródła wyładowań.



Rys. 5. Ideowe przedstawienie triangulacyjnej metody lokalizacji wyładowań. 1 – szkic kadzi transformatora, 2 – rozmieszczenie punktów pomiarowych, 3 – punkty, do których sygnały EA docierają w najkrótszym czasie, 4 – zlokalizowany punkt wystąpienia wyładowań.

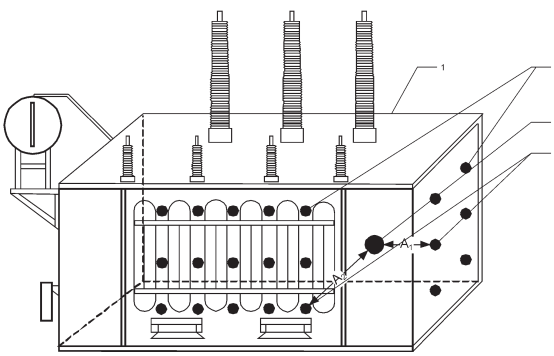
Wartości czasów opóźnień przedstawione w tabeli 2 są łatwe do zmierzenia. Jeśli w drodze do przetworników pomiarowych sygnały przenikają przez różne materiały, należy obliczyć ich prędkość zastępczą. Jeżeli sygnały docierają do przetwornika przez pojedynczy dielektryk, odległość między źródłem wyładowania a przetwornikiem oblicza się bezpośrednio z prędkości rozchodzenia się sygnałów w tym dielektryku. Błędy jakie mogą w tym przypadku wystąpić, można eliminować przy opracowywaniu wyników. Na podstawie pomiarów można ułożyć układ n równań (gdzie n oznacza liczbę przetworników), którego rozwiązanie pozwala wyznaczyć współrzędne miejsca występowania wyładowania.

Rodzaj materiału	Prędkość propagacji sygnałów EA, m/s	Czas przebycia przez sygnały drogi d s x 10^{-6}	
		d = 30 cm	d = 100 cm
Olej transformatorowy	1390	216	719
Zaoliwiony preszpan	2300	130	435
Bakelit	2590	116	386
Szkło	5570	54	180
Miedź	4400	68	227
Aluminium	6350	47	157
Mosiądz	4640	65	216
Stal	5830	52	172

Tabela 2. Prędkość rozchodzenia się sygnałów EA w wybranych materiałach i czasy dojścia sygnałów do przetworników, umieszczonych w różnych odległościach od źródła wyładowań

Z uzyskanych wyników oblicza się średnią wartość współrzędnych i przyjmuje, że jest to położenie źródła wyładowań. Następnie określa się różnicę między obliczoną i wprowadzoną odległością dla wyznaczonego punktu. Gdy dla któregoś z punktów różnica ta przekracza przyjęte granice dokładności, wynik z takiego przetwornika zostaje w dalszych obliczeniach odrzucony. Dla pozostałych czasów opóźnień wykonuje się ponowne obliczenia. W ten sposób postępuje się, aż do uzyskania wymaganej dokładności zlokalizowania wyładowań.

Do lokalizacji wyładowań w izolacji transformatorów podczas eksploatacji jest preferowana metoda największej głośności. Lokalizacja wyładowań tą metodą jest oparta na pomiarze wartości amplitud EA w różnych punktach kadzi i znalezieniu takiego miejsca, w którym amplitudy EA są największe. Po znalezieniu obszaru największej słyszalności EA można założyć, że w tym miejscu występują wyładowania. Metoda największej głośności jest najprostszym sposobem lokalizacji wyładowań, jednak przy jej stosowaniu należy liczyć się z możliwością błędów. Mogą one wynikać z nierównomiernego wytłumienia impulsów EA, zwłaszcza wtedy, kiedy impulsy w drodze do przetwornika przenikają przez różne dielektryki i materiały przewodzące. Ideę lokalizacji wyładowań metodą największej głośności przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Ideowe przedstawienie lokalizacji wyładowań metodą największej głośności
1 – szkic kadzi transformatora, 2 – rozmieszczenie punktów pomiarowych, 3 – punkty, w których sygnały EA mają największe amplitudy, 4 – zlokalizowany obszar wyładowań

Zależność między amplitudą sygnałów EA a odległością od źródła wyładowań można dokładnie określić tylko wtedy, kiedy przestrzeń propagacji sygnałów EA jest jednorodna. Jeżeli sygnały EA biegną częściowo w oleju a częściowo w materiale stałym (np. w stali, miedzi, papierze), do przetwornika docierają sygnały wytłumione i rozmyte. Ponieważ przestrzeń propagacji sygnałów EA nie jest dokładnie znana, więc i wytłumienie rejestrowanych sygnałów nie może być ściśle wyliczone. Przy lokalizacji wyładowań metodą największej głośności obok amplitudy, istotną informację zawiera widmo rejestrowanych sygnałów. Do precyzyjnego zlokalizowania wyładowań metodą największej głośności jest konieczne jednoczesne analizowanie trzech informacji: amplitud impulsów EA, widma sygnałów i konstrukcji badanego transformatora. Niekwestionowanymi zaletami lokalizacji wyładowań metodą najwyższej głośności są:

- możliwość osłuchiwania transformatorów w czasie bieżącej eksploatacji,

- wykonywanie pomiarów tylko jednym torem pomiarowym,
- prosta metodyka przeprowadzania lokalizacji.

6. PRZYKŁAD DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH METODĄ EMISJI AKUSTYCZNEJ W TRANSFORMATORZE PODCZAS EKSPLOATACJI

Dla transformatorów w eksploatacji ocena wyładowań metodą emisji akustycznej jest obecnie wykonywana według zapotrzebowania określonego przez służby zajmujące się eksploatacją tych transformatorów. Informacje o wyładowaniach występujących w izolacji pracujących transformatorów nie są dostępne w inny sposób, gdyż żadna ze znanych metod pomiaru wyładowań, nie nadaje się do stosowania podczas normalnej eksploatacji.

Z technicznego punktu widzenia, ważnym było opracowanie odpowiedniej metodyki i zakresu pomiarów, wybór liczby punktów pomiarowych, określenie miejsc i sposobu mocowania przetwornika. Ze względu na normalną pracę transformatorów, dostęp możliwych do pomiaru powierzchni jest ograniczony do zerowego poziomu kadzi. Dostępne do pomiarów są boczne ścianki kadzi. Przetwornik pomiarowy umieszcza się zarówno po stronie przepustów górnego jak i dolnego napięcia, na trzech różnych wysokościach kadzi, kolejno w fazach R, S, T, a także między R-S i S-T, i na jej bocznych ściankach. Powstaje w ten sposób siatka pomiarowa, w węzłach której znajduje się przetwornik. W tablicy 3 przedstawiono wyniki detekcji i pomiarów wyładowań metodą emisji akustycznej w przykładowym transformatorze.

W transformatorach, w których wykryto wewnętrzne wyładowania rejestruje się bardziej zaawansowane deskryptory emisji akustycznej generowanej przez te wyładowania. Przykładowe wyniki pomiarów średniego tempa emisji akustycznej od wyładowań występujących w mierzonym transformatorze blokowym, przedstawiono w tablicy 4.

Analiza wyników przedstawionych w tablicach 3 i 4 prowadzi do wniosku, że w mierzonym transformatorze wyładowania występują zarówno od strony wprowadzenia górnego jak i dolnego napięcia. Od strony wprowadzenia górnego napięcia wyładowania występują w górnej części kadzi, w obszarze kominów fazy T, S, między tymi fazami i na bocznej ściance kadzi od strony fazy T. Wyładowania są także wykrywalne w połowie wysokości kadzi w fazach T i S. Od strony przepustów dolnego napięcia, wyładowania występują także w górnej części kadzi w fazach t, a także miedzy tymi fazami. Intensywne wyładowania w tym obszarze są także mierzalne w połowie wysokości kadzi. Z tej strony kadzi występują także wyładowania w fazie R, ale ich intensywność jest znaczne niższa. Obszar występowania wewnętrznych wyładowań w mierzonym transformatorze jest znaczny. Analiza kształtu sygnałów od stwierdzonych wyładowań wskazuje, że wyładowania występują najprawdopodobniej w oleju.

Umiejscowienie przetwornika	Wyniki pomiarów EA na kadzi od strony wyprowadzenia górnego napięcia [mV]						Wyniki pomiarów EA na kadzi od strony wyprowadzenia dolnego napięcia [mV]					
	Faza						Faza					
	R	R-S	S	S-T	T	boczna ścianka tr.	t	t-s	s	s-r	r	boczna ścianka tr.
Góra kadzi	0	0	100	70	100	50	160	90	100	0	50	0
Środek kadzi	0	0	60	0	40	0	0	60	90	0	0	0
Dół kadzi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3. Wyniki detekcji, pomiarów intensywności i lokalizacji wyładowań w transformatorze blokowym TFB_bR-240/400 PN. Przekładnia transformatora: 420/15,75; rok produkcji 1980, remont w 1996 r.

Umiejscowienie przetwornika	Wyniki pomiarów tempa EA na kadzi od strony wyprowadzenia górnego napięcia						Wyniki pomiarów tempa EA na kadzi od strony wyprowadzenia dolnego napięcia					
	Faza						Faza					
	R	R-S	S	S-T	T	boczna ścianka tr.	t	t-s	s	s-r	r	boczna ścianka tr.
Góra kadzi	0	0	575	262	583	226	604	477	509	0	134	0
Środek kadzi	0	0	222	0	119	0	0	264	457	0	0	0
Dół kadzi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4. Średnie tempo EA od wyładowań w różnych punktach kadzi mierzonego transformatora. Czas pomiaru t=60s. Wartości tempa wyrażone są liczbą impulsów w jednej sekundzie.

W oparciu o wieloletnie pomiary wyładowań wykonywane metodą EA w różnych transformatorach, określono poziomy wyładowań dopuszczalnych dla dalszej pracy transformatorów i poziomy wyładowań wskazujących na stany przedawaryjne mierzonych jednostek. W oparciu o tę bazę danych można stwierdzić, że wyładowania wykryte w mierzonym transformatorze są niebezpieczne dla dalszej jego pracy i wskazują na stan przed- awaryjny. W związku z tym zalecono wyłączenie tego transformatora spod napięcia i wykonanie jego przeglądu na stanowisku pracy, celem zidentyfikowania przyczyny i miejsca występowania wyładowań.

Szczegółowa analiza gazów rozpuszczonych w oleju transformatora także sugerowała występowanie wyładowań niezupełnych w oleju. W oparciu o analizę wyników pomiarów wyładowań niezupełnych przeprowadzonych metodą emisji akustycznej przedstawionych w tablicach 3 i 4, wyładowania zlokalizowano w oleju, po stronie górnego i dolnego napięcia, głównie w górnej części kadzi, w okolicy fazy T.

W związku z takimi wynikami transformator, o którym mowa poddano oględzinom na stanowisku pracy. Po spuszczeniu oleju poniżej dolnej krawędzi kominków górnego napięcia i zdjęciu pokrywy, stwierdzono ślady wyładowań na „miskach olejowych" znajdujących się

miedzy śrubami spychowymi a izolacją uzwojeń przy belkach jarzmowych górnych (5 sztuk na fazie T, 1 sztuka na fazie S, 2 sztuki na fazie R)

W ekspertyzie wykonanej przez zespół ekspertów ze strony producenta tego transformatora stwierdzono, że wyniki badań i oględzin są ze sobą w pełni zgodne.

W transformatorze, o którym mowa oczyszczono miejsce wyładowań, dokręcono wszystkie śruby spychowe, odgazowano olej, którym następnie zalano ten transformator. Po oddaniu do eksploatacji tego transformatora, wykonano analizę chromatograficzną oleju i przeprowadzono detekcję ewentualnych wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej. Nie stwierdzono żadnych uszkodzeń. Transformator ten, po opisanym przeglądzie pracuje bezawaryjnie do tej pory (ponad pięć lat).

7. ZALECENIA DOTYCZĄCE ZAKRESU DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W TRANSFORMATORACH

Metoda emisji akustycznej stanowi ważne uzupełnienie metod stosowanych w diagnostyce transformatorów. Podaje informacje nieosiągalne innymi metodami o istnieniu, wielkości i miejscu występowania wyładowań niezupełnych. Umożliwia rozstrzygniecie bezpośrednio przy transformatorze czy przyczyną degradacji izolacji są wyładowania lub inne zjawisko. Obecnie metoda emisji akustycznej służy głównie do diagnostyki izolacji transformatorów. Zależnie od zakresu diagnostyki metoda emisji akustycznej może być stosowana do detekcji, pomiarów lub lokalizacji wyładowań niezupełnych. Zakres stosowania metody może być ograniczony:

- wysokim poziomem zakłóceń akustycznych lub elektromagnetycznych,
- złożoną geometrią układów chłodzenia transformatorów, uniemożliwiającą mocowanie do ich powierzchni przetworników pomiarowych.

Metoda emisji akustycznej nie zastępuje metod stosowanych do tej pory, a jedynie podaje nowy wskaźnik charakteryzujący badaną izolację. Wskaźnik ten należy traktować na równi z ładunkiem pozornym Q_p lub systemem kodów stosowanych dla interpretacji wyników z analizy chromatograficznej. Przy interpretacji wyników uzyskiwanych metodą emisji akustycznej zawsze należy brać pod uwagę jej ograniczenia, wynikające z mechanizmu generacji i propagacji sygnałów emisji akustycznej w transformatorach. Niezależnie od cyfrowej rejestracji sygnałów, w celu ich numerycznej obróbki, należy stosować układ umożliwiający wizualizację rejestrowanych sygnałów. Ocena widma sygnałów pozwala w większości przypadków na określenie typu wyładowania i na identyfikację dielektryka w którym występują.

Metoda emisji akustycznej okazuje się szczególnie przydatna do lokalizacji wyładowań niezupełnych. Wybór techniki lokalizowania wyładowań niezupełnych metodą triangulacyjną lub osłuchową zależy od dostępnej aparatury i warunków metrologicznych. Stosowane metody lokalizacji różnią się dokładnością i stopniem komplikacji wykonywanych obliczeń. Opracowane do tej pory programy numeryczne wspomagające lokalizację wyładowań niezupełnych metodą triagulacyjną mogą być szeroko wykorzystywane w odniesieniu do transformatorów w eksploatacji.

W stosunku do elektrycznej metody pomiaru wyładowań niezupełnych i chromatograficznej ich oceny, metoda emisji akustycznej ma następujące zalety:

- umożliwia detekcję, pomiar i lokalizację wyładowań niezupełnych bezpośrednio przy transformatorze, podczas jego normalnej pracy;
- jest stosunkowo mało wrażliwa na zakłócenia;
- aparatura pomiarowa jest stosunkowo prosta i dostępna w kraju.

Metoda emisji akustycznej ma także ograniczenia:

- wykrywa tylko te wyładowania niezupełne, które występują w dielektrykach o dużej sprężystości; wyładowania występujące głęboko wewnątrz izolacji papierowej – ze względu na intensywne tłumienie sygnałów emisji akustycznej przez papier – mogą być niewykrywalne;
- na podstawie wartości sygnałów emisji akustycznej w miejscu odbioru nie można jednoznacznie określić wielkości wyładowań niezupełnych wewnątrz izolacji.

Najważniejsza zaleta metody emisji akustycznej polega na możliwości jej stosowania w bardzo trudnych warunkach eksploatacji transformatorów, w których wykonywanie pomiarów wyładowań niezupełnych było do tej pory niemożliwe. Metoda emisji akustycznej wypełnia w ten sposób lukę jaka istniała w metrologii wyładowań niezupełnych występujących w transformatorach podczas eksploatacji.

LITERATURA

[1] Harrold R.T.: Acoustical technology applications in electrical insulation and dielectric. IEEE Trans. El-20, p.3-19, 1985

[2] Kaźmierski M., Pinkiewicz I.: Nowoczesna diagnostyka transformatorów energetycznych. Energetyka, nr 9, str. 319-325, 1994

[3] Malewski R., Douville J., Balanger G.: Insulation diagnostic system for HV power transformers in service, CIGRE, paper 12-01, 1986

[4] Malewski R.: Diagnostyka transformatorów w eksploatacji. III Seminarium: Inżynieria Wysokich Napięć, Poznań – Kiekrz, s. 151-170, 1996

[5] Skubis J.: Emisja akustyczna w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych. Książka, IPPT-PAN, Warszawa, 1993

[6] Skubis J.: Przetworniki piezoelektryczne do detekcji i pomiaru wyładowań niezupełnych w transformatorach. Energetyka, nr 7, s. 289-293, 1984

[7] Zargari, Phnng B.T., Blackburn T.R. An ultrasonic optical fiber sensor for PD detection. IX ISHV, Graz, s. 5581-91, 1995

[8] Skubis J.: Diagnostyka wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej w transformatorach dużej mocy podczas ich eksploatacji. Energetyka 6/1997, s. 28

11. REJESTRACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W ZAKRESIE BARDZO WYSOKICH CZĘSTOTLIWOŚCI (UHF)

Dr hab. inż. Wojciech Kołtunowicz
Centro Esperimentale Scientifico Italiano

1. WPROWADZENIE

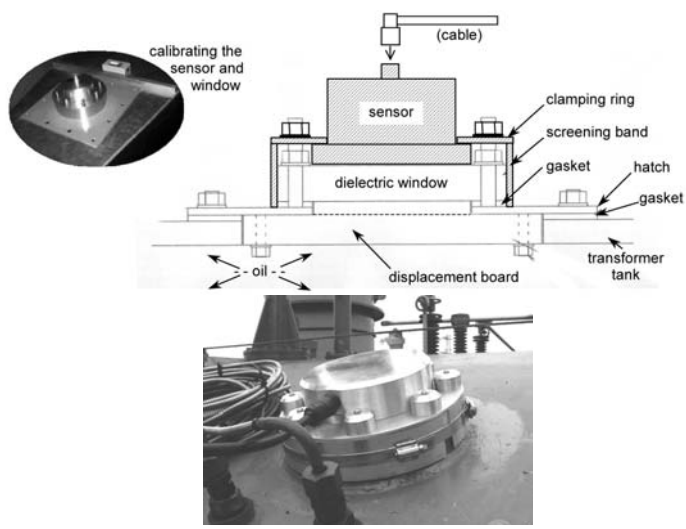
Pomiar wyładowań niezupełnych (wnz) jest ogólnie stosowaną metodą oceny stanu jakości izolacji urządzeń energetycznych wysokiego napięcia, jak na przykład: przepusty wn, kondensatory mocy, urządzenia rozdzielcze i transformatory mocy. Stosuje sie różne metody pomiarowe: elektryczne, metodę standardową opartą o pomiaru ładunku pozornego (bardzo kłopotliwą ze względu na duże oddziaływanie zakłóceń na układ pomiarowy) oraz metodę bardzo wysokiej czestotliwości (ang. ultra high frequency – UHF) jak rownież metody niestandardowe oparte o pomiar zjawisk fizycznych towarzyszących wnz: metodę akustyczną służącą głównie do lokalizacji miejsca emisji wnz, metodę optyczną opartą o pomiar intensywności swiatła towarzyszącego wnz lub metodę chemiczną opartą o pomiar chromatograficzny produktów rozkładu oleju lub gazu.

Wśród wymienionych metod coraz większego znaczenia nabiera metoda UHF. Polega ona na pomiarze pola elektrycznego wytworzonego przez wnz w zakresie bardzo wysokich częstotliwości. Jest ona ogólnie uznaną metodą pomiaru wnz w rozdzielnicach z SF_6 [1] i staje się coraz bardziej popularna do oceny stanu izolacji w transformatorach mocy [2,3]. Pierwsze prace wnoszące zdecydowany postęp do jej rozwoju i opisujące możliwości aplikacyjne metody pochodzą z końca lat osiemdziesiątych. W pracach tych pokazano, iż wnz mogą być mierzone z dużą czułością, w zakresie częstotliwości około 1 GHz, prostymi sondami pojemnościowymi umieszczonymi we wnętrzu rozdzielnicy z SF_6. W chwili obecnej zainteresowanie metodą UHF jest coraz większe i szybko też wzrasta liczba rozdzielnic wyposażonych w układ ciągłego monitorowania wnz tą metodą [4]. Czułość układu jest sprawdzana według zaleceń CIGRE [5], a kalibracja sond pola elektrycznego jest przeprowadzana według wytycznych National Grid w Wielkiej Brytanii [6].

2. BUDOWA SYSTEMU

Elementy systemu UHF stanowi sonda pola, wzmacniacz oraz miernik sygnału UHF. W chwili pomiaru, miernik jest łączony z sondą kablem pomiarowym o niskim tłumieniu w zakresie wysokich częstotliwości (np. kabel RG214U o tłumieniu 0.337 dB/m dla częstotliwości 1 GHz). W czasie pracy transformatora, na monitorze przenośnego komputera widoczny jest schemat symbolizujący lokalizację sond. Operator ma możliwość jednoczesnej obserwacji sygnału na trzech różnych sondach w dwu lub trójwymiarowym obrazie. Dwuwymiarowy obraz jest wykresem słupkowym, gdzie amplituda sygnału jest pokazana na osi Y w korelacji z fazą napięcia probierczego (oś X). Trójwymiarowy obraz daje dodatkową możliwość obserwacji amplitudy sygnału przez okres 250 cykli napięciowych (oś Z) w seriach po 50 cykli napięcia jednocześnie (1 s rejestracji). Wyniki obserwacji są przedstawione na ekranie komputera w % maksymalnej wartości skali. Sygnały UHF, pochodzące z każdej sondy, są rejestrowane, selekcjonowane w zależności od amplitudy i zapamiętywane na twardym dysku. Dowolne z nich mogą być wyświetlone i przeanalizowane.

Pomiaru pola elektrycznego w zakresie UHF dokonuje się za pomocą sond rozmieszczonych wewnątrz obudowy transformatora tak, aby nie zakłócić rozkładu pola elektrycznego wewnatrz kadzi transformatora lub na zewnątrz, umieszczając sondę na oknach inspekcyjnych. Pierwsz typ sondy jest mocowany w fabryce, w czasie produkcji transformatora. Drugi natomiast daje możliwość aplikacji do transformatorów będących w użytkowaniu. Pomiar sondami UHF pozwala na określenie typu defektu i umożliwia jego lokalizację. Mające miejsce w transformatorze odbicia fal od punktów nieciągłości, uzwojeń, rdzenia, konstrukcji wsporczej, powoduja, że mierzony sygnał pomiarowy ma charakter oscylacyjny. Przykładowa konstrukcja sondy UHF jest przedstawiona na rys. 1.

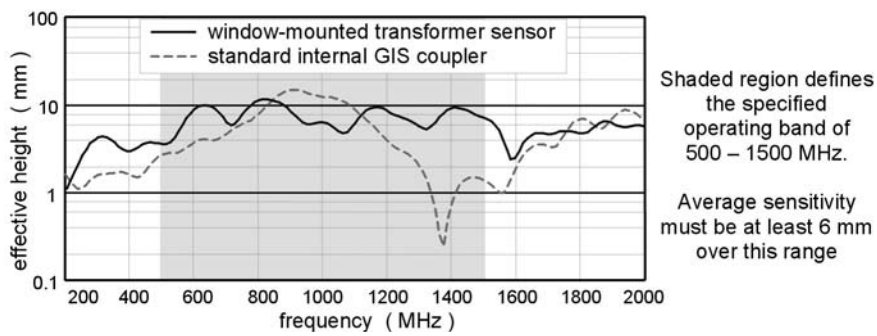


Rys. 1. Przykładowe rozwiazanie konstrukcyjne sondy UHF i jej lokalizacja na obudowie transformatora 1000 MVA (400 – 275 kV), [2]

Sprawdzenie czułości sondy pola sprowadza się do pomiaru jej odpowiedzi w przedziale częstotliwości od 200 do 2000 MHz. W tym celu sonda jest umieszczana w komorze TEM (ang. transverse electromagnetic), w takiej samej konfiguracji przestrzennej jak w rzeczywistym układzie transformatora. Następnie poddawana jest ona działaniu jednorodnego pola elektrycznego o określonej wartości. Czułość sondy jest mierzona jako stosunek napięcia wytwarzanego na jej zaciskach w stosunku do wartości pola elektrycznego w jej otoczeniu i jest określona w V/(Vmm^{-1}). Według wytycznych National Grid w Wielkiej Brytanii [6] odpowiedź częstotliwościowa sondy powinna spełnić następujące wymagania:

- w zakresie częstotliwości od 500 do 1500 MHz średnia czułość nie powinna być mniejsza niż 6 V/(Vmm^{-1})
- dla 80% zakresu częstotliwości od 200 do 2000 MHz czułość nie powinna być mniejsza niż 2 V/(Vmm^{-1}).

Na rys. 2 została przedstawiona przykładowa odpowiedź częstotliwościowa zewnętrznej sondy UHF.



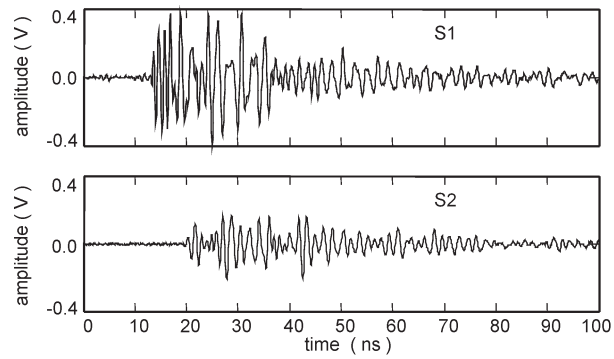
Rys. 2. Przykładowa odpowiedź częstotliwościowa zewnętrznej sondy UHF, [3]

Dość często, dla tego samego transformatora, istnieje konieczność zaprojektowania kilku różnych rozwiązań konstrukcyjnych sondy lub przynajmniej różnych jej konstrukcji wsporczych, ze względu na konieczność lokalizacji sondy w miejscach o różnym natężeniu pola elektrycznego.

3. LOKALIZACJA WNZ

Dokładna lokalizacja miejsca emisji wnz wymaga jednoczesnego pomiaru sygnałów UHF na conajmniej trzech sondach pola. Znając odległość miedzy sondami i mierząc opóźnienie w czasie dojścia sygnału od źródła wnz do urządzenia pomiarowego można wyznaczyć, z dokładnością do kilkunastu centymetrów, miejsce emisji wnz. W obliczeniach należy uwzględnić fakt, iż propagacja fali elektromagnetycznej ma miejsce w ośrodkach o różnej przenikalności dielektrycznej. Na rys. 3 jest przedstawiony przykład zarejestrowanych jednocześnie sygnałów UHF za pomoca dwóch sond pola. Sygnały mają charakter oscylacyjny,

a do pomiaru czasu opóźnienia bierze się pod uwagę jedynie pierwsze, dochodzące do urządzenia rejestrującego, impulsy tego sygnału. Jeżeli różnica w czasie dojścia sygnałów do obu sond zmienia się w czasie to wskazuje to na obecność we wnętrzu transformatora wielopunktowego źródła wnz.



Rys. 3. Sygnały UHF rejestrowany jednocześnie na dwóch sondach pola, [2]

4. ZAKŁÓCENIA POMIAROWE

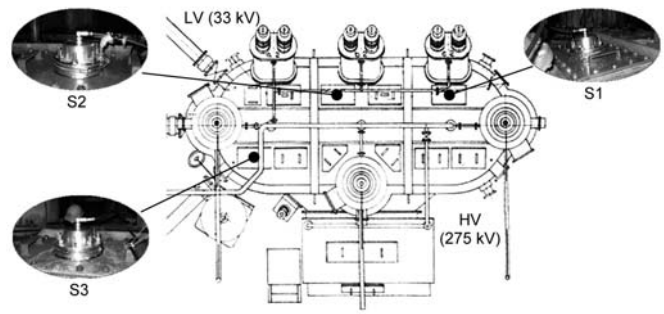
W miejscu eksploatacji transformatora, przed przystąpieniem do instalacji układu UHF, jest wskazany pomiar zakłóceń elektromagnetycznych obecnych w przestrzeni otaczającej transformator. Znajomość rodzaju i intensywności zakłóceń pozwala na właściwe zaprojektowanie odpowiedzi częstotliwościowej sondy i zakresu częstotliwości roboczej wzmacniacza oraz dokonanie doboru właściwych filtrów sygnału UHF. Pomiar w zakresie częstotliwości do 2 GHz jest narażony na działanie zakłóceń elektromagnetycznych, których źródłem mogą być:

- urządzenia stacji elektroenergetycznych (charakter zakłóceń będzie zależny od budowy poszczególnych aparatów, przy czym w pewnych przypadkach można obserwować istotne zakłócenia w zakresie częstotliwości do 100 MHz);
- ulot na połączeniach wysokiego napięcia, widoczny czasami w widmie sygnału aż do 500 MHz;
- radiowe stacje nadawcze (częstotliwości zakłóceń w zakresie od 60 do 120 MHz);
- telewizyjne stacje nadawcze (częstotliwości zakłóceń do 800 MHz);
- telefonia komórkowa (częstotliwości pracy do 1800 MHz);
- urządzenia radarowe np. w sąsiedztwie lotnisk (zakłócenia do 1400 MHz).

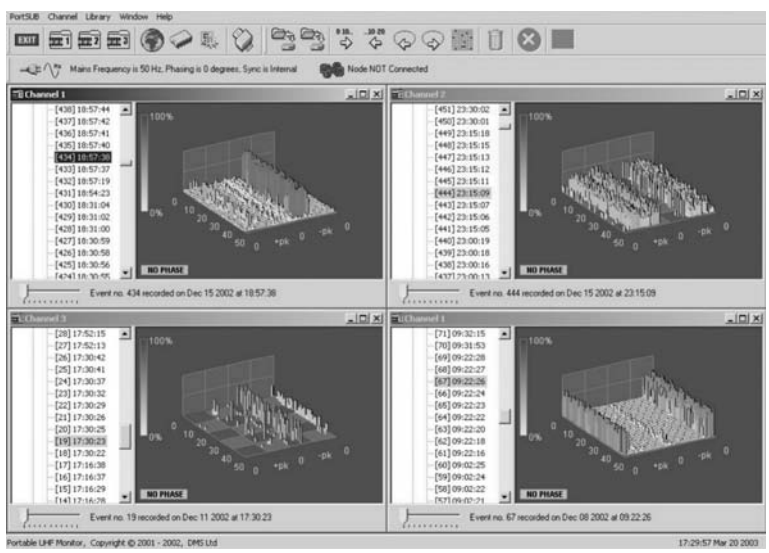
Zakłócenia te najczęściej dostają się do wnętrza transformatora poprzez przepusty wysokonapięciowe stanowiące jego połączenie z liniami wysokiego napięcia. Po wniknięciu do wnętrza transformatora następuje propagacja zakłóceń, które oczywiście podlegają tłumieniu, ale mogą uniemożliwić osiągnięcie wysokiej czułości sond najbliżej położonych w stosunku do przepustu. W tym przypadku wskazane jest ograniczenie zakresu częstotliwości pomiarowych.

5. PRZYKŁAD POMIAROWY

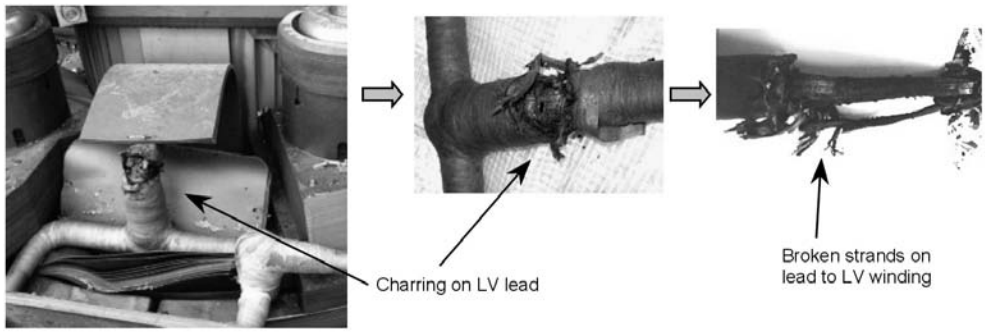
Pomiary wnz metodą UHF wykonano na transformatorzw trójfazowym na napięcie 275/33 kV o mocy 120 MVA zasilającym duży obiekt przemysłowy, a więc pracującym przy zmiennym obciążeniu [2,3]. Transformator, po zadziałaniu układu zabezpieczeń, został wyłączony z ruchu. Wstępne pomiary zawartości gazów w oleju wskazały na obecność wnz, ale nie pozwoliły ustalić ich przyczyny. Postanowiono ponownie włączyć transformator do ruchu i dokonać rejestracji wnz metoda UHF w celu określenia przyczyny awarii. W tym celu na obudowie transformatora zainstalowano 3 sody pomiarowe (rys. 4) i rozpoczęto monitorowanie wnz. Sygnał wnz pojawiał się okresowo, przy różnej fazie napięcia (rys. 5) i różnym obciążeniu co wskazywało na obecność wielopunktowego źródła wnz. Brak ciągłości sygnału w czasie umiemożliwił lokalizacje źródła wnz. Transformator został otwarty a w jego wnętrzu stwierdzono uszkodzenie po stronie niskiego napięcia w miejscu połączenia uzwojenia z przepustem.



Rys. 4. Lokalizacja sond UHF na obudowie trójfazowego transformatora 120 MVA, [2]



Rys. 5. Przykłady rejestracji sygnału UHF w różnych chwilach czasowych, [2]



Rys. 6. Miejsce uszkodzenia będące źródłem emisji wnz, [2]

6. PODSUMOWANIE

Metoda pomiaru wnz w transformatorach w zakresie bardzo wysokich częstotliwości jest w stanie początkowego rozwoju jakkolwiek dotychczas uzyskane wyniki pomiarowe w Wielkiej Brytanii są bardzo obiecujące:

- czułość pomiarowa w warunkach polowych jest wysoka i metoda UHF może stać sie doskonałym uzupełnieniem pomiarów DGA w oleju,
- zakłócenia pomiarowe związane z oddziaływaniem zewnętrznych pól elektro-magnetycznych są niewielkie i łatwe do identyfikacji,
- koszt wytworzenia samej sondy jest niewielki a koszt przenośnego systemu rejestracji i analizy danych jest porównywalny do kosztów systemy FRA.

Miejsce lokalizacji sond powinno być określone przy projektowania transformatora, a ich montaż powinien mieć miejsce w czasie jego produkcji. System rejestracji danych powinien mieć predyspozycje do ciągłego monitorowania, umożliwiać magazynowanie danych w dłuższych okresach czasu i ich obserwacje przez internet. W celu lokalizacji miejsca wyładowania i określeniu jego charakteru (wyładowania jedno lub wielopunktowe) konieczna jest jednoczesna obserwacja sygnału na trzech sondach pola.

LITERATURA:

[1] W. Kołtunowicz: Badania diagnostyczne izolacji rozdzielnic gazowych wysokiego napięcia. Prace Naukowe Politehniki Warszawskiej, z. 124, 2003.

[2] M. D. Judd, L. Yang, C. J. Bennoch, I. B. B. Hunter: UHF Diagnostic Monitoring Techniques for Power Transformers EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference XII, New Orleans, February 15-18, 2004.

[3] M. D. Judd, L. Yang, C. J. Bennoch, I. B. B. Hunter: Condition Monitoring of Power Transformers Using UHF Partial Discharge Sensors: Operating Principles and Site Testing. EuroTech Conference 2004.

[4] B.F. Hampton: 21 Years on, UHF Monitoring Comes of Age. SC 15 Symposium: „Gas Insulated Systems", Dubai, United Arab Emirates, May 9, 2001.

[5] CIGRE WG 15-03: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method, Electra, vol. 183, April 1999.
[6] M.D. Judd, O. Farish, P.F. Coventry: UHF couplers for GIS – sensitivity and specification. Tenth International Conference on High Voltage Engineering (ISH) in Montreal, 1997.

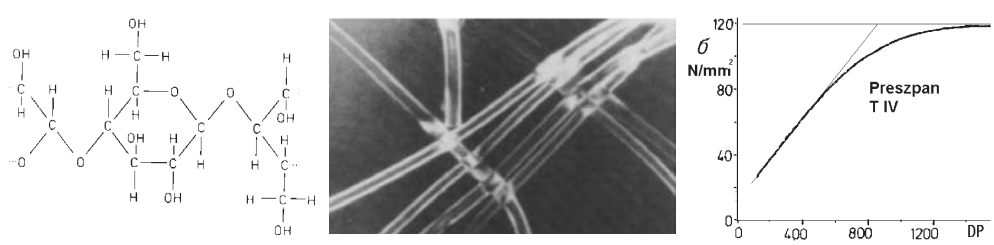
12. ODKSZTAŁCENIA UZWOJEŃ

Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski
instytut Elektrotechniki

1. PRZYCZYNA ODKSZTAŁCANIA UZWOJEŃ, PODATNOŚĆ ZESTARZONEJ IZOLACJI NA SKRUSZENIE ORAZ ZANIK SIŁ PRASUJĄCYCH W UZWOJENIU O ZESTARZONEJ IZOLACJI

Celuloza podlega starzeniu w wysokiej temperaturze i woda oraz tlen przyspieszają proces starzenia. Ocena stanu izolacji papierowo-olejowej jest oparta na modelu matematycznym symulującym proces cieplnego starzenia celulozy. Normy międzynarodowe podają wzory na obliczanie pozostałego czasu życia izolacji w zależności od skumulowanego czasu pracy w podwyższonej temperaturze, tj. przy długotrwałych przeciążeniach oraz od zawartości wody. Komputerowa rejestracja takich parametrów jak: prąd obciążenia, temperatura oleju i otoczenia transformatora, ilość pracujących chłodnic, położenie przełącznika zaczepów, pozwala na wprowadzenie tych danych do modelu cieplnego transformatora. Taki model umożliwia określenie dopuszczalnego przeciążenia, które nie powoduje istotnego skrócenia czasu życia izolacji, a pozwala na uzyskanie wymiernych korzyści eksploatacyjnych.

Starzenie cieplne powoduje kruszenie włókien celulozy i jej rozkład chemiczny. Produkty tego rozkładu to woda, kwasy, tlenek i dwutlenek węgla [1,2].



Rys. 1. (Wg. [1]). Struktura molekuł celulozy. Rozrywanie łańcuchów zmniejsza długość włókien celulozy. Długość ta stanowi o wytrzymałości na zrywanie celulozy σ, która zmienia się proporcjonalnie do stopnia polimeryzacji DP.

Stwierdzono, że wytrzymałość papieru na rozrywanie jest proporcjonalna do długości włókien celulozy, a średnia długość tych włókien jest miarą stopnia polimeryzacji (degree of polimerization – DP), który określa stopień zestarzenia izolacji papierowej. Rozkład celulozy powoduje wydzielanie się wody i zwilgocenie oleju.

Rozrywanie łańcuchów tworzących strukturę włókien celulozy powoduje utratę sprężystości. Prasowanie uzwojeń w wytwórni transformatorów ma na celu zwiększenie wytrzymałości mechanicznej uzwojenia na siły dynamiczne wywołane przepływem prądu zwarcia w sieci przesyłowej [3]. Wprawdzie konstruktor transformatora zapewnił dostateczną wytrzymałość mechaniczną uzwojenia przez osiowe sprasowanie cewek szczękami dociskowymi. Jednakże po dłuższej eksploatacji w podwyższonej temperaturze izolacja papierowa traci elastyczność, co powoduje zanik początkowego naprężenia uzwojenia. Wówczas prąd zwarciowy może przesunąć lub odkształcić cewki i zmniejszyć przerwy olejowe pomiędzy nimi. Ponadto, może wystąpić skruszenie zestarzonej izolacji papierowej i dalsze obniżenie wytrzymałości dielektrycznej uzwojenia. Kolejne przepięcie atmosferyczne bądź łączeniowe może spowodować przebicie osłabionej izolacji i awarię transformatora w ruchu.

Siła prasująca powinna być conajmniej równa najwyższej obliczonej sile dynamicznej od prądu zwarcia. W przeciwnym razie siła prasująca zanika bo przewyższa ją rozciągająca siła od prądu zwarcia i uzwojenie traci sztywność w krytycznym momencie.

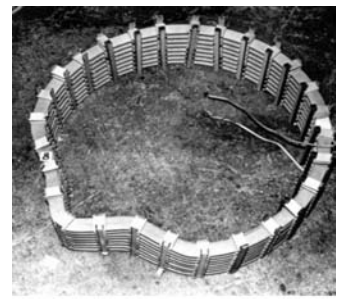
Obliczenia sił dynamicznych wywołanych prądem zwarcia stanowią istotną część przeglądu konstrukcji transformatora, ponieważ próby zwarciowe są wykonywane bardzo rzadko i tylko w specjalnych przypadkach [4]. Podczas takiego przeglądu przyjmuje się, że siła prasująca zastosowana w nowym transformatorze nie zmienia się w istotny sposób w ciągu jego życia technicznego. Zwiększenie tej siły może spowodować uszkodzenie izolacji przewodu nawojowego albo nawet układu izolacyjnego uzwojenia. Zmniejszenie siły prasującej oznacza luźne uzwojenie, podatne na uszkodzenie przez siły dynamiczne od prądu zwarcia.

Badania wykazały, że sprasowanie uzwojenia zależy od zawartości wilgoci w celulozie i od temperatury, a siła prasująca może odbiegać znacząco od wartości założonej przez konstruktora nawet w nowym transformatorze [3]. Wytwórnia powinna znać wpływ poszczególnych parametrów procesu technologicznego produkcji transformatora na siłę prasującą uzwojenia, która decyduje o jego stanie w początkowym okresie życia technicznego transformatora.

Drugim, nie mniej ważnym czynnikiem jest znajomość wpływu warunków eksploatacyjnych, a zwłaszcza starzenia celulozy na siłę prasującą, która decyduje o niezawodności transformatora w ciągu dziesiątek lat jego życia. W eksploatacji rzeczywista siłą prasująca może odbiegać o więcej niż 10% od wartości założonej przez konstruktora. Siła ta wzrasta wraz z temperaturą, a więc przy obciążeniu transformatora.

Siła prasująca zmniejsza się w ciągu pierwszych dni pracy transformatora na skutek plastycznego odkształcenia izolacji. Z biegiem lat izolacja ma tendencję do pęcznienia skutkiem absorpcji wody pochodzącej z rozkładu celulozy, a z drugiej strony następuje utrata sprężystości spolimeryzowanej celulozy i zmniejszenie, a niekiedy zanik, siły prasującej.

Dobór siły, którą prasuje się uzwojenie po montażu a przed impregnacją zależy od wymagań podanych w specyfikacji transformatora, typu uzwojenia, wymiarów i materiału przewodu oraz przekładek izolacyjnych, a także od technologii produkcji, montażu, suszenia i impregnacji uzwojeń.



Rys. 2. (Wg. [5]). Przykład po-osiowego i promieniowego odkształcenia cewek na skutek sił dynamicznych od prądu zwarcia.

Zarówno siły działające wzdłuż osi uzwojenia jak i siły promieniowe mogą odkształcić uzwojenie. Zazwyczaj najwyższe i najniższe cewki są najbardziej narażone na odkształcenie przez siły poosiowe. Uzwojenia wyrównawcze o znacznie mniejszej mocy od uzwojeń głównych są zazwyczaj nawinięte przewodem o mniejszym przekroju i o mniejszej sztywności. W konsekwencji, prąd zaindukowany w połączonym w trójkąt uzwojeniu wyrównawczym przez jednofazowe zwarcie w sieci może spowodować znaczną deformację lub zniszczenie słabszego mechanicznie uzwojenia wyrównawczego.

Niewielkie odkształcenie uzwojeń na ogół nie powoduje natychmiastowej awarii transformatora. Jednakże zmniejszenie przerw olejowych spowodowane przesunięciem zwojów, a także uszkodzenie izolacji zwojowej przy naruszeniu oplotu z kruchego, zestarzonego papieru, obniża wytrzymałość dielektryczną izolacji transformatora w obszarze gdzie występują wysokie naprężenia dielektryczne. Przepięcie piorunowe bądź łączeniowe może przebić osłabioną izolację i zainicjować awarię transformatora w ruchu.

2. WYKRYWANIE ODKSZTAŁCEŃ, PORÓWNANIE ODPOWIEDZI UZWOJENIA MIERZONEJ W FUNKCJI CZĘSTOTLIWOŚCI (FRA) I CZASU (LVI)

Przedsiębiorstwa eksploatujące wielkie transformatory o strategicznym znaczeniu dla niezawodności systemu przesyłowego wykonują okresowe badania mające na celu wczesne wykrycie odkształceń uzwojeń. Najczęściej do wykrywania odkształceń stosowana jest metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia (**F**requency **R**esponse **A**nalysis – **FRA**) [6]. Napięcie probiercze o częstotliwości zmieniającej się od kilkudziesięciu herców do kilku megaherców jest doprowadzane do przepustu i odpowiedź uzwojenia jest rejestrowana przy jego krańcu neutralnym, bądź na przepuście drugiego uzwojenia tej samej fazy. Funkcja przenoszenia stanowi widmo przebiegu prądu zarejestrowanego na krańcu neutralnym uzwojenia, podzielone przez widmo napięcia udarowego przyłożonego do zacisku wysokiego napięcia. Stosowana jest także funkcja przenoszenia pomiędzy uzwojeniem pierwotnym i wtórnym tej samej fazy.

Przebieg tej funkcji to szereg wierzchołków występujących przy częstotliwości drgań własnych, spowodowanych rezonansem szeregowym pomiędzy pojemnością doziemną oraz pojemnością pomiędzy cewkami uzwojenia a indukcyjnością rozproszenia uzwojenia.

Różne typy uzwojeń, np. warstowe, wywrotkowe oraz wywrotkowe z przepleceniami, posiadają odmienny rodzaj funkcji przenoszenia. Jednakże każde uzwojenie charakteryzuje jego własna funkcja przenoszenia i można ją porównać do „odcisku palca", tj. unikalnej identyfikacji odpowiadającej wymiarom geometrycznym tego właśnie uzwojenia [7, 8].

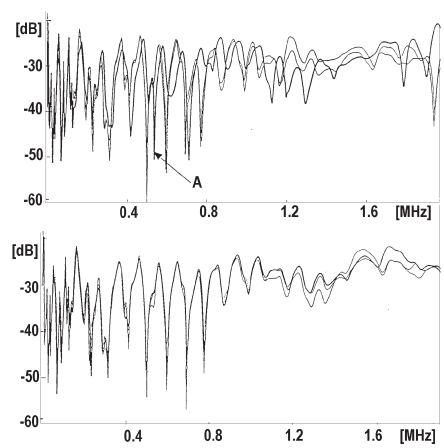
Zmiana geometrii uzwojenia spowodowana przesunięciem lub odkształceniem cewek bądź zwojów powoduje lokalną zmianę pojemności i indukcyjności rozproszenia uzwojenia a w konsekwencji jego funkcji przenoszenia. Porównanie odpowiedzi uzwojenia zarejestrowanej w określonych odstępach czasu, n.p. co rok, pozwala na wykrycie odkształceń cewek, które spowodowały zmianę odpowiadających im częstotliwości rezonansowych [9, 10, 11, 12].

Aby wykryć przesunięcie uzwojenia należy porównać jego funkcję przenoszenia zarejestrowaną przed i po odkształceniu uzwojenia. W praktyce często brak rejestracji wykonanej przed odkształceniem, ponieważ w przeszłości pomiar funkcji przenoszenia nie był wymagany podczas prób odbiorczych nowego transformatora. W takiej sytacji można odnosić funkcję przenoszenia zarejestrowaną na uzwojeniu jednej fazy do innej fazy tego samego transformatora, bądź do bliźniaczego transformatora tego samego typu wyprodukowanego współcześnie przez tą samą wytwórnię.

Angielska firma The National Grid Company eksploatująca ponad 700 transformatorów sieciowych o mocy od 100 do 1000 MVA na napięciu 400, 275, 132, 66 i 33 kV wykonała od 1980 roku pomiary funkcji przenoszenia ponad 100 transformatorów [13, 14]. Wiele z nich ma za sobą ponad 40 letni okres służby. Głównym celem pomiarów było wykrycie przesunięcia uzwojeń, których izolacja z wiekiem straciła elastyczność co spowodowało zmniejszenie sił ściskających uzwojenie i utratę wytrzymałości na dynamiczne działanie prądów zwarcia.

Pomiary takie wykonywane są także w przypadku awaryjnego wyłączenia transformatora przez system zabezpieczeń, kiedy zachodzi obawa uszkodzenia izolacji uzwojeń.

Zebrane doświadczenia wykazały, że pomiar funkcji przenoszenia pozwala wykryć nie tylko przesunięcie uzwojeń ale także takie awarie jak: brak uziemienia rdzenia i jego uziemienie w dwóch punktach, zwarty zwój i przerwa w uzwojeniu.



Rys. 3. (Wg [14]). Funkcja przenoszenia uszkodzonego uzwojenia niskiego napięcia w fazie A, oraz nieuszkodzonych uzwojeń w fazie B i C (górny wykres). Dla porównania przedstawiono funkcje przenoszenia trzech uzwojeń fazowych identycznego transformatora w tej samej stacji (dolny wykres).

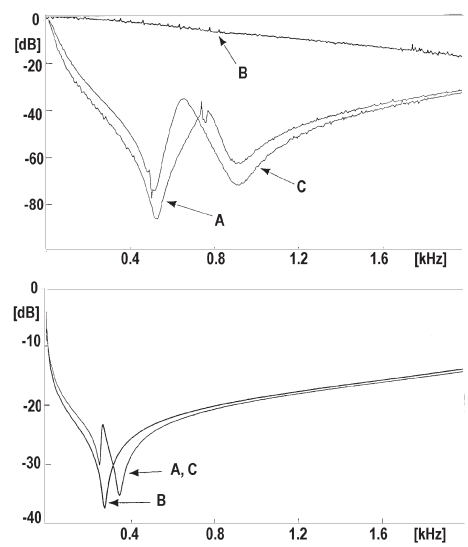
Do pomiaru funkcji przenoszenia stosowano analizator obwodów, model 4195A firmy Hewlett Packard. Przykłady rejestracji są podane na Rys. 3.

Transformator 400/132 kV, 240 MVA został wyłączony przez zabezpieczenia po uderzeniu pioruna w szynę stacji. Funkcja przenoszenia uszkodzonego uzwojenia w fazie A, pokazana na Rys.3, wykazuje istotne różnice w odniesieniu do fazy B i C, w zakresie częstotliwości od ~0.2 do ~1.8 MHz. Zarówno częstotliwość rezonansów własnych uzwojenia w fazie A, jak i ich tłumienie odbiega od tych, które zarejestrowano w nieuszkodzonych fazach.

Pomiar indukcyjności rozproszenia wykazał 5% do 8% zwiększenie indukcyjności w fazie A w odniesieniu do pozostałych faz. Nie stwierdzono istotnych różnic podczas pomiaru prądu magnesowania ani zmian pojemności uszkodzonego uzwojenia. Podczas inspekcji stwierdzono znaczną deformację uzwojenia niskiego napięcia w fazie A i wypchnięcie klocków wsporczych u dołu tego uzwojenia.

Dla porównania pokazano na dolnym wykresie funkcje przenoszenia uzwojeń niskiego napięcia zarejestrowane w bliźniaczym transformatorze pracującym w tej samej stacji. Różnica pomiędzy poszczególnymi fazami jest znacznie mniejsza od tej która występuje w uszkodzonym uzwojeniu. Nieco inna geometria uzwojeń w fazie środkowej i w fazach skrajnych może powodować odmienne tłumienie niektórych rezonansów w cewkach uzwojenia, jednakże nie ma wpływu na częstotliwość tych rezonansów.

Awaria innego transformatora była spowodowana zwarciem między-zwojowym. Wpływ zwartego zwoju na funkcję przenoszenia w fazie C jest najbardziej widoczny w niższym zakresie częstotliwości rozciągającym się do kilku kHz, jak to przedstawia górny wykres na Rys. 4.

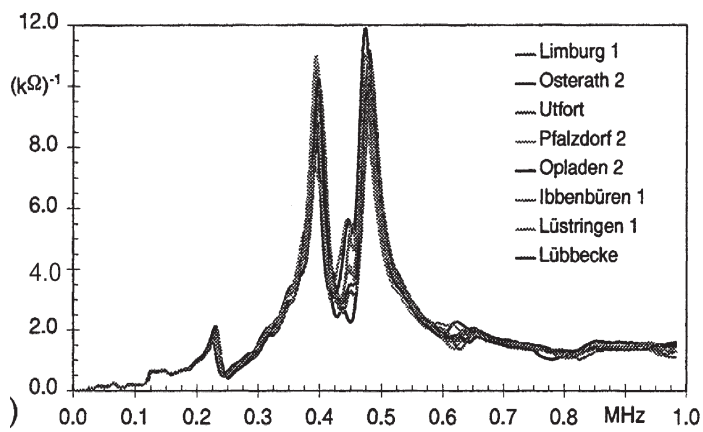


Rys. 4. (Wg [14]). Funkcja przenoszenia uzwojenia w fazie B ze zwartym zwojem oraz nieuszkodzonych uzwojeń w fazie A i C (górny wykres). Dla porównania przedstawiono różnicę między uzwojeniami w fazie A i C na skrajnych kolumnach rdzenia i w fazie B na środkowej kolumnie rdzenia w nieuszkodzonym transformatorze (dolny wykres)

Wprawdzie różnice w funkcji przenoszenia występujące w przedziale kilku kHz wyraźnie ujawniają zwarty zwój, ale niewielkie odkształcenia uzwojeń można zidentyfikować tylko przy wyższych częstotliwościach.

Aby wyjaśnić różnice między uzwojeniami w fazie A i C pokazano na dolnym wykresie funkcje przenoszenia uzwojeń takiego samego, nieuszkodzonego transformatora we wszystkich trzech fazach. Indukcyjność rdzenia magnetycznego dominuje przebieg funkcji przenoszenia w przedziale częstotliwości do około 2 kHz. Pojemność doziemna i indukcyjność uzwojenia tworzą równoległy obwód rezonansowy, którego admitancja przechodzi przez minimum przy tej częstotliwości. Indukcyjność uwojenia w fazie B, nawiniętego na środkowej kolumnie jest określona przez dwie jednakowe drogi strumienia magnetycznego w rdzeniu, i w konsekwencji funkcja przenoszenia tego uzwojenia wykazuje tylko jedne minimum. Natomiast strumień wzbudzony przez uzwojenie w skrajnej fazie A i C zamyka się przez dwie różne drogi i co powoduje występowanie dwóch rezonansów o zbliżonej częstotliwości. Niejednakowy resztkowy strumień w rdzeniu może spowodować pewne różnice pomiędzy funkcjami przenoszenia uzwojeń w skrajnych fazach.

Na zlecenie niemieckiego przedsiębiorstwa energetycznego, Uniwersytet w Stuttgarcie wykonał serię pomiarów funkcji przenoszenia kilku wielkich transformatorów mocy, przy współpracy wytwórni [15].



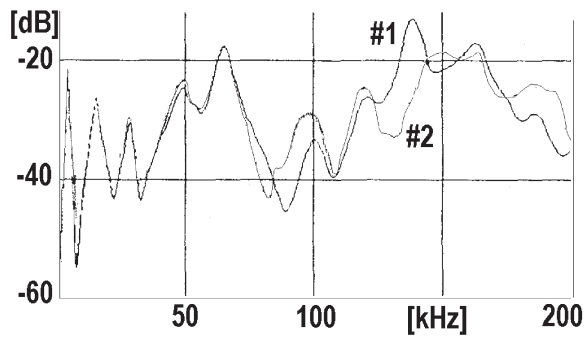
Rys. 5. (Wg [15]). Funkcja przenoszenia zarejestrowana na kilku transformatorach 200 MVA tego samego typu produkowanych w różnych okresach. Pomimo różnic pomiędzy poszczególnymi transformatorami częstotliwości rezonansowe uzwojeń nie uległy zmianie, a różne są tylko tłumienia niektórych rezonansów własnych.

Funkcję przenoszenia obliczono przy zastosowaniu transformaty Fouriera do niskonapięciowego udaru przyłożonego do przepustu WN oraz do przebiegu prądu zarejestrowanego w punkcie neutralnym, który stanowi odpowiedź uzwojenia na przyłożony udar. Wyznaczano także funkcję przenoszenia pomiędzy uzwojeniem górnego i dolnego napięcia w tej samej fazie.

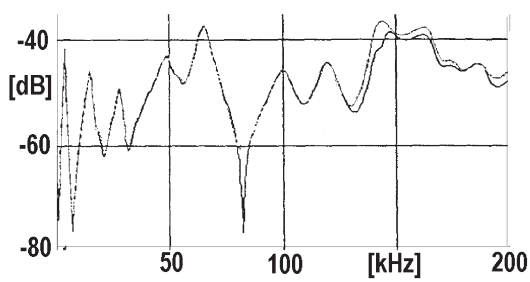
Celem porównania funkcji przenoszenia była ocena stanu uzwojeń transformatorów po wieloletniej eksploatacji. Różnice pomiędzy funkcjami przenoszenia świadczyłyby o przesunięciach uzwojeń, natomiast brak znaczących różnic upewnił przedsiębiorstwo energetyczne o dostatecznej odporności transformatorów na działanie sił dynamicznych podczas zwarć w sieci. Porównanie funkcji przenoszenia wielu transformatorów tego samego typu pochodzących z tej samej wytwórni wskazuje na nieznaczne tylko różnice w geometrii uzwojeń i umożliwia ocenę stanu uzwojeń bez konieczności odniesienia do pomiarów nowego transformatora.

Irlandzkie przedsiębiorstwo energetyczne ESB wprowadziło okresowe i poawaryjne pomiary funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów jako istotny punkt programu badań [16]. Oprócz funkcji przenoszenia, program taki zawiera pomiar pojemności i indukcyjności uzwojenia, prądu magnesującego, oporności uzwojenia oraz przekładni transformatora. Jako sprawdzian czułości funkcji przenoszenia przedstawiono przykład transformatora 38 kV, 3.2 MVA poddanego kontrolowanej deformacji uzwojenia, rozluźnieniu szczęk prasujących uzwojenie oraz podniesieniu uzwojenia lewarem.

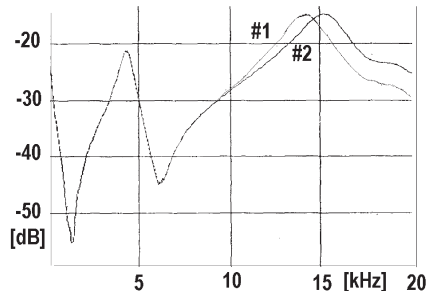
Pomiar funkcji przenoszenia był wykonany analizatorem obwodów, w taki sam sposób jaki stosuje angielska National Grid Company.



Rys. 6. (Wg [16]). Funkcja przenoszenia transformatora, którego uzwojenie uległo odkształceniu: najwyższe dwa zwoje cewki zostały podniesione o kilka centymetrów #1 oraz to samo uzwojenie przed deformacją #2.



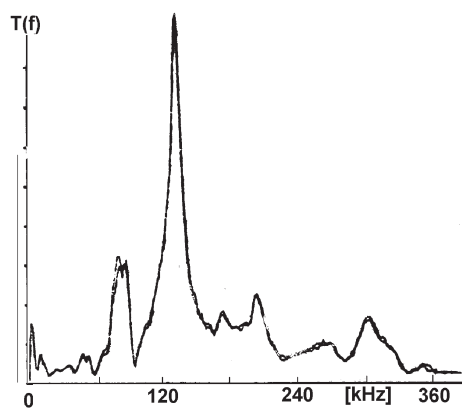
Rys. 7. (Wg [16]). Funkcja przenoszenia uzwojenia sprasowanego i po zdjęciu szczęk prasujących. Nieznaczna zmiana wysokości uzwojenia spowodowała czytelną różnicę pomiędzy porównywanymi funkcjami przenoszenia w zakresie częstotliwości powyżej 120 kHz.



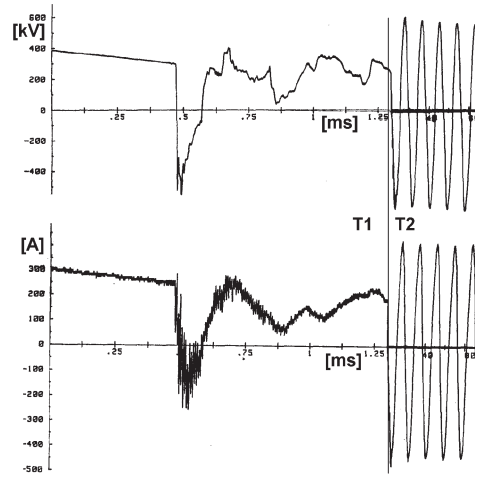
Rys. 8. (Wg [16]). Funkcja przenoszenia uzwojenia podniesionego lewarem #1 o kilka cm oraz uzwojenia w normalnym położeniu #2. Różnica jest widoczna w zakresie niskich częstotliwości, począwszy od ~12 kHz.

Można spostrzec, że podniesienie uzwojenia zmienia drogę strumienia rozproszenia obejmującego całe uzwojenie, a więc indukcyjność całego uzwojenia, która dominuje funkcję przenoszenia w zakresie niższych częstotliowści. Natomiast podniesienie dwóch górnych zwojów zmienia funkcję przenoszenia powyżej ~70 kHz, a więc jedynie lokalną indukcyjność i pojemność tych zwojów, które zostały przesunięte. Podobny wpływ ma „rozprężenie" uzwojenia po usunięciu górnych szczęk prasujących, ponieważ przesunięciu uległy głównie górne cewki.

Energetyka kanadyjskiej Prowincji Quebec [17] podjęła prace nad wyznaczaniem funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów 735 kV w ruchu. Automatyczny cyfrowy rejestrator, połączony do odczepu przepustu WN oraz do cewki Rogowskiego założonej na przepuście neutralnego krańca uzwojenia, zapisywał przebiegi przepięć atmosferycznych i łączeniowych.



Rys. 9. (Wg [17]). Nałożone na siebie funkcje przenoszenia zarejestrowane na transformatorze 735 kV, 315 MVA w ruchu, wyznaczone z kolejnych przepięć piorunowych i łączeniowych.

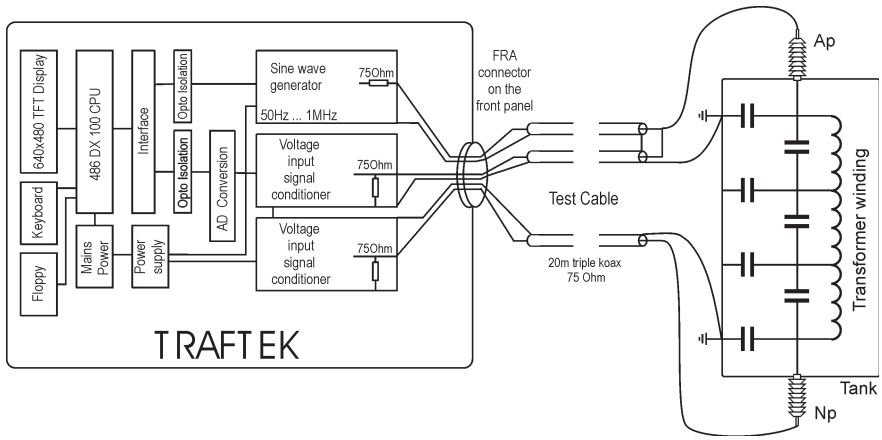


Rys. 10. (Wg [17]). Przepięcie zarejestrowane na transformatorze 735 kV w ruchu i prąd w punkcie neutralnym uzwojenia. Cyfrowy, automatyczny rejestrator uchwycił przepięcie wywołane uderzeniem pioruna w linię. Pierwsza część przebiegu jest zapisana w rozciągniętej skali czasu (T1) a pozostała część zapisu (T2) pokazuje następną część przebiegu o częstotliwości sieciowej.

Funkcję przenoszenia obliczał komputer sterujący zarazem systemem automatycznej rejestracji przepięć. Nakładane na siebie przebiegi funkcji przenoszenia wyznaczone z kolejnych przepięć były porównywane i brak istotnych różnic stanowił potwierdzenie niezmienionego kształtu uzwojenia. Na Rys. 9 przedstawiono nałożone na siebie funkcje przenoszenia typowe dla uzwojenia wywrotkowego z przepleceniami stosowanego w transformatorach 735 kV. Jako przykład, pokazano na Rys. 10 przebieg napięcia na wejściu uzwojenia wywołany uderzeniem pioruna w linię w pobliżu stacji oraz prądu zarejestrowanego w punkcie neutralnym.

Do bezpośredniego pomiaru funkcji przenoszenia metodą FRA (Frequency Response Analysis) służy analizator sieciowy produkowany przez firmę Agilent (dawniej Hewlett-Packard), który jest przyrządem powszechnie stosowanym w laboratoriach elektronicznych. Jego możliwości pomiarowe znacznie przekraczają to co jest niezbędne do rejestracji funkcji przenoszenia uzwojenia transformatora, a wysoka cena odstręcza mniejsze przedsiębiorstwa energetyczne od kupna. Mniej kosztowny, specjalistyczny przyrząd do pomiaru funkcji przenoszenia uzwojeń w zakresie do 1 MHz pod nazwą TRAFTEK [18] jest oferowany przez węgierską firmę B&C. Uproszczony schemat tego przyrządu pokazano na Rys. 11.

Główną trudność stanowi eliminacja wpływu położenia kabli pomiarowych na rejestrowaną funkcję przenoszenia uzwojenia. Znaczne wymiary transformatora wymagają długich kabli, co powoduje trudności z eliminacją odbicia sygnału na ich krańcu. Powtórne pomiary wykonane przy innym położeniu kabli mogą wykazywać różnice zwłaszcza powyżej ok. 500 kHz.



Rys. 11. (Wg [18]). Schemat blokowy przyrządu TRAFTEK do rejestracji funkcji przenoszenia uzwojeń. Główne części przyrządu stanowią: generator sygnału sinusoidalnego regulowany od 50 Hz do 1 MHz, dwukanałowy przetwornik analogowo-cyfrowy oraz komputer sterujący, a także komplet kabli pomiarowych do połączenia przyrządu z badanym transformatorem.

Historycznie pierwsza metoda LVI (Low Voltage Impulse) wykrywania przesunięć uzwojeń transformatorów została opracowana przez polskich inżynierów: Lecha i Tymińskiego [19] w latach 1960-tych. Polegała ona na przykładaniu niskonapięciowych powtarzalnych impulsów do zacisku wejściowego uzwojenia i rejestracji odpowiedzi uzwojenia (na uzwojeniu wtórnym bądź na w punkcie neutralnym) analogowym oscyloskopem.

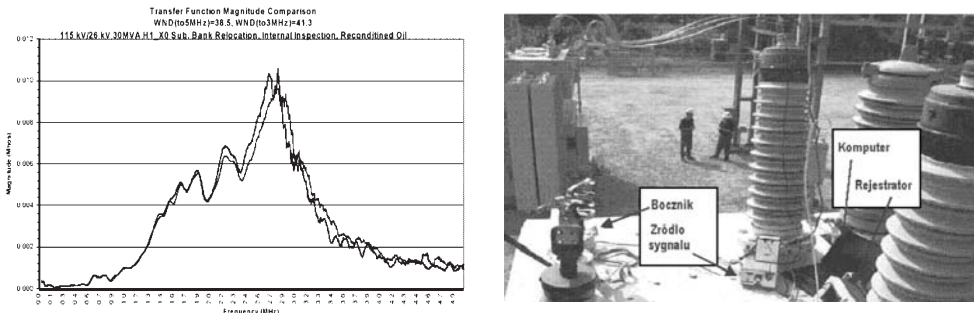
Wprowadzenie szybkich rejestratorów cyfrowych znakomicie usprawniło tą metodę i pozwoliło na obliczanie funkcji przenoszenia uzwojenia przy pomocy algorytmu FFT (fast Fourier transform) szybkiej transformaty Fourier'a, z cyfrowo zarejestrowanych przebiegów. Generator impulsów jest połączony do wierzchołka przepustu WN, napięcie wejściowe uzwojenia jest rejestrowane na odczepie pojemnościowym przepustu, a prąd w punkcie neutralnym jest mierzony pasem Rogowskiego. W ten sposób zredukowano wpływ układu pomiarowego na przebieg funkcji przenoszenia uzwojenia.

Teoretycznie obydwie metody: FRA i LVI są równoważne i stosowane do badań transformatorów. Jednakże zwolennicy FRA twierdzą, że można uzyskać lepszy stosunek sygnału do szumów [8, 9]. Metoda LVI nie wymaga zakupu kosztownego analizatora obwodów i może być zastosowana przy użyciu przekaźnika rtęciowego (firmy Claire), który wytwarza strome impulsy prostokątne oraz oscyloskopu cyfrowego w wystarczająco dużej rozdzielczości (12 bitów) i częstości próbkowania (10 MHz) [7]. Ponadto pomiar napięcia na odczepie przepustu eliminuje wpływ przewodów łączących.

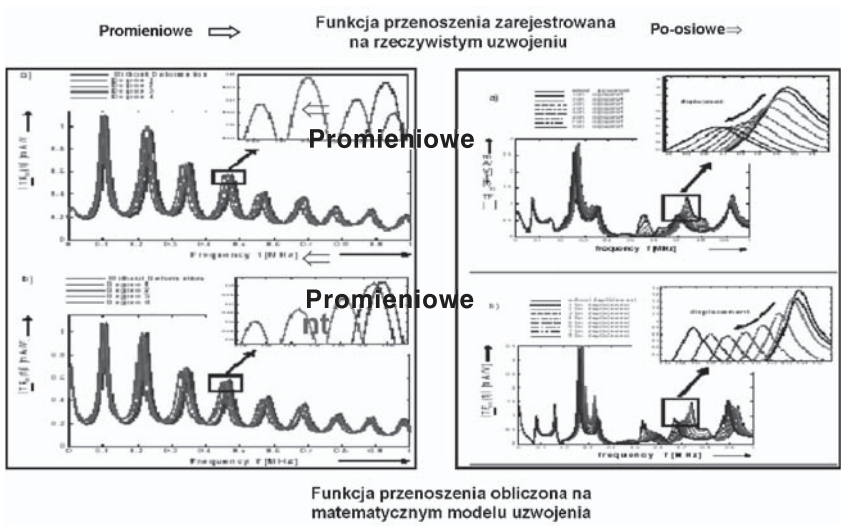
3. KWANTYZACJA RÓŻNIC POMIĘDZY PORÓWNYWANYMI CHARAKTERYSTYKAMI

Przykład odpowiedzi częstotliwościowej obliczonej z cyfrowo zarejestrowanego przebiegu niskonapięciowego impulsu doprowadzonego do uzwojenia i przebiegu prądu

zmierzonego bocznikiem w neutralnym krańcu pokazano na Rys. 12. Pomiar taki wykonał Stanowy Instytut Technologiczny w Georgia [20], który opracował program pozwalający na obliczenie odpowiedzi do 5 MHz. Ponadto program ten pozwala na obliczenie różnicy pomiędzy porównywanymi funkcjami przenoszenia i wyrażenia tej różnicy liczbą odpowiadającą polu powierzchni pomiędzy dwoma krzywymi w określonym przedziale częstotliwości. Drobne różnice nieistotne dla oceny stanu uzwojenia mogą być pominięte, natomiast różnice wyrażone większą liczbą wymagają interpretacji przez specjalistów.



Rys. 12. (Wg [20]). Rejestracja odpowiedzi uzwojenia impulsem nisko-napięciowym przez Stanowy Instytut Technologiczny w Georgia. Odpowiedź uzwojenia 115kV transformatora 30MVA, przed i po remoncie. Znaczące różnice pojawiają się powyżej 2.2 MHz.



Rys. 13. (Wg [21]). Zmiany funkcji przenoszenia spowodowane przesunięciem wewnętrznego uzwojenia względem zewnętrznego uzwojenia: przesunięcie promieniowe (lewa strona) i po-osiowe (prawa strona). Funkcje przenoszenia zmierzone na rzeczywistych uzwojeniach zdjętych z transformatora (górna część rysunku) oraz obliczone na modelu matematycznym uzwojeń (dolna część rysunku). Obszar w którym wystąpiły najbardziej istotne zmiany pokazano także w powiększeniu.

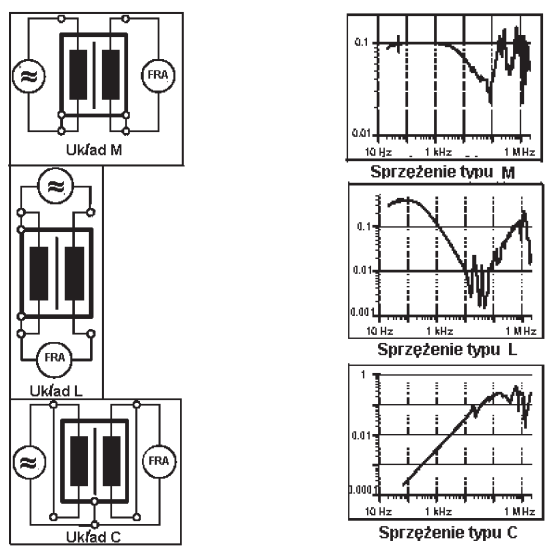
Aby wyznaczyć najmniejsze odkształcenia, które można wykryć metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej, Uniwersytet w Stutgarcie wykonał badania na uzwojeniach wyjętego z kadzi transformatora, a także przeprowadził symulacje tych uzwojeń na modelu komputerowym. Kilku-milimetrowe przesunięcie poosiowe uzwojeń powodowało widoczną zmianę przebiegu odpowiedzi, co potwierdziły symulacje komputerowe na obwodzie zastępczym uzwojeń [21].

4. REJESTRACJA ODPOWIEDZI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ W RÓŻNYCH OBWODACH POŁĄCZEŃ. PORÓWNANIE SĄSIEDNICH UZWOJEŃ, PORÓWNANIE BLIŹNIACZYCH TRANSFORMATORÓW. WPŁYW POŁOŻENIA PRZEŁĄCZNIKA ZACZEPÓW.

Przyrząd do rejestracji odpowiedzi uzwojenia można połączyć do przepustów transformatora w różnych obwodach. Umożliwia to stwierdzenie w którym uzwojeniu odkształcenie jest największe, a także w niektórych przypadkach lokalizację odkształcenia [22].

Sprzężenie magnetyczne pomiędzy górnym i dolnym uzwojeniem ulega zmianie przy promieniowym odkształceniu cewek. Przy zwarciu uzwojenia sprzężenie to jest określone przez strumień rozproszenia, przy uzwojeniach otwartych o sprzężeniu decyduje strumień w rdzeniu. Jednakże charakterystyki zarejestrowane w tych dwóch obwodach pokrywają się w zakresie częstotliwości wyższych od około 50 kHz.

Sprzężenie pojemnościowe dominuje w obwodzie pomiędzy dwoma zwartymi uzwojeniami.

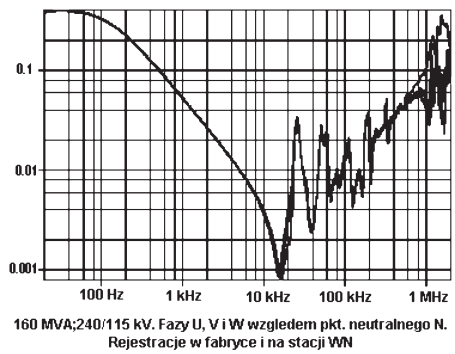


Rys. 14. (Wg [22]). Rejestracja odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń w różnych układach połączeń.

W przypadku rejestracji odpowiedzi częstotliwościowej pomiędzy dwoma uzwojeniami transformatora wyróżnia się trzy zakresy częstotliwości:

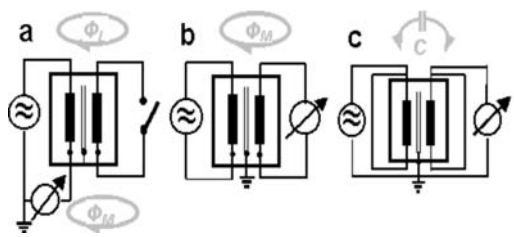
- do kilku kHz, w którym dominuje sprzężenie M magnetyczne w rdzeniu transformatora
- pomiędzy kilka a kilkaset kHz , gdzie dominuje strumień rozproszenia L i występują rezonanse własne uzwojeń a ich częstotliwość zależy od geometrii uzwojeń
- powyżej kilkuset kHz, gdzie przeważają sprzężenia pojemnościowe C i znaczny wpływ na odpowiedź mają przewody doprowadzające.

Jako przykład zastosowania różnych układów połączeń i uzyskanej tą drogą wysokiej czułości przedstawiono wpływ transportu na przesunięcia uzwojeń transformatora.



Rys. 15. (Wg [22]). Przykład odkształcenia uzwojeń w czasie transportu. Różnice pomiędzy 6 nałożonymi przebiegami są widoczne dopiero powyżej ~ 700 kHz.

Aby uwzględnić wpływ obwodu magnetycznego na przebieg funkcji przenoszenia należy porównać charakterystyki zarejestrowane przy zwartym i otwartym uzwojeniu wtórnym. Takie pomiary wykonano w układzie przedstawionym na Rys. 16a.

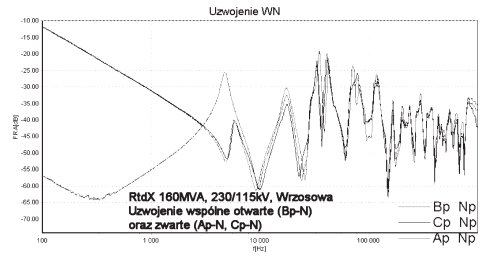


Rys. 16. (Wg [23]). Układy stosowane do rejestracji funkcji przenoszenia transformatora dwuuzwojeniowego. W przypadku transformatorów o większej ilości uzwojeń zwiększa się ilość pomiarów, ale w zasadzie układ pozostaje taki sam.

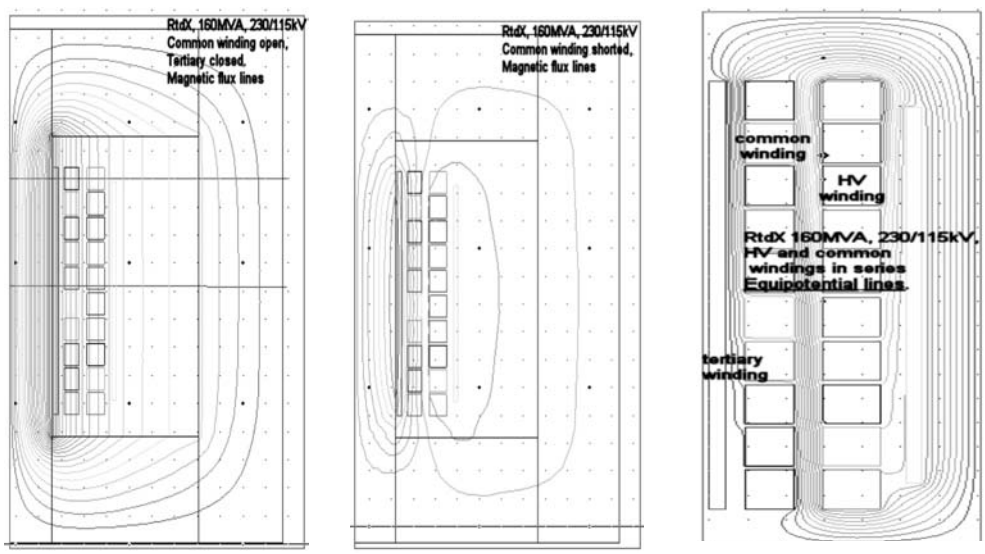
Przy innych uzwojeniach otwartych strumień magnetyczny w rdzeniu dominuje odpowiedź uzwojenia w zakresie niższych częstotliwości.

Powyżej około 50 kHz strumień rozproszenia decyduje o przebiegu funkcji przenoszenia i dlatego porównywane charakterystyki pokrywają się powyżej tej częstotliwości. Rozbieżność funkcji przenoszenia w zakresie niskich częstotliwości może wynikać z różnego stanu

namagnesowania rdzenia, ale może także wskazywać na zmiany, tj. najczęściej uszkodzenie w obwodzie magnetycznym. Przed rejestracją funkcji przenoszenia należy rozmagnesować transformator, aby wyeliminować wpływ magnetyzacji na rejestrowane charakterystyki.



Rys. 17. (Wg [23]). Nałożone na siebie funkcje przenoszenia uzwojeniaWN autotransformatora 160 MVA, 220/110kV zarejestrowane przy zwartym i otwartym uzwojeniu wspólnym, układ a, na Rys.16.

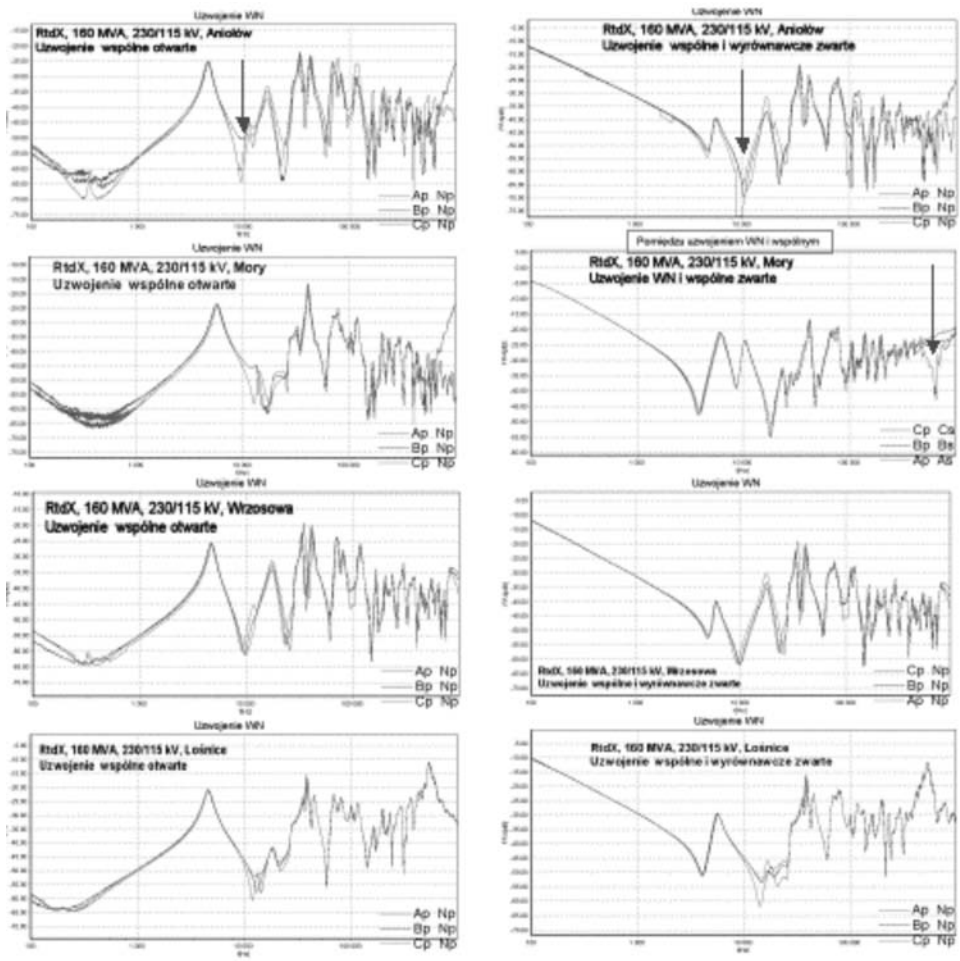


Rys. 18. (Wg [24]). Przebieg strumienia magnetycznego w rdzeniu i uzwojeniach autotransformatora 160 MVA, 220/110 kV przy otwartym i zwartym uzwojeniu wspólnym (rozkłady po lewej stronie). Rozkład naprężeń dielektrycznych przedstawiony w postaci linii ekwipotencjalnych w izolacji tego autotransformatora (rozkład po prawej stronie).

Pewna znajomość konstrukcji transformatora jest niezbędna dla interpretacji zarejestrowanych przebiegów funkcji przenoszenia uzwojeń [24] W zakresie niskich częstotliwości rozkład strumienia magnetycznego jest zdominowany przez rdzeń o wysokiej

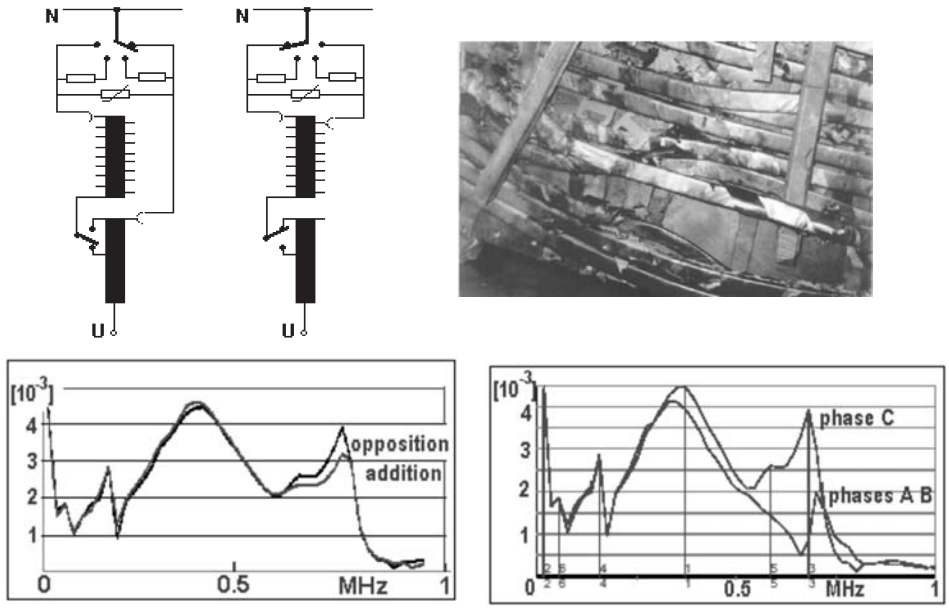
przenikalności magnetycznej. Powyżej kilkudziesięciu kiloherców przenikalność maleje a przy około 100 kHz zanika wpływ rdzenia na przebieg funkcji przenoszenia.

Seria pomiarów wykonanych na autotransformatorach 160 MVA, 220/110 kV typu RtdX produkcji Zakładów ELTA pozwoliła na ocenę stanu uzwojeń, a zwłaszcza najbardziej podatnych na odkształcenia uzwojeń wyrównawczego i wspólnego. Jednym z celów takich pomiarów jest stworzenie listy rankingowej jednostek, które z uwagi na długoletnią eksploatację i deformacje uzwojeń kwalifikują się do wymiany w pierwszej kolejności. Przykład takich rejestracji przedstawiono na Rys. 19.



Rys. 19. (Wg [25]). Porównanie funkcji przenoszenia uzwojenia szeregowego autotransformatorów 160 MVA, 220/110kV, typu RtdX, przy uzwojeniu wspólnym i wyrównwczym zwartym i otwartym. Strzałkami zaznaczono istotne różnice pomiędzy uzwojeniami w fazie A, B i C. Jednostka na stacji Aniołów ma uzwojenie wyrównawcze zwarte do masy w jednym punkcie.

Położenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów na istotny wpływ na przebieg funkcji przenoszenia uzwojeń, a w niektórych przypadkach rejestracja funkcji przenoszenia przy różnych położeniach przełącznika umożliwia lokalizację uszkodzeń w uzwojeniu regulacyjnym [26].



Rys. 20. (Wg [26]). Podobciążeniowy przełącznik zaczepów w dwóch położeniach. Zdjęcie uszkodzonego uzwojenia regulacyjnego. Funkcja przenoszenia uzwojenia zarejestrowana w dwóch skrajnych położeniach przełącznika zaczepów, wskazuje na przedział częstotliwości zdominowany przez uzwojenia regulacyjne (dolny lewy grafik). Późniejsza rejestracja funkcji przenoszenia wykazała znaczną różnicę pomiędzy fazami C oraz A i B występującą w tym samym przedziale częstotliwości (dolny prawy grafik). Inspekcja wewnętrzna potwierdziła uszkodzenie uzwojenia regulacyjnego w fazie C.

Przy rejestracji funkcji przenoszenia w transformatorach regulacyjnych należy zwrócić uwagę nie tylko na położenie przełącznika zaczepów, lecz także na to czy do tego położenie przełącznik doszedł podwyższając czy obniżając stopień regulacji. Rzeczywiste połączenie uzwojenia regulacyjnego jest różne w tych dwóch przypadkach i to różnica ma wpływ na funkcję przenoszenia. Dlatego nie wystarcza w metryce funkcji przenoszenia zapis stopnia regulacji, ale wymagany jest komentarz czy określone położenie przełącznika zaczepów osiągnięto obniżając czy też podnosząc na następny zaczep [27].

5. INNE METODY: IMPEDANCJA ZWARCIA, STRATY ROZPROSZENIOWE

Wykrywanie przesunięć uzwojeń w transformatorach, zwłaszcza po próbie zwarcia, było tradycyjnie oparte na pomiarze impedancji zwarcia przy częstotliwości sieciowej, przed i po próbie. Znacząca rozbieżność wskazywała na przesunięcie uzwojeń, a niektóre specyfikacje techniczne podawały dopuszczalną rozbieżność w procentach, kwantyfikując pośrednio dopuszczalne przesunięcie [28].

Nie kwestionując zasadności takiej specyfikacji, można stwierdzić, że funkcja przenoszenia uzwojenia jest o wiele bardziej czułą metodą pomiarową ponieważ zawiera pomiar admitancji uzwojenia nie tylko przy częstotliwości sieciowej, ale w paśmie od kilkudziesięciu herców do kilku megaherców.

W przypadku przesunięcia całego uzwojenia nastąpi zmiana rozkładu pola elektrycznego i magnetycznego, a więc pojemności i indukcyjności wszystkich cewek, która spowoduje znaczną zmianę impedancji zwarcia czytelną nawet przy 50 Hz. Jednakże niewielkie podniesienie skrajnych cewek, bądź promieniowe odkształcenie kilku zwojów nie zmieni impedancji zwarcia merzonej przy 50 Hz, natomiast będzie widoczne w zakresie częstotliwości, który odpowiada lokalnym rezonansom uszkodzonej cewki.

Istnieje znaczne doświadczenie eksploatacyjne pomiarów impedancji zwarcia przy 50 Hz i dlatego ta metoda jest nadal stosowana przez niektóre przedsiębiorstwa energetyczne do diagnozowania stanu uzwojeń transformatorów, a także przez niektóre zwarciownie. Należy oczekiwać, że rozpowszechnienie metody funkcji przenoszenia spowoduje stopniowe odchodzenie od pomiaru impedancji zwarcia i porównywania zmierzonej wartości do danych z tabliczki znamionowej transformatora.

Odmienne podejście zostało zaproponowane przez Hydro-Quebec, który oceniał stan uzwojeń na podstawie pomiaru strat rozproszeniowych w zakresie częstotliwości do około 600 Hz [29]. Aczkolwiek technicznie skuteczna, metoda pomiaru strat rozproszeniowych w funkcji częstotliwości jest mniej dogodna w warunkach panujących na stacji WN, niż rejestracja funkcji przenoszenia specjalnie do tego celu skonstruowanym przyrządem.

W podsumowaniu należy stwierdzić, że metoda wykrywania odkształceń uzwojeń transformatorów po transporcie i w eksploatacji gdzie uzwojenia są narażone na działąnie prądów zwarciowych, zyskuje powszechne uznanie i większość przedsiębiorstw energetycznych wprowadziło takie pomiary do rutynowych przeglądów. Ujednolicenie procedury pomiarów, układu probierczego i zasad interpretacji uzyskanych charakterystyk są przedmiotem prac grupy roboczej CIGRE A2 WG 26. Modelowanie uzwojeń przy pomocy obwodu zastępczego zawierającego elementy: C, L, M i R jest także obiektem studiów, aczkolwiek dotychczas uzyskana zgodność symulacji z wynikami pomiarów na ogół zostawia wiele do życzenia. Niemniej w wielu przypadkach symulacja na modelu komputerowym ułatwia wyjaśnianie przyczyn zaobserwowanych różnic pomiędzy porównywanymi funkcjami przenoszenia.

LITERATURA

[1] Moser, H.P., Dahinden, V., „Transformerboard II", H. Weidmann Ltd., Rapperswil, 1987.

[2] Fallou, B., Viale, F., Davies, I., Rogers, R.R., Dornenburg, E., „Application of Physico-Chemical Methods of Analysis to the Study of Deterioration in the Insulation of Electrical Apparatus", CIGRE 1970, paper 15-70.

[3] Krause, Ch., Wick, K., Malewski, R. „Prasowanie uzwojeń transformatorów mocy i wpływ starzenia celulozy na siłę prasującą", V Konferencja Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz, 2004.
[4] CIGRE Working Group 12.19, „Short-Circuit Performance of Power Transformers", SC12 Transformers Colloquium, Budapest, 1999.
[5] Sokolov, V., „FRA tutorial lecture", CIGRE SC-A2 Transformers Committee Colloquium, Mérida, 2003
[6] Dick, E.P., Erven,C.C., „Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis", IEEE Transactions, Vol.PAS-97, Nr. 6, 1978.
[7] R., Malewski, M. A., Franchek, J.H., McWhirter, "Experimental Validation of A Computer Model Simulating An Impulse Voltage Distribution in HV Transformer Windings", IEEE Trans. Vol. PWRD-9, No. 4, 1994, p. 1789.
[8] Malewski, R., Drażba, K, Sieradzki, S., Borecki, M., "A Digital Assessment Technique of Transformer Winding Oscillations", CIGRE-2000, paper 12/33-07.
[9] Csépes, G., Kispál, I., "Winding movement and geometric changes detection in Power transformers by Frequency Response Analysis (FRA)", Konferencja "Transformatory w Eksploatacji", 2002, Sieniawa.
[10] Passaglia, R., Rizzi, G., „Frequency Response Analysis of Power Transformers", CIGRE WG3303, Dresden 1999, paper #29.
[11] Austin, A., „Australian Practice of Periodic Checks of Transformer Winding Displacements" CIGRE-2000, Panel P-1.
[12] Ryder, S.A., „Diagnosing a Wider Range of Transformer Faults using Frequency Response Analysis", XIIIth International Symposium on HV Engineering, Delft, Netherlands, 2003.
[13] Noonan, T.J. and Lapworth, J.A "Mechanical Condition Assessment of Power Transformers using FRA"., Doble Client Conference Proceedings, April 1995.
[14] Lapworth, J., „UK Experience in Detection of Winding Displacement in Power Transformers", CIGRE-2000, Panel P-1.
[15] Feser, K., Christian, J., „Transfer Function Method for Detection of Winding Displacement on Power Transformers after: Transport, Short-Circuit or 30 Years of Service", CIGRE-2000, paper 12/33-04.
[16] Noonan, T., „Power Transformer On-Site Condition Assessment Testing", CIGRE-2000, paper 12/33-05.
[17] Malewski, R., Douville, J., Lavallée, L., "Measurement of Switching Transients in 735 kV Substations and Assessment of their Severity for Transformer Insulation", IEEE Transactions, Vol. PWRD-3, 1989, No. 4, pp. 1380.
[18] Kispal, I., „Traftek Instrument Brochure", B&C Diagnostics Ltd. Budapest, Vaci ut. 52/b, 2001
[19] Lech, W., Tymiński, L., „Detecting Transformer Winding Damage by the Low Voltage Impulse Method", Electrical Review, No. 21, Vol. 179, November 1966.
[20] Coffeen, L.T., Britton, J.A., Rickmann, J., Gockenbach, E., „A New Objective Technique to Detect Winding Displacements in Power Transformers using Frequency Response Analysis, withouth the Need for Historical Data", XIIIth International Symposium on HV Engineering, Delft, Netherlands, 2003.
[21] Rahimpour, E., Christian, J., Feser, K., Mosheni, H., „Calculation of the Transfer Function to Diagnose Displacement of Transformer Windings", 12th ISH, Bangalore, 2001, Paper #7-41, Vol. 5, p. 1199-1202.

[22] Hässig, M., Bräunlich, R., „Technique and Evaluation of FRA-measurements on Large Power Transformers”, XIIIth International Symposium on HV Engineering, Delft, Netherlands, 2003.
[23] Płowucha, J., Filip, S., Zdanowski, M., „Wyznaczanie funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów metodą odpowiedzi częstotliowściowej”, Konferencja “Transformatory w Eksploatacji”, Sieniawa, 2003.
[24] Malewski, R., Szrot, M., Powucha, J., „Lokalizacja Odksztacenia Uzwoje Transformatora Wspomagana Modelem Komputerowym”, Konferencja Sieniawa, 2003.
[25] Malewski, R., Szrot, M., Powucha, J., „Odkształcenia uzwojeń autotransformatorów 160 MVA, 230/115 kV w polskiej sieci przesyłowej”, V Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć, Będlewo, 2004.
[26] Drobishevski, A.A., „Experience of Transformer Winding Diagnostics by the Low-Voltage Impulse Method in Russia”, CIGRE SC-A2 Transformers Committee Colloquium, Mérida, 2003
[27] Christian, J., Knorr, W., „Reproducibility of Transfer Function Results”, International Conference on Power Transformers, Pieczyska, May 18-21, 2003, p.43-48.
[28] Janssen, A. L. J., Paske, L.H. Te., “Short-Circuit Testing Experience with Large Power Transformers”, CIGRE 2000, Paris, paper 12-105.
[29] Bolduc, L., Picher, P., Pare, P., Demers, R., Belanger, J., “Detection of Transformer Winding Displacement by the Frequency Response of Stray Losses (FRSL)”, CIGRE, 2000, Paris, paper 12/33-02. ”

13. PODOBCIĄŻENIOWE PRZEŁĄCZNIKI ZACZEPÓW

**Dipl. Ing. Harald Rotter[1], Dipl. Ing. J. Gebauer[1],
Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski[2], Mgr inż. Marek Szrot[3],
Inż. Janusz Płowucha[3]**

[1] Maschinenfabrik Reinhausen, [2] Instytut Elektrotechniki, [3] Energo-Complex

WSTĘP

Podobciążeniowe przełączniki zaczepów zaczęto stosować do transformatorów energetycznych po opatentowaniu szybkiego przełącznika z opornikami do ograniczania prądu przełączanego przez Dr. Jansen'a w roku 1926. Maschinenfabrik Reinhausen (MR) produkuje od 1929 roku podobciążeniowe przełączniki dla transformatorów od 1 MVA do 850/1100 MVA.

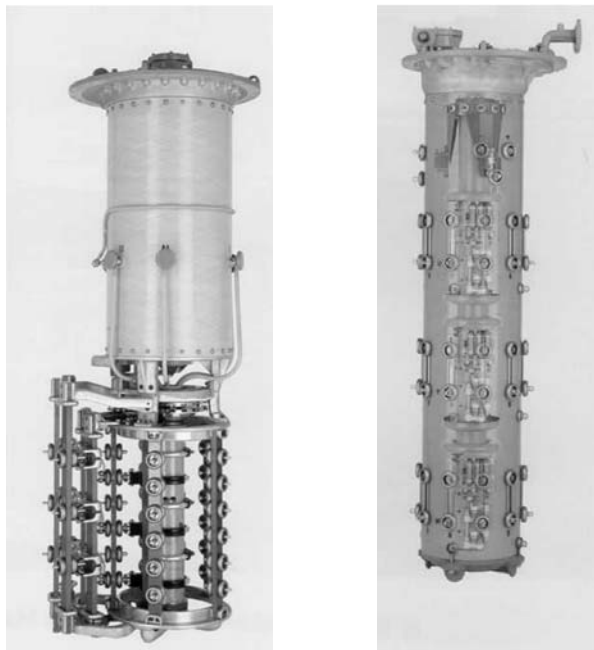
Wprowadzenie komór próżniowych do przełączników zaczepów opartych o patent Jansena radykalnie uprościło obsługę, ponieważ wyeliminowano łącznik mocy, który wymagał okresowej wymiany styków i usuwania produktów rozkładu oleju powstających pod działaniem łuku.

1. KONSTRUKCJE OLEJOWYCH PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

1.1. TYPY PRZEŁĄCZNIKÓW I ICH ZASTOSOWANIE

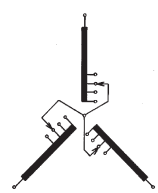
Zasadniczo stosuje się dwie różne konstrukcje olejowych przełączników do instalacji wewnątrz kadzi transformatora. Różnica pomiędzy nimi polega na łączniku mocy (głowicy) umieszczonym w oddzielnej komorze olejowej z wybierakiem zanurzonym w oleju transformatora, a przełącznikiem typu wybierakowego, pokazane na Rys. 1.

Przełączniki typu wybierakowego są stosowane do transformatorów małej i średniej mocy, a przełączniki z łącznikiem mocy i wybierakiem są używane w transformatorach wielkiej mocy, aż do największych transformatorów elektrownianych, np. 410 kV ±13.8 %, 850/1100 MVA [1,2].



Rys. 1. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów model M III 500 z łącznikiem mocy w osobnej komorze olejowej umieszczonej powyżej wybieraka (lewa strona). Podobciążeniowy przełącznik typu wybierakowego model V III.

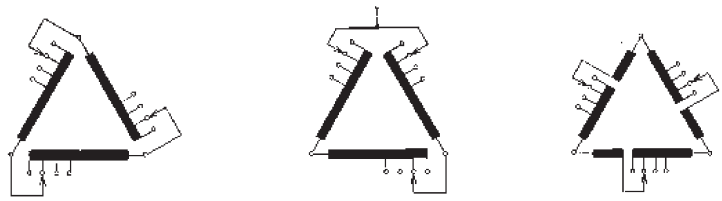
Obydwie konstrukcje pracują według tej samej zasady szybkiego przełączania zaczepów i ograniczania prądu przełączania przez rezystory. W Europie przełączniki zaczepów w transformatorach trójfazowych są najczęściej umieszczane przy neutralnym krańcu uzwojenia wysokiego napięcia, jak to pokazano na rysunku 2.



Rys. 2. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów zainstalowany przy neutralnym krańcu uzwojenia regulacyjnego połączonego w gwiazdę.

W transformatorach, których uzwojenie wysokiego napięcia jest połączone w trójkąt przełącznik może być albo umieszczony przy krańcu liniowym albo w części środkowej uzwojenia. W takich zastosowania dogodnie jest używać przełączników typu wybierakowego, ponieważ mogą one mieć do trzech oddzielnych faz na jednej kolumnie (patrz przełącznik

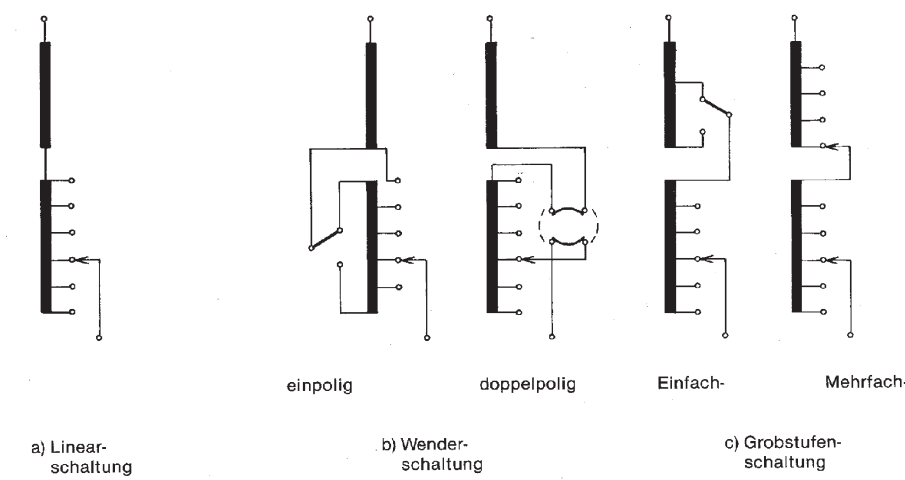
model V na rysunku 1, po prawej stronie). Do trójfazowych transformatorów o wyższej mocy i wyższym napięciu stosuje się przełączniki z trzema oddzielnymi kolumnami.



Rys. 3. Instalacja przełącznika zaczepów w transformatorze z uzwojeniami połączonymi w trójkąt: Trójbiegunowy układ z przełącznikiem na krańcu liniowym uzwojenia (lewa strona), Układ dwubiegunowy z jednym biegunem na krańcu liniowym uzwojenia (środek), układ trójbiegunowy z przełącznikiem w części środkowej uzwojenia (prawa strona).

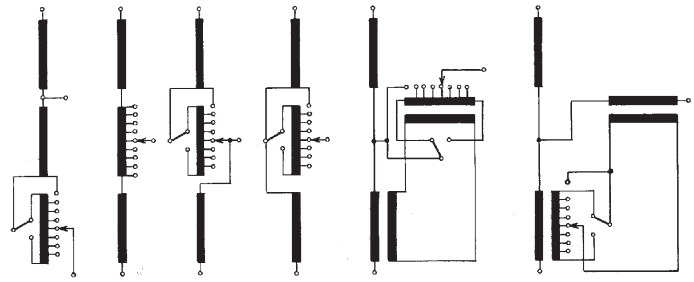
W auto-transformatorach łączących sieci o różnym napięciu instaluje się przełączniki przy neutralnym krańcu uzwojeń albo, w zależności od typu izolacji , stosuje się kilka pojedyńczych biegunów.

Podstawowa konfiguracja pozwala na zrealizowanie do 35 położeń przełącznika zaczepów, albo ±17 odczepów uzwojenia regulacyjnego.



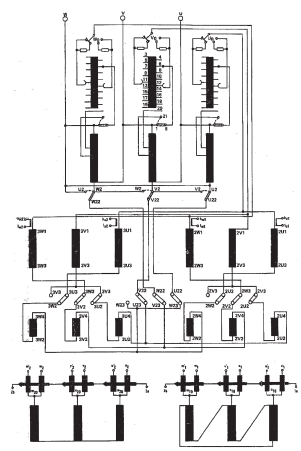
Rys. 4. Podstawowe układy połączeń przełączników zaczepów w auto-transformatorach: regulacja liniowa ze zmiennym strumieniem w rdzeniu (lewy szkic), uzwojenie regulacyjne z odwracaną biegunowością – jedno i dwubiegunowe (środkowe szkice), regulacja zgrubna i drobna, pojedyńcza i wielokrotna (prawe szkice) [3].

Stosując wielokrotną regulację zgrubną można uzyskać do 107 roboczych położeń, patrz rysunek 4c.



Rys. 5. Instalacja przełącznika w auto-transformatorach. 5a – uzwojenie regulacyjne ze zmieniaczem biegunowości w punkcie neutralnym, 5b – regulacja liniowa na napięciu przepustu uzwojenia wspólnego, 5c – uzwojenie regulacyjne ze zmieniaczem biegunowości na napięciu przepustu uzwojenia wspólnego, 5d – podobnie jak 5c ale utrzymuje niezmienny strumień w rdzeniu, 5e i 5 f – regulacja napięcia z transformatorem dodawczym (booster).

Transformatory piecowe i zasilające wannę elektrolityczną są niemal wyłącznie wyposażone w podobciążeniowy przełącznik z osobnym łącznikiem mocy i selektorem. W układzie zasilającym wannę elektrolityczną, transformator regulacyjny jest często umieszczony w tej samej kadzi z trójfazowym mostkiem Graetza, który wytwarza prąd stały z 12 impulsową pulsacją [5]. Dwa uzwojenia wyjściowe transformatora są połączone w trójkąt i gwiazdę, odpowiednio zasilające górną i dolną gałąź mostka Graetza.

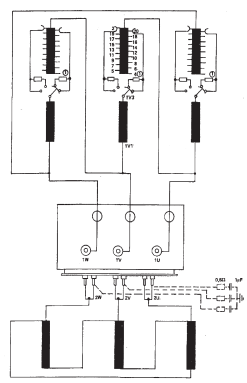


Rys. 6. [Siemens]. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów i dodatkowy bezobciążeniowy przełącznik zainstalowany w transformatorze regulacyjnym zasilającym wannę elektrolityczną do produkcji aluminium. W dolnej części schematu widać dwa wtórne uzwojenia transformatora, połączone odpowiednio w gwiazdę i w trójkąt, zasilające dolną i górną część trójfazowego mostka Graetz'a.

Dodatkowo, bezobciążeniowy przełącznik zaczepów umożliwia zmianę kąta fazowego. Do drobnej regulacji napięcia stosowane są transduktory umieszczone w oleju razem z prostownikiem. Zasilanie wanny elektrolitycznej produkującej np. aluminium czasami wymaga regulacji napięcia z ilością stopni większą od 35, tzn. większą od tego co można uzyskać ze standartowego przełącznika zaczepów ze zmieniaczem albo regulacją zgrubną i drobną. Stosując wielokrotną regulację zgrubną , albo łącząc podobciążeniowy przełącznik zaczepów z bezobciążeniowymi przełącznikami można uzyskać do 107 stopni regulacji.

Na skutek specyficznych warunków pracy i zwiększonej ilości położeń regulacyjnych, czas pracy silnika napędu w transformatorach przemysłowych różni się od normalnego czasu, który wynosi około 5 sekund. Krótszy czas pracy umożliwia szybsze sterowane pracą transformatora.

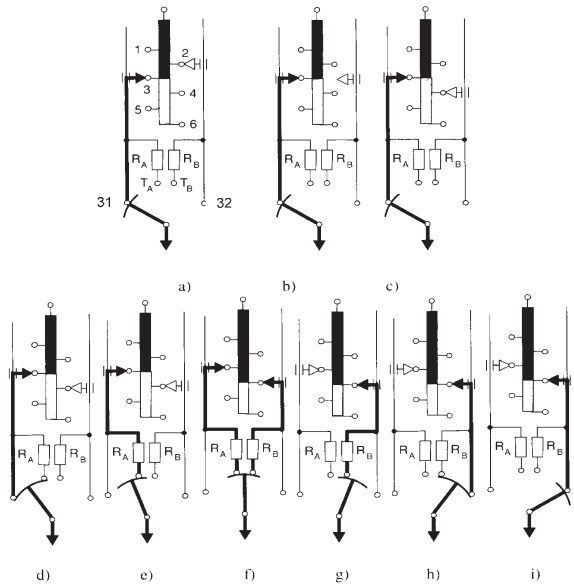
Transformatory piecowe w stalowniach na ogół są zbudowane jako transformator regulacyjny połączony szeregowo z nieregulowanym transformatorem piecowym, albo jako transformator piecowy regulowany bezpośrednio, w którym regulacja napięcia odbywa się w obwodzie pośrednim [6]. Inny wariant konstrukcyjny stanowi połączone w trójkąt uzwojenie wysokiego napięcia pokazane na rysunku 7. Do regulacji napięcia stosuje się trzy bieguny podobciążeniowego przełącznika



Rys. 7. [Siemens]. Transformator piecowy z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów 3xM I 1500 A. Uzwojenie regulacyjne chronione przed przepięciami przez włączenie elementów RC.

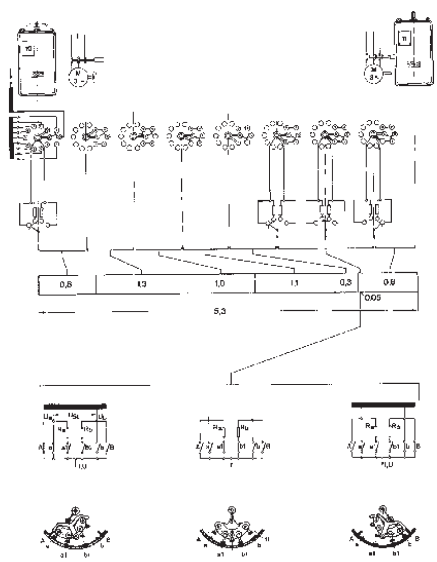
1.2. ZASADA DZIAŁANIA

Ten opis jest ograniczony do przełączników z łącznikiem mocy i wybierakiem. Podczas zmiany odczepu, najpierw żądany odczep uzwojenia regulacyjnego jest wstępnie wybrany przez wybierak bez przerywania prądu obciążenia. Po zakończeniu tej operacji, łącznik mocy przenosi obciążenie z odczepu przewodzącego obecnie prąd obciążenia na nowo-wybrany odczep. Podczas przenoszenia obciążenia, które trwa pomiędzy 40 a 60 ms w zależności od typu łącznika mocy, jedna z sekcji uzwojenia regulacyjnego jest zwierana przez rezystory i dzięki temu prąd dostarczany przez transformator nie ulega przerwaniu.



Rys. 8. Sekwencja działania wybieraka i łącznika mocy podczas przełączania zaczepów.

Rezystory ograniczające prąd zwarcia jednej sekcji uzwojenia regulacyjnego przewodzą ten prąd w ciągu około 20 do 30 ms. Na rysunku 9 pokazano kolejne kroki sekwencji przełącznia na przykładzie przełącznika typu M [3].



Rys. 9. Sekwencja operacji podczas przełączania zaczepu w przełączniku typu M.

2 OBSŁUGA PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

2.1 PRZEGLĄDY PRZEŁĄCZNIKÓW MR I INNYCH WYTWÓRNI

Dotychczas MR dostarczyła ponad 82 000 podobciążeniowych przełączników zaczepów oraz 7 300 bezobciążeniowych przełączników. Oprócz tego około 23 000 podobciążeniowych przełączników zaczepów zostało wyprodukowanych na licencji MR. Obsługa, przeglądy i naprawy przełączników innych wytwórni: AEG, Siemens, Trafo Union jest prowadzona przez MR od 1990 roku a TRO od 1996 roku. Dział Usług Technicznych MR wykonuje przeglądy 1 700 podobciążeniowych przełączników zaczepów każdego roku. Przeglądy przełączników we wszystkich krajach świata prowadzi oddział w Regensburgu, w Dortmundzie oraz oddziały w Italii, Brazyli, USA, Australii, Malezji, a także różne autoryzowane przez MR agencje. Ważne dane techniczne dotyczące działania przełączników są zbierane podczas tych przeglądów i systematycznie oceniane. Stanowią one ważne narzędzie pozwalające włączyć wnioski z inspekcji do ulepszenia konstrukcji oraz do programu napraw i przeglądów.

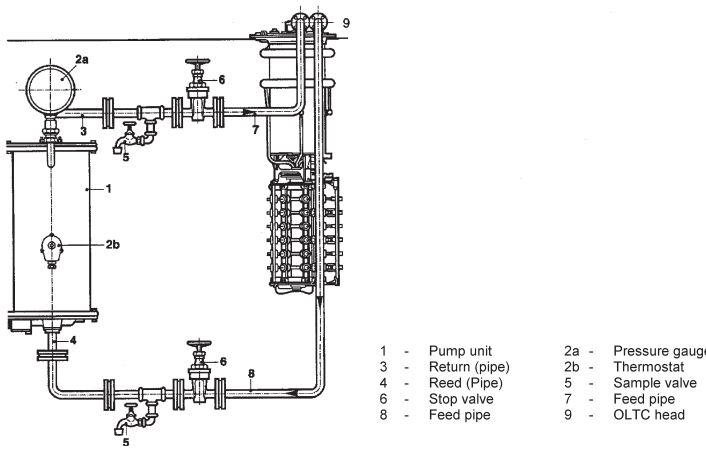
Czas wykonywania i zakres przeglądów zależy od spełnienia dwóch zasadniczych kryteriów: Ilość operacji łączeniowych oraz czas od poprzedniego przeglądu. Ten czas dla produkowanych obecnie przełączników MR do instalowania w punkcie neutralnym uzwojeń transformatora wynosi sześć lub siedem lat, albo 20 000 do 100 000 operacji łączeniowych, w zależności od typu przełącznika.

Transformator	Dane transformatora			Ilość łączeń w roku		
	Moc [MVA]	Napięcie [kV]	Prąd [A]	Namniejsza	Średnia	Największa
Elektrowniany	100 - 1 300	110 - 700	100 - 2 000	500	3 000	10 000
Między-systemowy	200 - 1 500	100 - 765	300 - 3 000	300	5 000	25 000
Sieciowy	15 - 400	60 - 525	50 - 1 600	2 000	7 000	20 000
Elektroliza	10 - 300	20 - 110	50 - 3 000	10 000	30 000	150 000
Przem. Chemiczny	1.5 - 80	20 - 110	50 - 1 000	1 000	20 000	70 000
Piec łukowy	2.5 - 150	20 - 230	50 - 1 000	20 000	50 000	250 000

Tabela 1. Ilość operacji łączeniowych przełączników w transformatorach o różnych zastosowaniach [1, 2]

Przeglądy są na ogół wykonywane po upływie czasu przewidzianego w instrukcji obsługi w przypadku transformatorów sieciowych i elektrownianych. W transformatorach przemysłowych przeglądy przełączników są na ogół wykonywane po osiągnięciu zadanej liczby operacji łączeniowych.

Przełączniki pracujące w transformatorach przemysłowych wykonują wielką liczbę łączeń w ciągu roku i są często wyposażane w filtr oleju. Usuwa on zanieczyszczenia i niektóre produkty rozkładu oleju powstałe podczas gaszenia łuku na stykach łącznika mocy i dzięki temu olej w komorze łącznika mocy utrzymuje wysoką jakość. Stosując filtr oleju można powiększyć o 150 000 ilość operacji łączeniowych pomiędzy przeglądami.



Rys. 10. Filtr oleju połączony z komorą łącznika mocy przełącznika zaczepów. 1- pompa, 2a – czujnik ciśnienia, 2b – termostat, 3 – rura powrotna, 4 – rura wyjściowa, 5 – zawór do próbkowania oleju, 6 – zawór przepływu, 7 i 8 – rura zasilająca, 9 – głowica przełącznika.

2.2 KRYTERIA WYKONYWANIA PRZEGLĄDÓW I NAPRAW

2.2.1 SADZA W OLEJU ŁĄCZNIKA MOCY

Każda operacja łączeniowa łącznika mocy powoduje zapalenie się łuku na stykach, który jest gaszony w oleju i powoduje powstawanie sadzy. Ilość sadzy w oleju jest wprost proporcjonalana do energii wydzielonej w łuku, której parametry są określone przez średni czas łukowy około 6 ms, napięcie na łuku około 25 do 30 V, oraz prąd przerywany przez daną parę styków. Ilość sadzy zwiększa się wraz z liczbą operacji łączeniowych [2] i prądu obciążenia transformatora. Przy każdym przeglądzie olej w komorze łącznika mocy jest zastępowany nowym olejem o dobrych parametrach i wnętrze komory jest czyszczone.

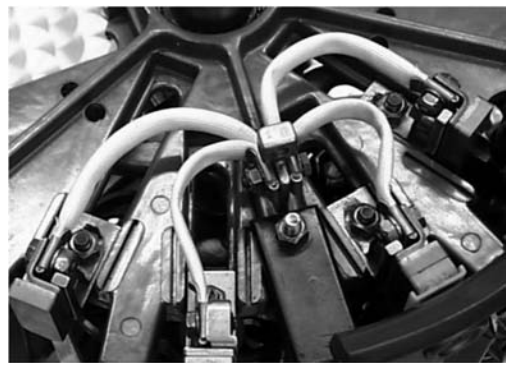
Rys. 11. Łącznik mocy typu T, widok zewnętrzny.

2.2.2 WYMIANA CZĘŚCI

Uszczelka przekaźnika zabezpieczającego i uszczelka głowicy łącznika mocy są zawsze wymieniane podczas przeglądu, jako miara ostrożności.

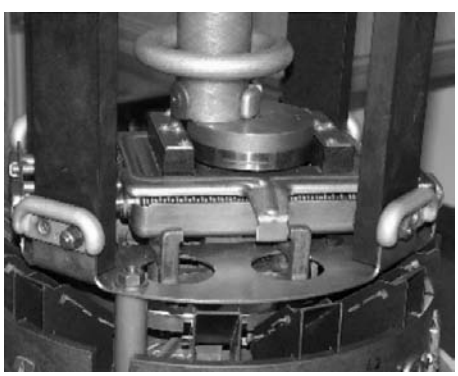
Po określonej liczbie operacji łączeniowych niektóre części poszczególnych typów przełączników muszą zostać wymienione.

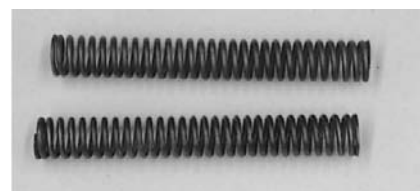
W popularnym przełączniku typu M wymienić należy następujące części:
Po 250 000 opreracji plecione przewody do styków, pokazane na rysunku 12.



Rys. 12. Plecione przewody do połączenia styków.

Płytki ekranujące pomiędzy komorą łukową (zależnie od zastosowania, ale najpóźniej po 400 000 operacji).
Sprężyny akumulatora energii po 400 000 do 500 000 operacji.

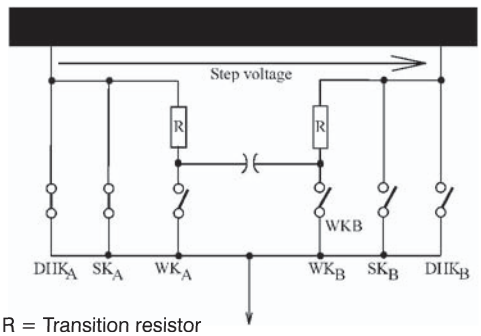




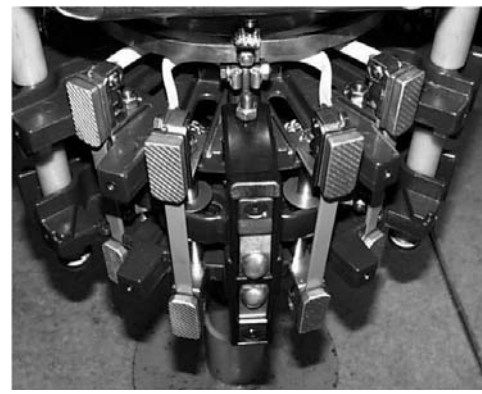
Rys. 13. Akumulator energii i sprężyny w akumulatorze energii przełącznika typu M.

Obudowa sprężyn akumulatora energii musi być otwarta do inspekcji przy każdym przeglądzie.

Wymiana styków łukowych w łączniku mocy zależy od następujących kryteriów:
– Zużycie pojedyńczego styku nie może przekraczać 4 mm.
– Różnica zużycia pomiędzy stykami łączeniowymi a stykami rezystorów nie może przekraczać 2.5 mm.



R = Transition resistor
DHK = Main arcing contact
SK = Main switching contact
WK = Resistor contact



Rys. 14. Układ połączeń i widok styków przełącznika typu M:

DHK – główne styki łukowe,
SK – główne styki łączeniowe,
WK – styki rezystorowe.

Zużycie styków zależy od następujących czynników:
- Ilość operacji łączeniowych
- Prąd obciążenia transformatora
- Średni czas łukowy
- Napięcie na łuku (20 do 30 V)
- Ilość łuków zależna od typu łącznika mocy
- Specyficzne zużycie zależne od materiału styku i od prądu

Styki łukowe stosowane w przełącznikach typu M do transformatorów przemysłowych są zrobione z wolframu, miedzi i sproszkowanych metali. [7].

Pomiar zużycia styków jest wykonywany przy każdym przeglądzie.

2.3 MODERNIZACJA

Systematyczna ocena danych eksploatacyjnych oraz wprowadzanie nowych technologii i materiałów powoduje, że nasze przełączniki podlegają ciągłemu procesowi inowacyjnemu.

Podczas przeglądu łącznik mocy jest rozebrany na części tak aby elementy ruchome były dostępne. Takie części jak styki i przewody łączące styki są wymieniane podczas przeglądu. Nowo zainstalowane części są zawsze najnowszej konstrukcji i produkcji. Dzieki temu części, które zwiększają bezpieczeństwo działania przełącznika są zainstalowane podczas przeglądu bez dodatkowego nakładu pracy i kosztów [2].

2.4 OBSŁUGA (PPZ) PRODUKCJI POLSKIEJ

Znakomita większość Polskich transformatorów starszych niż 10 lat wyposażona jest w PPZ konstrukcji ELIN'a. Część najstarszych jednostek w produkty oryginalne firmy Elin pozostałe w wyprodukowane na licencji w zakładach ELTY Łódź.

Najczęściej spotykane to:

PO-250/60/110/3
PO-250/110/3
PO-400/220/475/1
VEL / XVL
SRKO(P) typ K
SRKO(P) typ L
SRKO(P) typ D

Produkowane w Polsce PPZ posiadają wiele mankamentów związanych z konstrukcją a także niewystarczającą jakością wykonania i brakiem powtarzalności w produkcji poszczególnych podzespołów.

Dane statystyczne dotyczące awarii transformatorów publikowane przez polskie firmy dystrybucyjne pokazują że przełączniki zaczepów odpowiedzialne są za 70 do 90 % [11] wszystkich awarii transformatorów.

2.4.1 NAJCZĘŚCIEJ SPOTYKANE PROBLEMY TECHNICZNE:

1. Nieszczelność komory przełącznika zaczepów powodująca mieszanie się oleju z PPZ z olejem kadzi głównej transformatora. Skutkiem tego znacząco zakłócane są wyniki badań chromatograficznych oleju i możliwość prawidłowej diagnostyki transformatorów na podstawie analizy gazów rozpuszczonych w oleju zostaje ograniczona.
   Problem ten dotyczy tak PPZ typu VEL 110 jak i przełączników PO.
2. Wycieki oleju z pod przekładni kątowej. W przełącznikach zaczepów typu PO często pojawiają się wycieki oleju z przekładni kątowej wprowadzającej napęd do przełącznika zaczepów. Na skutek wytarcia się wałka w miejscu uszczelnienia. Rozwiązaniem problemu jest wymiana przekładni na hermetyczną wypełnioną olejem.
   Dodatkowo częstym zjawiskiem jest przedostawanie się do tychże przekładni wody co w warunkach zimowych może doprowadzić do jej zablokowania.
3. Częste awarie napędów silnikowych częściowo związane z niewystarczającym zabezpieczeniem elementów instalacji elektrycznej napędu na czynniki atmosferyczne. Szczególnie niebezpieczne są sytuacje związane z przejściem napędu na zaczepy skrajne a spowodowane awarią układu elektrycznego napędu. Powodują one wysokie straty na skutek zawyżenia napięcia dla odbiorców energii i naraża firmy dystrybucyjne na wypłatę wysokich odszkodowań. Często na skutek takich awarii uszkodzeniu ulega wałek izolacyjny napędzający wybierak. Usunięcie takiej usterki jest skomplikowane i wymaga spuszczenia oleju z transformatora a często demontażu całego PPZ w sytuacji kiedy do usunięcia awarii nie wystarczają włazy rewizyjne. Doświadczenia firmy Energo-Complex pozwoliły na opracowanie cyfrowego wskaźnika położenia WP-EC 01 wyposażonego w zabezpieczenie pozwalające skutecznie bronić się przed tego typu awariami.

4. Konieczność wykonywania częstych przeglądów przełączników mocy. **W typowych przełącznikach produkcji krajowej przeglądy okresowe powinno wykonywać się, co 15000 łączeń dla PPZ o prądzie znamionowym do 250 A oraz co 10000 łączeń dla PPZ o prądzie znamionowym wyższym od 250 A.**
   W niektórych publikacjach znajdujemy zalecenia zwiększające dopuszczalną ilość łączeń między kolejnymi przeglądami nawet do 50 000 dla PPZ PO z przełącznikiem mocy L6 jednakże doświadczenia serwisowe i remontowe firmy Energo-Complex dowodzą że ze względu na wiele niedomagań konstrukcyjnych i jakościowych tych PPZ a szczególnie przełączników mocy L6 przeglądy okresowe powinny być wykonywane częściej.
5. Mała trwałość łączeniowa styków przełącznika mocy.

Prąd znamionowy ciągły transformatora [A]	Przełącznik 3 fazowy	Przełącznik 1 fazowy
	Trwałość łączeniowa	Trwałość łączeniowa
100	250 000	-
150	150 000	-
250	100 000	-
400	50 000	120 000
500	-	80 000
800	-	50 000

Tabela 2. Trwałość łączeniowa podobciążeniowego przełacznika zaczepów typu PO według [10]

Po zaprzestaniu przez zakłady ELTA produkcji podzespołów do PPZ PO produkcję pełnego zestawu części zamiennych rozpoczęto w firmie Energo-Complex.

Dzięki dostępności pełnej gamy części zamiennych oraz prostocie konstrukcji przełączniki PO stosunkowo niewielkim kosztem można remontować i utrzymywać w dobrym stanie technicznym. Rocznie w warsztatach remontowych Energo-Complex wykonuje się około 100 remontów kapitalnych przełączników mocy PPZ PO oraz VEL.

2.4.2 BADANIA PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW W EKSPLOATACJI

Częściowo problem częstych przeglądów można rozwiązać poprzez zastosowanie badań „oscylograficznych" przełączników mocy.

Metoda ta w zastosowaniu do PPZ konstrukcji Elin'a dobrze sprawdza się we wczesnym wykrywaniu uszkodzeń przełącznika mocy.

- **Badania oscylograficzne zastosowanie i metodyka badań**

Badanie PPZ zarówno przed zamontowaniem w transformatorze jak i w eksploatacji, wykonuje się zasilając przełącznik bądź transformator z przełącznikiem prądem stałym. Przy przełączaniu PPZ następuje zmiana wielkości rezystancji w obwodzie, powodująca zmianę

wartości prądu. Przy wykonywaniu badań „oscylograficzych" rejestruje się zmiany w przebiegach czasowych cyklu przełączania. Pierwotnie do takich pomiarów stosowano oscylografy pętlicowe obecnie do badań tego typu wykorzystuje się komputerowe układy pomiarowe z szybkimi przetwornikami A/C [12].

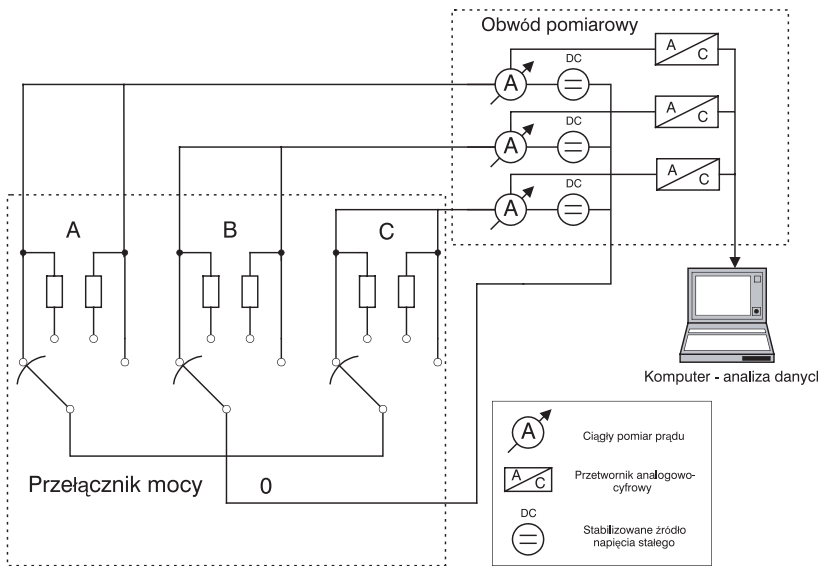
Na tak uzyskanym wykresie można zidentyfikować poszczególne fazy przełączania oraz określić ich czas trwania. Na podstawie uzyskanych przebiegów można wykryć zaistnienie nieprawidłowości w działaniu PPZ, np. zużycie nakładek stykowych, zerwanie sprężyn, zaistnienie przerw czy zwarć.

Podstawą metody jest wykonanie badania oscylograficznego PPZ oraz na podstawie uzyskanych przebiegów określenie czasów własnych przełączania, oraz niejednoczesności otwierania styków.

Badania oscylograficzne wykonuje się na przełącznikach mocy zdemontowanych z transformatora (pomiar na sucho) oraz na zabudowanych w transformatorze. Uzyskane przebiegi różnią się od siebie kształtem jednak odczytywane wartości charakterystyczne są bardzo podobne.

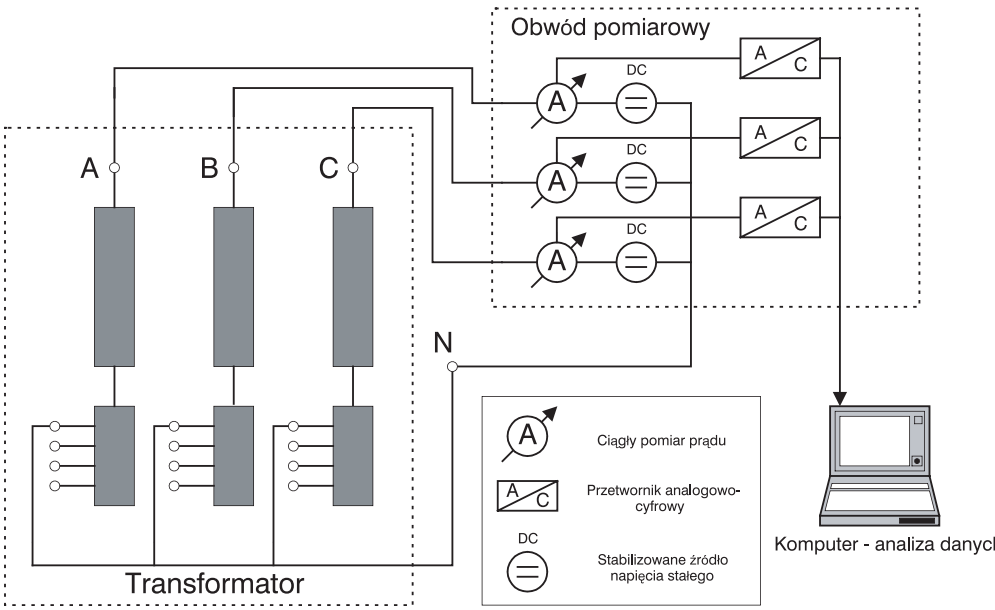
- **Badanie przełącznika mocy zdemontowanego z transformatora**

Układ pomiaru przełącznika mocy zdemontowanego z transformatora przedstawia rysunek poniżej.



Rys. 15. Schemat obwodu do pomiaru czasów przestawiania zestyków przełącznika mocy.

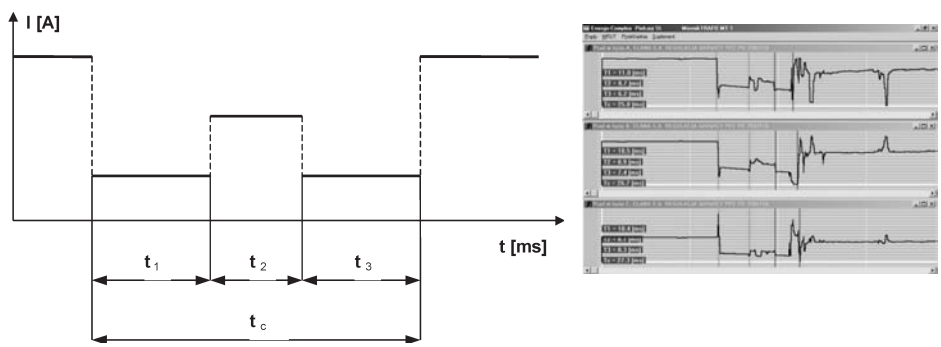
- **Badanie PPZ zamontowanego w transformatorze**



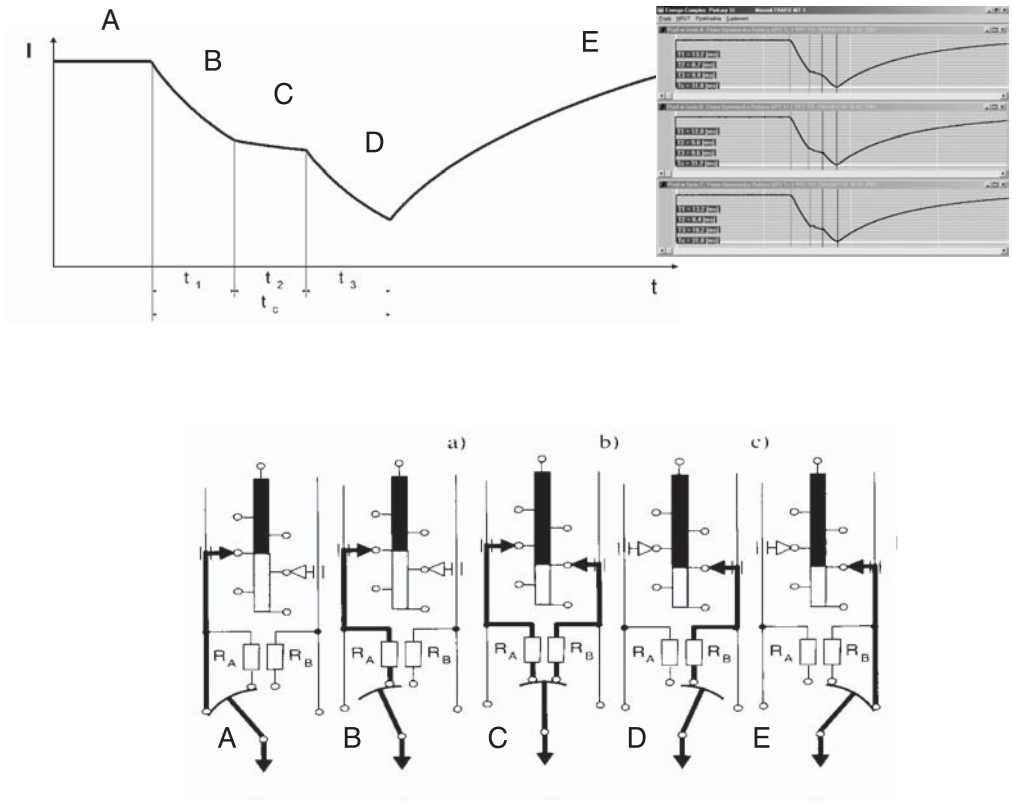
Rys. 16. Obwód pomiarowy do badania PPZ zabudowanego w transformatorze

Ten sposób pomiaru posiada dodatkową zaletę polegającą na możliwości wykonywania badań PPZ podczas normalnych badań okresowych transformatora lub w dowolnym czasie po wyłączeniu transformatora nie wymagając przy tym wykonywania dodatkowych prac.

Poszczególne czasy składowe cyklu przełączania PPZ zmierzone w wytwórni są podstawą do porównania wyników badań wykonywanych w eksploatacji.



Rys. 17. Przebieg oscylogramu procesu przełączania „na sucho”



Rys. 18. Przebieg oscylogramu procesu przełączania PPZ zabudowany w transformatorze oraz odpowiadające mu fazy procesu przełączania przełącznika mocy.

t1 – czas od chwili otwarcia pierwszego styku głównego do chwili zamknięcia drugiego styku oporowego.
t2 – czas od chwili zamknięcia drugiego styku oporowego do chwili otwarcia pierwszego styku oporowego.
t3 – czas od chwili otwarcia pierwszego styku oporowego do chwili zamknięcia drugiego styku głównego.
tc – czas całkowity przełączania tj. od momentu otwarcia pierwszego styku głównego do zamknięcia drugiego styku głównego.

W sytuacji braku wyników pomiarów danego PPZ wykonanych w wytwórni lub po remoncie do przybliżonej oceny stanu łącznika mocy wykorzystać możemy dane katalogowe podawane przez producenta PPZ.

Typ przełącznika	Czasy własne wyłączników mocy			Niejednoczesność
	t1	t2	tc	
PO-100/45/110/3	12-16	2-4	25-30	<2
PO-250/60/110/3	12-16	9-13	30-40	<2
PO-250/110/3	12-16	9-13	30-40	<2
PO-400/30/3	12-16	9-13	30-40	<2
PO-400/60/110/3	12-16	9-13	30-40	<2
PO-400/110/3	12-16	9-13	30-40	<2
PO-400/220/1	12-16	9-13	30-40	200
PO-400/220/475/1	12-16	9-13	30-40	200
VED VEL	15-20	10-14	40-54	<2
SRKO(P) typ K	---	---	25	<2
SRKO(P) typ L	---	---	30	<2
SRKO(P) typ D	---	---	70	<2

Tabela 3. Czasy własne najczęściej spotykanych PPZ

2.4.3 KRYTERIA OCENY STANU TECHNICZNEGO PPZ NA PODSTAWIE WYNIKÓW BADAŃ

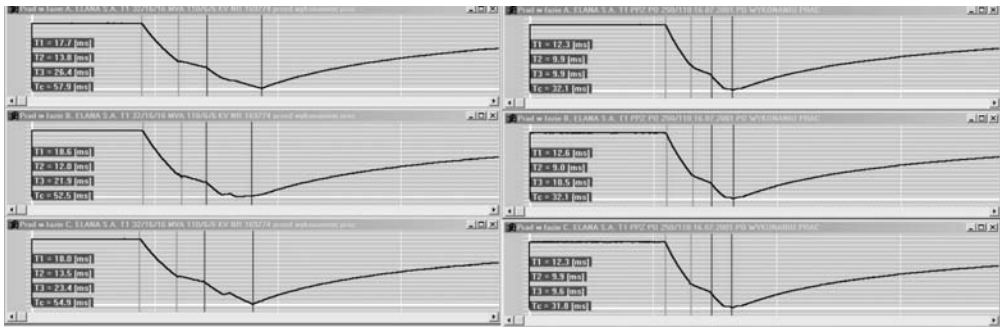
W celu sprawdzenia i oceny stanu technicznego PPZ pod względem elektrycznym i mechanicznym określa się następujące parametry:

- Niejednoczesność otwierania styków przełącznika mocy,
- Czasy własne przełącznika mocy (t1, t2, t3),
- Czas całkowity przełączania.

Podstawowym kryterium oceny jest wielkość czasów własnych i niejednoczesność otwierania styków. W oparciu o wykonane badanie „oscylograficzne" można z dużym prawdopodobieństwem określić rodzaj i miejsce uszkodzenia elementów przełącznika.

2.4.4 NAJCZĘŚCIEJ SPOTYKANE SYTUACJE AWARYJNE ORAZ ICH OBJAWY W WYNIKACH POMIARÓW

1. W przypadku stwierdzenia za dużego czasu całkowitego należy przyczyn szukać w zespole sprężyn głównych (najczęściej zerwana jedna ze sprężyn napędowych)
2. W przypadku za małego czasu całkowitego wina leży również po stronie sprężyn napędowych (najczęściej źle zamontowane lub dobrane sprężyny główne po wymianie)
3. W wypadku pojawienia się niejednoczesności otwierania styków (>2ms) w przełącznikach 3 fazowych przyczyn należy szukać w zużyciu styku głównego lub bądź jednego z sektorów, na którym zamocowane są styki. Dla przełączników jednofazowych, gdy niejednoczesność przekracza 110 ms przyczyn należy szukać w źle wyregulowanych sprzęgłach nastawnych.
4. W przypadku skrócenia czasu t2 przyczyn należy szukać w zużyciu styków oporowych (jest to najczęściej spotykana sytuacja wynikająca z eksploatacji PPZ)
5. W przypadku odbiegania czasów t1 i t3 od danych producenta przyczyny należy szukać w zużyciu lub uszkodzeniu styków głównych.



Rys. 19. A przebieg przełączania (zerwana jedna ze sprężyn) B wynik pomiaru po usunięciu wykonaniu naprawy

3 PRZEGLĄDY OKRESOWE

3.1 PRZEGLĄD ŁĄCZNIKA MOCY W PRZEŁĄCZNIKU ZACZEPÓW

Przed przeprowadzeniem przeglądu należy zapewnić:

- Dostateczną ilość oleju dla płukania a po tym napełnienia komory łącznika mocy.
- Urządzenie umożliwiające podniesienie łącznika mocy. Transformatory przemysłowe są często umieszczone wewnątrz budynku i do wyjęcia łącznika mocy zaleca się zastosowanie belki poprzecznej z podnośnikiem łańcuchowym.
- Przestrzeganie przepisów dotyczących bezpieczeństwa pracy personelu, a zwłaszcza zapobiegania upadkom z pokrywy transformatora.
- Przed rozpoczęciem prac transformator musi być odłączony i krańce wszystkich uzwojeń muszą być uziemione.

Przegląd rozpoczyna się od spuszczenia oleju z komory łącznika mocy i zdjęcia pokrywy głowicy. Następnie należy podnieść łącznik mocy przenieść poza transformator. Jeśli przegląd przełącznika powoduje zatrzymanie procesu produkcyjnego fabryki to zaleca się przygotowanie zapasowego łącznika mocy, który można bezzwłocznie zainstalować i jaknajszybciej uruchomić transformator. Przed zainstalowaniem zapasowego łącznika mocy należy dokonać inspekcji wnętrza komory olejowej i oczyścić ją z sadzy; szczególną uwagę należy zwrócić na oczyszczenie drążków izolacyjnych wewnątrz komory. Następnie należy sprawdzić napęd i przeniesienie napędu do przełącznika zaczepów. Po zakończeniu tych prac należy zainstalować zapasowy łącznik mocy, napełnić komorę nowym olejem i przygotować transformator do ponownego włączenia.

W tej sytuacji przegląd wyjętego z komory łącznika mocy można wykonać bez pośpiechu prowadząc staranną ocenę stopnia zużycia podzespołów i wymianę zużytych części. Jednakże dla obniżenia kosztów można wykonać przegląd łącznika mocy wyjętego z transformatora podczas pobytu ekipy wydelegowanej do wykonania przeglądu przez dział obsługi MR.

Po zakończeniu przeglądu należy sprawdzić funkcjonowanie napędu przy sterowaniu ręcznym oraz elektrycznym w całym zakresie regulacji. Łożyska i przekładnie wału napędowego, a także odwilżacz i ta część konserwatora, w której znajduje się olej z komory łącznika mocy powinny także być sprawdzone.

Przekaźnik zabezpieczający przełącznik zaczepów powinien być sprawdzony i ten sprawdzian obejmuje współdziałanie przekaźnika z wyłącznikiem. Należy się upewnić, że wyłącznik nie może być zamknięty jeśli zadziałał przekaźnik zabezpieczający przełącznika zaczepów.

Wymagania, które ma spełniać olej izolacyjny w temperaturze pracy, ustalone przez CIGRE w raporcie 12-13 (1982):

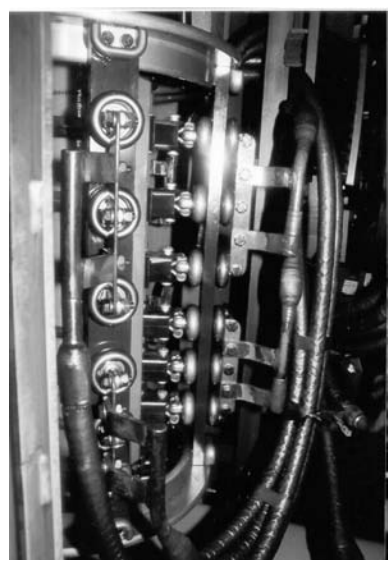
Zastosowanie przełącznika zaczepów	Zawartość wody*	Wytrzymałość dielektryczna**
- w punkcie gwiazdowym uzwojeń	< 40 ppm	> 30 kV / 2.5 mm
- w auto-transformatorze albo w uzwojeniu połączonym w trójkąt	< 30 ppm	> 40 kV / 2.5 mm

* mierzona metodą Karla Fischera (IEC Publ. 814)
** mierzona według DIN 57 370 część 1 / VDE 0370 część 1

3.2 PRZEGLĄD WYBIERAKA

Przegląd wybieraka musi być przeprowadzony jeśli przełącznik zaczepów wykonał 1 milion operacji łączeniowych. Ta ilość operacji może być zwiększona do 1.5 miliona, jeśli przełącznik typu M jest wyposażony w specjalnie wykonane styki wprowadzone obecnie do produkcji. Informacje o rodzaju styków wybieraka można uzyskać z Działu Obsługi MR podając numer seryjny przełącznika.

Aby ułatwić dostęp do wybieraka niektóre wytwórnie transformatorów instalują włazy do kadzi ze zdejmowaną pokrywą.



Rys. 20. Otwarty właz w ścianie kadzi transformatora piecowego z widokiem na wybierak przełącznika typu M 1 1500.

Przed przeglądem wybieraka należy spuścić olej z kadzi transformatora. Jeśli przełącznik jest umieszczony w osobnej kadzi to należy spuścić z niej olej. Przegląd obejmuje następujące czynności:

- Sprawdzenie stałych końcówek wybieraka
- Sprawdzenie i w razie potrzeby wymiana ruchomych styków wybieraka oraz styków zmieniacza.
- Podczas sprawdzenia należy zmierzyć nacisk styków.
- Sprawdzenie łożysk, luzów i osiowego ustawienia wału wybieraka

Oprócz specjalistów wykonujących przegląd przełącznika zaczepów, zaleca się zlecenie przeglądu wybieraka wytwórni transformatora albo wyspecjalizownej firmie. Plan koordynacji prac albo kalendarz robót powinien być przygotowany przed przystąpieniem do przeglądu.

Taki plan powinien obejmować następujące czynności:

- Spuszczenie oleju z kadzi
- Otwarcie pokryw z włazów na ścianie kadzi, bądź otwarcie transformatora przez zdemontowanie pokrywy kadzi jeśli nie ma w niej włązów.
- Zapewnienie nadmuchu suchego powietrza do wnętrza transformatora jeśli pracownik obsługi musi wejść do kadzi.
- Wykonanie pracy na wybieraku przełącznika, a jeśli zajdzie potrzeba na transformatorze.
- Upewnienie się, że rozłączone przewody zostały ponownie dołączone do wybieraka.
- Zamknięcie pokrywy włazów po zakończeniu prac w kadzi.
- Napełnienie kadź olejem i przygotowanie transformatora do ponownego załączenia.

3.4 CZAS ŻYCIA TECHNICZNEGO ŁĄCZNIKA MOCY I WYBIERAKA

Konstrukcja łącznika mocy przewiduje jego wymianę po 800 000 operacji łączeniowych. Dotychczasowe doświadczenie wskazuje, że czas życia technicznego wybieraka wynosi około 4 miliony operacji łączeniowych.

3.5 CZAS POTRZEBNY DO WYKONANIA PRZEGLĄDU

Przyjmując, że przeglądy są wykonywane regularnie, zgodnie z instrukcją wytwórni, wówczas przegląd przełącznika można wykonać w taki sposób aby wyłączenie transformatora nie przekraczało jednego dnia. W zależności od dostępu do przełącznika, przegląd może być wykonywany przez więcej niż jednego pracownika co pozwala skrócić czas pracy.

Przegląd wszystkich trzech wybieraków w transformatorze trójfazowym zajmuje około trzech dni, jeśli odpowiednie części w transformatorze są łatwo dostępne.

Ta ocena czasu potrzebnego do wykonania przeglądu odnosi się do obecnie produkowanych przełączników. Wyroby AEG/TU/Siemens mogą wymagać przeglądu w warsztacie wyposażonym w specjalne narzędzia, np. nitowanie obudowy styków ruchomych wybieraka produkcji AEG/TU.

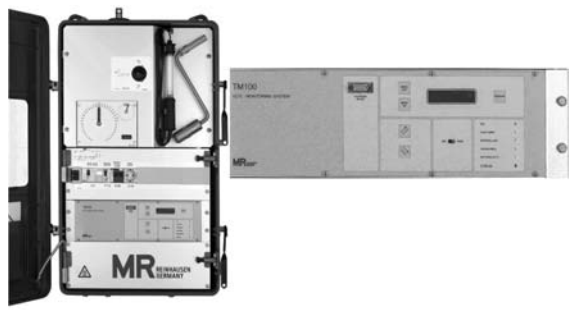
4. MONITOROWANIE PRACY PRZEŁĄCZNIKA ZACZEPÓW

Wiele przedsiębiorstw energetycznych i zakładów przemysłowych ocenia sprzęt energetyczny na podstawie kosztów nabycia i kosztów eksploatacyjnych. Wielu klientów wymaga ograniczenia kosztów eksploatacyjnych przełączników zaczepów a zarazem zwiększenia

ich niezawodności. Układ do monitorowania i diagnozy przełączników zaczepów TM100® umożliwia użytkownikom wprowadzenie strategii obsługi opartej o ocenę stanu technicznego wynikającą ze wskazań systemu monitorującego.

Następujące kryteria są stosowane przy tej ocenie;

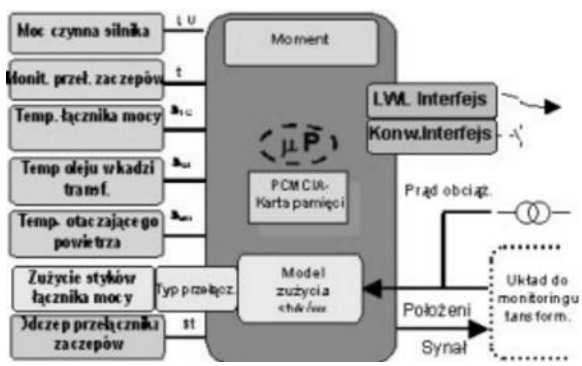
- Zużycie styków
- Zawartość sadzy w oleju
- Wymiana zużytych części
- Wczesne wykrywanie uszkodzeń



Rys. 21. Widok układu monitorującego TM 100 zainstalowanego w obudowie napędu typu ED

Powiększona płyta czołowa TM 100: 1 – interfejs obsługi, 2 – Wyświetlacz ciekło-krystaliczny, 3 – przyciski „ponoszenie/opuszczanie', 4 – przełącznik sterowanie zdalne-miejscowe, 5 – diody elektroluminescencyjne pokazujące stan urządzenia.

W układzie monitorującym można wyróżnić 6 funkcji:
Wyznaczanie momentu na wale napędowym
Pomiar temperatury
Położenie przełącznika zaczepów
Model do obliczania zużycia styków
Pomiar prądu obciążenia
Monitorowanie łącznika mocy

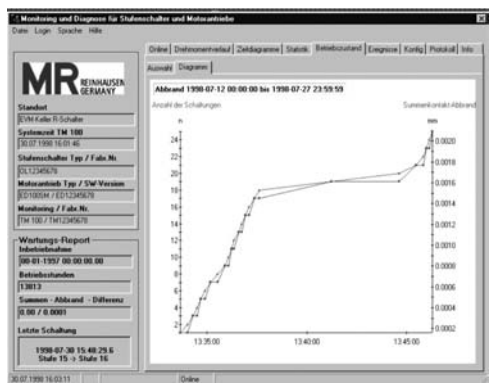


Rys. 22. Układ do monitorowania przełącznika zaczepów TM 100®. Schemat działania.

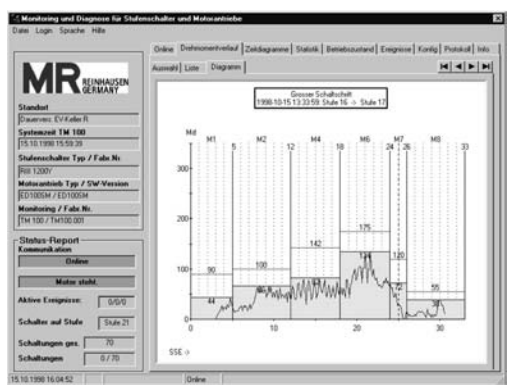
Moment wytworzony przez silnik napędu i wymagany przez przełącznik zaczepów jest wyznaczany bezpośrednio na drodze obliczeniowej z poboru mocy przez silnik napędu. Zachowanie się przekładni pomiędzy silnikiem a przełącznikiem zaczepów jest brane pod uwagę w tych obliczeniach. Temperatura oleju w komorze łącznika mocy oraz w głowicy są mierzone przez cyfrowe czujniki temperatury.

Pomiar położenia wału napędowego polega na dokładnym określeniu położenia kątowego wybieraka podczas całego cyklu przełączania zaczepów. W ten sposób układ monitorujący może dokonać korekty pomierzonego momentu na wale uwzględniając rzeczywiste położenie wybieraka albo zmieniacza.

Matematyczny model do obliczania stopnia zużycia styków zainstalowany w komputerze używa zgromadzone wyniki badań laboratorium prób zniszczeniowych oraz doświadczenia działu obsługi jako bazę danych do przewidywania czasu następnego przeglądu przełącznika zaczepów. Do tego przewidywania niezbędny jest pomiar prądu przerywanego przez łącznik mocy.



Rys. 23. Prezentacja graficzna stopnia zużycia styków na ekranie układu monitorującego



Rys. 24. Wykres zmian momentu na wale napędowym podczas jednego cyklu przełączania zaczepów.

Na zarejestrowaną krzywą naniesiono graniczne, dopuszczalne wartości momentu dla danego egzemplarza przełącznika. Przekroczenie tych wartości świadczy o wadliwym działaniu mechanizmu.

Rejestracja momentu na wale napędowym jest zsynchronizowana z przełączaniem zaczepów w łączniku mocy, który wysyła impuls synchronizacji do rejestratora. Dzięki temu można podzielić zarejestrowany przebieg momentu na osiem segmentów, a każdy z nich odpowiada określonej operacji. Podczas końcowej próby wyrobu w wytwórni wyznaczone są dopuszczalne wartości graniczne momentu w każdym z ośmiu segmentów dla danego egzemplarza przełącznika zaczepów. Dane te są zapisane w pamięci komputera układu monitorującego.

Układ do monitorowania i diagnozy przełącznika zaczepów TM 100® stanowi część składową napędu typu ED. Zewnętrzne wymiary napędu ED wyposażonego w układ monitorujący (oznaczony symbolem ED100SM) nie różnią się od typowego napędu z konwencjonalnym systemem sterowania. Wszystkie funkcje napędu ED100SM są takie same jak w napędzie konwencjonalnym ED. Mikrołączniki potrzebne do sterowania sekwencją czynności konwencjonalnego napędu i inne funkcje przejęte przez mikroprocesor, są zachowane aby zwiększyć niezawodność działania [4].

Ponadto opracowano sposób instalowania układu monitorującego w konwencjonalnym napędzie przełącznika, jednakże w takim przypadku układ monitorujący jest umieszczony w oddzielnej obudowie.

Razem z układem monitorującym można otrzymać przyrząd, który oferuje opcję wykonywania obsługi stosownie do stanu technicznego, stanowiącą dodatek do obecnie znanych kryteriów prowadzenia obsługi.

5 PRZEŁĄCZNIK ZACZEPÓW Z ŁĄCZNIKIEM PRÓŻNIOWYM

Nowy typ VV podobciążeniowego przełącznika zaczepów (OLTC) z łącznikami próżniowymi zapewnia 150 tysięcy operacji albo 15 lat służby pomiędzy przeglądami. Cena takiego OLTC jest około 40% wyższa od konwencjonalnej konstrukcji, jednakże niższy koszt eksploatacyjny uzasadnia nieco wyższą cenę. Przełącznik typu VV rozwiązuje problemy wysokiej częstości łączeń w transformatorach zasilających piece łukowe jeśli ilość stopni regulacji nie przekracza 23, zapewnia niezawodną pracę transformatorów zasilających prostowniki prądu stałego wysokiego napięcia, a także spełnia zaostrzone wymagania ochrony środowiska [8].

Specjalny opornik w obwodzie styków pomocniczych tłumi nieustalony prąd zwarciowy, a dodatkowy łącznik szeregowy eliminuje skutki możliwych wtórnych zapłonów w komorze łącznika próżniowego.

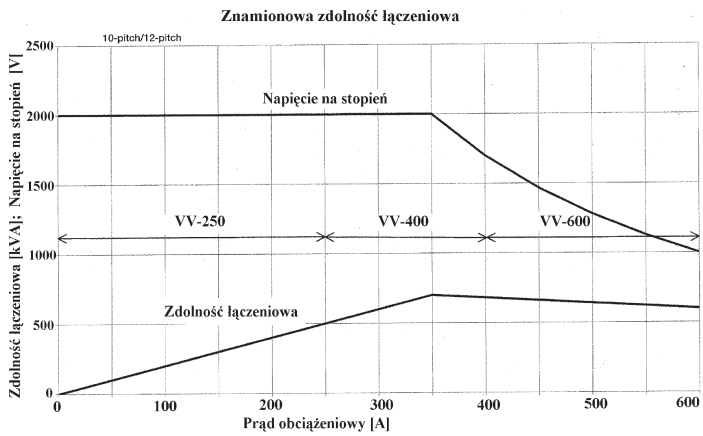
5.1 PODOBCIĄŻENIOWY PRZEŁĄCZNIK ZACZEPÓW Z KOMORAMI PRÓŻNIOWYMI, TYPU VV

Łącznik próżniowy od wielu lat jest stosowany w sieciach średniego napięcia i jego zdolność łączeniowa odpowiada wymaganiom stawianym przez przełączniki zaczepów do transformatorów średniej mocy.

Dzięki zastosowaniu komór próżniowych wyeliminowano przerywanie i gaszenie łuku w oleju, który w przełączniku zaczepów typu VV pełni jedynie funkcją izolacji naprężanej

dielektrycznie. W przeciwieństwie do oleju wypełniającego komorę łącznika mocy w konwencjonalnym przełączniku zaczepów, olej w przełączniku typu VV nie jest wystawiony na działanie wysokiej temperatury wyładowania łukowego i podlega rozkładowi.

Recykling oleju może być przeprowadzany w znacznie dłuższych odstępach czasu i jest mniej kosztowny. Przeglądy i konserwacja przełącznika typu VV są także znacznie uproszczone z uwagi na brak zużywających się styków łącznika mocy.



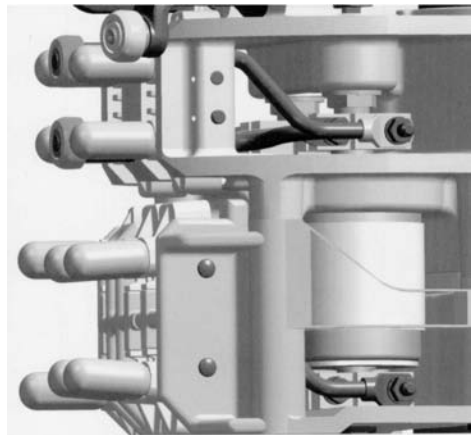
Rys. 25. Zdolność łączeniowa i dopuszczalne napięcie na stopień przełącznika typu VV dla modeli na prąd maksymalny 250 A, 400 A i 600 A.

Dobór przełącznika zaczepów do określonego transformatora polega na ustaleniu prądu znamionowego i napięcia na stopień regulacji, a także innych parametrów wynikających z układu połączeń uzwojenia, tak jak to przebiega dla konwencjonalnych przełączników typu V. Dla ilustracji przedstawiono grafik zdolności łączeniowej przełącznika typu VV na Rys. 21.

5.2 KOMORY PRÓŻNIOWE

Szybkość łączenia w przełączniku zaczepów jest mniejsza od tej, którą stosuje się w wyłącznikach sieciowych. Z tego powodu firma Siemens opracowała specjalną konstrukcję komory próżniowej o zwolnionym działaniu. Komory próżniowe są stosowane od 20 lat w przełącznikach zaczepów produkowanych przez oddział firmy MR w Stanach Zjednoczonych, w przełącznikach typu indukcyjnego. Niezawodne działanie komór próżniowych jest potwierdzone zebranym tam doświadczeniem.

Jak wiadomo, w komorach łączników próżniowych mogą występować zapłony wtórne do czasu ok. 50 ms po zgaszeniu łuku. W takim bardzo rzadkim przypadku, łącznik próżniowy przewodzi prąd aż do chwili następnego przejścia prądu przez zero. Przyczyną takiego zapłonu wtórnego mogą być cząsteczki zerodowanego materiału elektrod, które pod wpływem wibracji a także pod działaniem sił pola elektromagnetycznego przesuwają się do silnie naprężanego obszaru pomiędzy elektrodami komory próżniowej. Takie zjawisko, zwane opóźnionym zapłonem wtórnym występuje raz na kilka milionów operacji łączeniowych. Komorę próżniową zastosowana w przełączniku typu VV pokazano na Rys. 26.

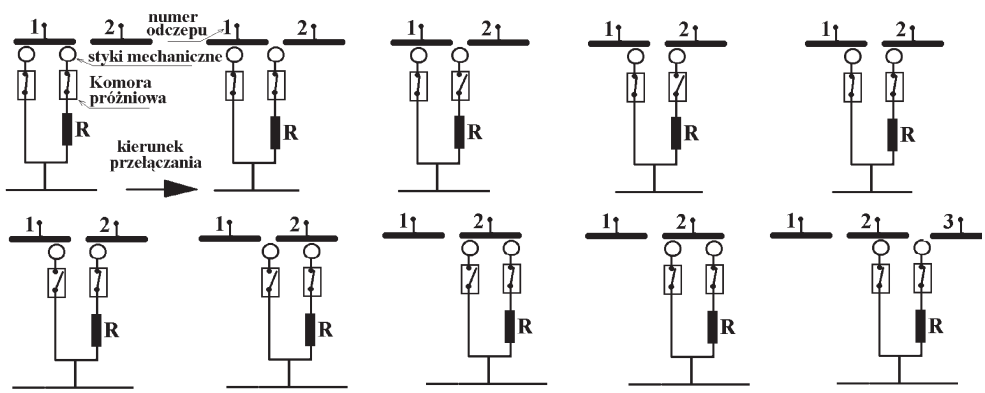


Rys. 26. Komora próżniowa zainstalowana w przełączniku typu VV. Po lewek stronie widoczny zestaw trzech styków, które wraz z całym mechanizmem przesuwają się wokół styku stałego o kształcie zbliżonym do cygara.

Wszystkie modele przełącznika zaczepów typu VV są wyposażone w styki mechaniczne połączone szeregowo z komorą próżniową. Te pomocnicze styki otwierają się pomiędzy 14 ms a 20 ms po przerwaniu prądu przez komorę próżniową i odłączają tą komorę od napięcia powrotnego.

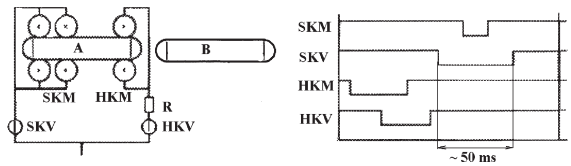
W konsekwencji opóźniony zapłon wtórny może wystąpić jedynie w okresie czasu do co najwyżej 20 ms i jest zgaszony co najpóźniej przy następnym przejściu prądu przez zero, to jest do 30 ms licząc od przerwania prądu przez komorę próżniową.

Sekwencja przenoszenia prądu z jednego odczepu uzwojenia regulacyjnego na następny została przedstawiona na rys. 27. Pokazano tam komorę próżniową oraz styki mechaniczne w gałęzi głównej oraz pomocniczej, zaznaczając tor prądu kropkami wokół elementów wiodących ten prąd.



Rys. 27. Graficzna prezentacja kolejnych 10 etapów przełączania z jednego stopnia regulacji na następny.

Na Rys. 28 podano schemat połączeń styków głównych oraz czas otwarcia i zamknięcia komór próżniowych i styków mechanicznych.



Rys. 28. Schemat połączeń styków głównych – SKM oraz głównej komory próżniowej – SKV, a także styków pomocniczych – HKM i pomocniczej komory próżniowej HKV. Opornik ograniczający prąd zwarciowy sekcji uzwojenia regulacyjnego – R, oraz dwa skrajne położenia styków ruchomych A i B pokazano po lewej stronie. Sekwencję zamykania i otwierania styków i komór próżniowych przedstawia grafik po prawej stronie.

Podsumowując to rozważanie można stwierdzić, że opóźnione zapłony wtórne nie zagrażają przełącznikowi typu VV z dwóch powodów:

1. Zastosowano pomocnicze mechaniczne styki połączone szeregowo z komorą próżniową aby ograniczyć opóźnione zapłony do co najwyżej 30 ms po przerwaniu prądu. Ten okres czasu jest zbyt krótki aby zapoczątkować zwarcie pomiędzy odczepami uzwojenia regulacyjnego podczas procesu przełączania z jednego stopnia regulacji na drugi.
2. Styki mechaniczne są tak dobrane aby wytrzymać obciążenie krótkotrwałym prądem płynącym co najwyżej przez pół okresu (10 ms). Należy dodać, że prąd taki występuje niezmiernie rzadko.

5.3 ZASTOSOWANIA PRZEŁĄCZNIKA TYPU VV

Nowy przełącznik VV można stosować jako bezpośrednie zastępstwo przełącznika typu H, który nie jest rozpowszechniony w Polsce. Jednakże, nowy typu przełącznika znajdzie główne zastosowanie tam gdzie jego własności uzasadniają około 40% wyższy koszt w porównaniu do konwencjonalnego typu V o takiej samej zdolności łączeniowej.

Główną zaletą przełącznika typu VV jest wielka ilość operacji łączeniowych (150,000) lub 15 letni okres pracy pomiędzy kolejnymi przeglądami. Ponadto brak produktów rozkładu oleju jest istotną zaletą w warunkach zaostrzonych wymagań ochrony środowiska, a także mniejsze koszty recykling oleju. W przypadku transformatorów o dzwonowej konstrukcji kadzi instalacja przełącznika typu VV jest ułatwiona bo nie ma potrzeby montowania przekładni na głowicy przełącznika.

5.4 PRZEŁĄCZNIKI SERII VR

Obecnie wprowadzane są przełączniki z komorami próżniowymi pozwalającymi na pracę przy prądzie znamionowym 1300 A. Nowa seria przełączników VR pozwoli na zastąpienie konwencjonalnych przełączników olejowych typu M i typu R.

6 PRZEŁĄCZNIK Z TYRYSTORAMI

Odmienne rozwiązanie stanowi przełącznik typu TADS (**T**hyristor **A**ided **D**iverter **S**witch), który ostatnio został wprowadzony do eksploatacji. W TADS zastąpiono łącznik mocy przez

układ zawierający tyrystory, które włączają i przerywają prąd obciążenia transformatora [9]. Tyrystory, podobnie jak łącznik próżniowy, eliminują występowanie łuku elektrycznego w oleju i erozję styków, która ogranicza ilość operacji konwencjonalnego przełącznika.

Układ sterujący zapłonem tyrystorów ROMAT (**RO**tating **MA**gnetic **T**rigger) jest zasilany z małej prądnicy z magnesami stałymi, która jest napędzana przez ruch styków głównych przełącznika w czasie ich zamykania i otwierania. Stojan tej prądnicy posiada oddzielne uzwojenie dla każdego z tyrystorów, które są na różnym potencjale. Niezawodność układu sterującego zależy w dużym stopniu od izolacji tych uzwojeń.

Najwyższy prąd obciążenia TADS jest ograniczony do 1000 A, ponieważ dopuszczalna temperatura pracy półprzewodnikowego łącza tyrystorowego wynosi 125°C. Taki prąd obciążenia powoduje około 10 K przyrost temperatury półprzewodnikowego łącza ponad temperaturę otaczającego oleju, która nie może przekroczyć 115 °C.

Istotną zaletą TADS jest taka konstrukcja układu tyrystorowego, która pozwala na zastąpienie go przez produkowany od dawna konwencjonalny przełącznik. Dzięki temu można zastąpić uszkodzony układ tyrystorowy wstawiając konwencjonalną głowicę bez konieczności wymiany całego przełącznika.

Najwyższe napięcie na stopień regulacji nie przekracza $U_{st} \leq 1300$ V dla tyrystora o napięciu znamionowym 5,6 kV, a $U_{st} \leq 1900$ V dla tyrystora o napięciu znamionowym 8 kV. Tyrystory nie mogą być łączone szeregowo z uwagi na ograniczenie wymiarów głowicy. W efekcie została ograniczona zdolność łączeniowa na stopień regulacji, ponieważ prąd obciążenia nie może być większy od 1000 A.

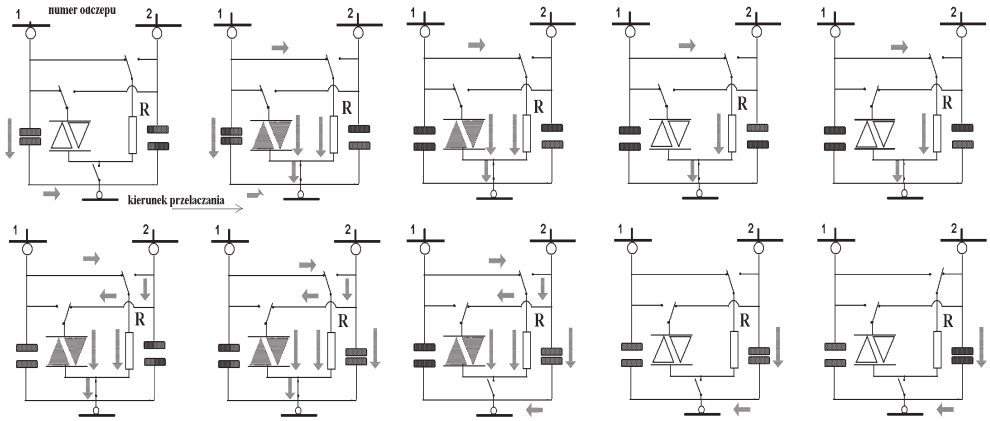
OLTC z łącznikami próżniowymi zostały zainstalowane i pracują od kilku lat w około tysiącu sieciowych i przemysłowych transformatorów. Natomiast TADS niedawno wprowadzono do próbnej eksploatacji i nie zebrano jeszcze dotychczas doświadczeń operacyjnych, które pozwalają na ocenę niezawodności układu tyrystorowego i ROMAT'u przy różnych warunkach obciążeniowych i zwarciowych.

6.1. PRZEŁĄCZANIE PRĄDU W PRZEŁĄCZNIKU TYPU TADS

Sekwencja przenoszenia prądu z jednego odczepu uzwojenia regulacyjnego na następny stosowana w OLTC z łącznikami próżniowymi została przedstawiona na Rys. 23. Pokazano tam dwie komory próżniowe włączone w gałęzi głównej oraz pomocniczej, a także styki mechaniczne wybieraka i opornik R, który ogranicza prąd płynący pomiędzy odczepami uzwojenia regulacyjnego w położeniu piątym.

W zasadzie sekwencja operacji łączeniowych w TADS i VV jest podobna, jednakże konstrukcja TADS jest bardziej złożona bo oprócz styków wybieraka zawiera trzy mechaniczne styki pomocnicze, dwa styki główne oraz ROMAT, który steruje zapłonem tyrystora. Niezawodność takiego OLTC zależy od ilości podzespołów i niezawodności każdego z nich. Dotychczas nie zgromadzono jeszcze wystarczających danych operacyjnych aby ocenić średni czas pomiędzy wymianą uszkodzonych elementów i nie można jeszcze ustalić ilości łączeń po której należy dokonać przeglądu.

Sekwencja operacji wykonywanych przez OLTC z tyrystorami podczas przenoszenie prądu obciążeniowego z jednego odczepu uzwojenia regulacyjnego na następny jest pokazana na Rys. 29



Rys. 29. TADS wykonuje 10 operacji aby przełączyć prąd obciążenia z odczepu #1 na #2.

Tyrystor przewodzący oznaczono zacieniowanym trójkątem. Trzy styki pomocnicze oznaczono cienką linią, a dwa styki główne zacieniowanymi prostokątami. Styki wybieraka są oznaczone kółkiem. Strzałką zaznaczono kierunek przepływu prądu. Oprócz prądu obciążenia występuje prąd krążący pomiędzy odczepami 1 i 2 przez opornik R i tyrystor, który jest w stanie przewodzenia w położeniu 6 do 8.

6.2 ZDOLNOŚĆ ŁĄCZENIOWA PRZEŁĄCZNIKA TADS

Zdolność łączeniowa TADS jest ograniczona przez najwyższe napięcie jaki można przyłożyć do tyrystora, oraz najwyższą dopuszczalną temperaturę łącza półprzewodnikowego. Teoretycznie można by powiększyć napięcie na stopień łącząc szeregowo kilka tyrystorów. Jednakże powoduje to zwiększenie wymiarów części aktywnej OLTC i nie pozwala na zastąpienie układu tyrystorowego przez głowicę konwencjonalnego przełącznika.

Najwyższe napięcie na stopień regulacji konwencjonalnego OLTC osiąga 5 kV.

Łącznik próżniowy z łatwością wytrzymuje takie napięcie, natomiast dla tyrystora najwyższe dopuszczalne napięcie na stopień wynosi 1.5 kV, (bądź 1.9 kV dla tyrystorów o wyższych parametrach). Stanowi to istotne ograniczenie zdolności łączeniowej OLTC z tyrystorami w porównaniu do OLTC z łącznikami próżniowymi.

6.3 OGRANICZENIE DOPUSZCZALNEJ TEMPERATURY

Przełącznik zaczepów zainstalowany w kadzi transformatora jest poddawany suszeniu i impregnacji razem z transformatorem. W przypadku suszenia w komorze ewaporacyjnej może wystąpić uszkodzenie elementów układu tyrystorowego, a zatym część aktywna przełącznika musi być wyjęta na czas suszenia i impregnacji transformatora. Natomiast OLTC z łącznikami próżniowymi nie ulega uszkodzeniu w suszarni ewaporacyjnej i nie ma potrzeby demontowania przełącznika na czas suszenia izolacji transformatora.

LITERATURA

[1] Max Breitsameter – “Stufenschalter für Transformatoren”, Maschinenfabrik Reinhausen, EVU-Betriebspraxis 1/2/93.

[2] Jörn Meyer, “Erhaltung der Betriebssicherheit von Stufenschaltern in Leistungstransformatoren”, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – MICAFIL Symposium 1996.

[3] W. Breuer, K. Stenzel, “Der Stufenschalter für Netz- und Industrietransformatoren”, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – Trafotech 82.

[4] Karsten Viereck “Tap Manager TM100™: Ein Monitoring- und Diagnosesystem für Stufenschalter als Bestandteil intelligenter Transformatorenperipherie”, Maschinenfabrik Reinhausen, MR maintenance strategy, Transform 9./10.11.98, Munich.

[5] Helmut Pürzer, Johannes Schnieders, “Transformatoren für eine Aluminiumhütte”, Siemens AG, Transformatorenwerk Nürnberg,, ETZ, issue 9/1996.

[6] Michael Knoop, Siegfried Köhle, “Auslegung von Drehstrom-Lichtbogenöfen mit hoher Reaktanz und hoher Ofenspannung”, Stahl und Eisen, issue 116 (1996).

[7] Jörn Meyer, „Transparency on MR maintenance strategies”, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Transform 9./10.11.98, Munich.

[8] H. Rotter, R. Malewski, „Przełącznik Zaczepów z Łącznikiem Próżniowym” Krajowa Konferencja Transformatorowa: Transformatory Energetyczne i Specjalne , Kazimierz Dolny, 2000. p. 177-185.

[9] J. Ainetter, et al. „Thyristor Aided Diverter Switch „TADS” –A Progressive Concept for the Prolongation of Maintenance-Free Intervals”, IEEE Transactions

[10] DTR Nr 17-0058 Podobciążeniowe przełączniki zaczepów typu PO z napędami silnikowymi typu Ns-3z. ELTA Łódź 1998.

[11] W. Rachaus-Lewandowska, M. Skowroński, „Problemy eksploatacji podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ) w STOEN Warszawa” seminarium: Współczesne konstrukcje, eksploatacja i diagnostyka podobciążeniowych przełączników zaczepów, Wisła-Jawornik 2002.

[12] M. Szrot, Z. Szymański „Zastosowanie mikrokomputera w diagnostyce PPZ” konferencja : Transformator – 95 Kołobrzeg 29 maj – 1 czerwca 1995

14. PRZEPUSTY WN

Prof. dr hab. inż. Zbigniew Gacek[1], **Mgr inż. Henryk Otręba**[2]
[1] Politechnika Śląska, [2] Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG S.A. Gliwice

Izolatory przepustowe (przepusty) są układami konstrukcyjnymi umożliwiającymi przeprowadzenie jednego lub kilku przewodów przez przegrodę typu ściana lub zbiornik i odizolowanie tych przewodów od przegrody (wg PN-E-2051:2002). Przepusty transformatorowe, zaliczane do grupy przepustów aparatowych, są ważnymi elementami każdego transformatora elektroenergetycznego, ponieważ pozwalają wyprowadzać na zewnątrz przewody prądowe (pod wysokim napięciem) przez uziemioną obudowę (kadź) urządzenia. Obejmują one dość szeroki asortyment wykonań i parametrów konstrukcyjnych w zależności od poziomu napięcia znamionowego sieci. Wysokonapięciowe przepusty mogą mieć izolację wewnętrzną o polu elektrycznym niesterowanym (większość przepustów SN o napięciu poniżej 52 kV) lub sterowanym (większość przepustów aparatowych o napięciu znamionowym wyższym niż 52 kV).*) Sterowanie polem odbywa się najczęściej metodą pojemnościową i jest realizowane za pomocą odpowiednio wykonanego wielowarstwowego układu (rdzenia izolacyjnego) przepustu, zawierającego między kolejnymi warstwami izolacji zwijanej (papieru) cienkie przewodzące okładziny kondensatorowe. Dlatego też takie przepusty nazywa się umownie przepustami zwijanymi typu kondensatorowego lub po prostu przepustami kondensatorowymi. Wydzielono je z grupy pozostałych izolatorów elektroenergetycznych, ponieważ mogą być zakwalifikowane zarówno do kategorii izolacji powietrznej (ze względu na zewnętrzną osłonę izolacyjną), jak i do kategorii izolacji wewnętrznej (ze względu na rozbudowany układ izolacyjny wewnątrz osłony przepustu). O specyfice i podstawowych właściwościach technicznych przepustów typu kondensatorowego decyduje jednak przede wszystkim dość rozbudowany układ izolacji wewnętrznej.

Podstawowymi parametrami izolatora przepustowego są: napięcie znamionowe wyrażone za pomocą największego napięcia urządzenia U_m i prąd znamionowy I_r. Parametry te decydują o postaci konstrukcyjnej i technologii wytwarzania oraz ściśle z nimi związanymi charakterystykami przepustu. Izolatory przepustowe transformatorowe powinny spełniać wymagania określone w normie PN-IEC 60137:2004, w której podana jest również ich szczegółowa klasyfikacja oraz zestawione są najważniejsze parametry techniczne.

Wysokonapięciowe przepusty o polu niesterowanym są wykonywane najczęściej jako porcelanowe (w postaci korpusu porcelanowego z wnęką powietrzną między torem prądowym a wewnętrzną ścianką izolacyjną) lub – znacznie rzadziej – kompozytowe (w postaci rury szkło-epoksydowej z zewnętrzna osłoną z hydrofobowego materiału polimerowego). Wadą izolatorów porcelanowych z wnęką powietrzną (zalaną olejem) jest nierównomierny rozkład pola elektrycznego wzdłuż ich powierzchni oraz niewielkie napięcie przeskoku. Takie proste rozwiązania konstrukcyjne są one jednak stosunkowo mało awaryjne, a do podstawowych problemów eksploatacyjnych zalicza się nieszczelność i uszkodzenia mechaniczne. Nieszczelność można usunąć we własnym zakresie, natomiast uszkodzenia mechaniczne są nienaprawialne. Takie izolatory dobiera się na podstawie kart katalogowych producenta. Widok średnionapięciowego przepustu transformatorowego porcelanowego o polu elektrycznym niesterowanym (przed zamontowaniem w transformatorze), pokazano na rys. 1a.

We współczesnych rozwiązaniach konstrukcyjnych średnio- i wysokonapięciowych przepustów aparatowych zasadniczą częścią jest zazwyczaj ich izolacja wewnętrzna (sucha, olejowa lub kombinowana), znajdującą się wewnątrz osłony izolacyjnej. Osłona zewnętrzna chroni izolator od wpływów środowiskowych (szczególnie wilgoci) oraz zapewnia mu wymaganą wytrzymałość elektryczną i mechaniczną. Widok wysokonapięciowego przepustu transformatorowego typu kondensatorowego o izolacji zwijanej i polu elektrycznym sterowanym pojemnościowo przed zamontowaniem w transformatorze, pokazano na rys. 1b.

Wysokonapięciowy przepust transformatorowy jest konstrukcją niesymetryczną, o znacznie dłuższej części górnej (znajdującej się poza kadzią transformatora) w porównaniu z częścią dolną (wewnątrz kadzi). Jeśli prąd znamionowych przepustu nie przekracza 1000 A, to torem prądowym jest na ogół linka miedziana o przekroju do 600 mm^2. W przepustach o większych prądach znamionowych stosuje się okrągły pręt lub rurę metalową.

W przepuście transformatorowym typu kondensatorowego można wyróżnić cztery najważniejsze części konstrukcyjne:

a) rdzeń izolacyjny (kondensatorowy) – zespolony zwykle z torem prądowym, zawierający najczęściej foliowe elektrody sterujące o stopniowanej długości osiowej;
b) głowicę – służącą przede wszystkim do połączenia toru prądowego z zaciskiem sieciowym przepustu i uszczelnienia konstrukcji;
c) dolną część wewnętrzną – zalaną olejem i wyposażoną w przegrody lub ekrany dielektryczne osłaniające wpust odpływu;
d) hermetycznie zamkniętą górną osłonę izolacyjną i – ewentualnie – osłonę dolną (przepusty o izolacji miękkiej).

Izolacja wewnętrzna przepustów kondensatorowych, warunkująca większość ich właściwości elektrycznych i cieplnych, ma postać wielowarstwowego rdzenia izolacyjnego. Jest to układ izolacyjny zwijany z wielu warstw papieru i żywicy (RBP- resin bonded paper, tzw. izolacja twarda), albo z wielu warstw papieru i żywicy przesyconego olejem mineralnym o małej lepkości (tzw. izolacja miękka). Papier stosowany do wyrobu rdzeni izolacyjnych powinien odznaczać się dużą wytrzymałością elektryczną i jak największą chłonnością sywiwa. W praktyce stosuje się papier o właściwościach zbliżonych do papieru kablowego. Taki papier nawija się na metalowy rdzeń w postaci rury mosiężnej lub pręta miedzianego.

Dobór takiego toru prądowego zależy głównie od prądu znamionowego przepustu. W trakcie procesu zwijania rdzenia izolacyjnego przepustu między warstwy papieru wkłada się cienkie ekrany sterujące wykonane z folii aluminiowej lub ekrany półprzewodzące nanoszone na papier metodą nadruku (tylko w przypadku przepustów typu RBP, firma Micafil). Ekrany służą do sterowania polem elektrycznym w rdzeniu izolacyjnym – zarówno w kierunku promieniowym, jak i osiowym. Są one okładkami kondensatorów „elementarnych", które wymuszają pojemnościowo rozkład napięcia w rdzeniu izolacyjnym przepustu.

Rdzenie izolacyjne przepustów o izolacji miękkiej i twardej są do siebie podobne pod względem konstrukcyjnym, różniąc się jednak nie tylko technologią wykonania, ale również wartościami niektórych parametrów materiałowych i wymiarowych. Wynika to m.in. z poniższego zestawienia:

rodzaj izolacji	przenikalność elektryczna względna ε_r	grubość jednej warstwy a_i (w mm)
twarda	3,6	1 2
miękka	4,5	2 4

Technologia wytwarzania rdzeni papierowo-żywicznych i papierowo-olejowych jest wprawdzie zupełnie inna, ale zasady sterowania polem elektrycznym i zadania poszczególnych części konstrukcyjnych są podobne. Przepusty o izolacji twardej mają stosunkowo niewielkie średnice i są mało wrażliwe na większość zagrożeń podczas ich eksploatacji. Ze względu na małą ilość zawartego w nich oleju stwarzają niewielkie zagrożenie pożarowe. Ponadto są one dość odporne na wyładowania niezupełne, ponieważ produktami rozkładu dobrych żywic są związki nieprzewodzące i niegazowe. Skutkiem długotrwałego oddziaływania wyładowań niezupełnych jest jednak powolna erozja materiałów stałych.

Obecnie, ze względu na tendencję do obniżania poziomów napięć probierczych (wytrzymywanych) i dopuszczalnej intensywności wyładowań niezupełnych w transformatorach, zakres zastosowania izolacji twardej ulega ograniczeniu. W przeciwieństwie do izolacji twardej, izolacja miękka jest podatna na zawilgocenie i może być impregnowana olejem tylko jednorazowo. Charakteryzuje się ona jednak wystarczającą odpornością cieplną, niewielkimi stratami dielektrycznymi oraz na ogół korzystnym i stabilnym przebiegiem charakterystyki współczynnika stratności w zależności od temperatury. Podstawową zaletą izolacji miękkiej jest możliwość spełnienia bardzo ostrych wymagań dotyczących dopuszczalnej intensywności wyładowań niezupełnych, a wadą – m.in. trudniejsza technologia wykonywania rdzeni izolacyjnych. Takie przepusty muszą być bardzo starannie uszczelnione (hermetyzowane) w celu całkowitego oddzielenia ich rdzeni od otaczającego środowiska, czyli powietrza w części górnej i oleju transformatora w części dolnej.

Zaletami przepustów o izolacji miękkiej są: dobre właściwości elektryczne, niewielka intensywność wyładowań niezupełnych przy napięciu roboczym, wystarczająca na ogół odporność cieplna i stabilny przebieg współczynnika strat dielektrycznych w funkcji temperatury. Wadą takich rozwiązań jest przede wszystkim trudniejsza technologia wytwarzania i mniejsza odporność na wyładowania niezupełne. Pomimo to, są to konstrukcje preferowane przez czołowych producentów transformatorów energetycznych dużej mocy i bardzo wysokich napięć.

Jednym z czynników decydujących o wymiarach i własnościach użytkowych wysokonapięciowych przepustów transformatorowych jest wymuszenie – metodą pojemnościową – jak najmniej nierównomiernego pola elektrycznego w kierunku osiowym a także promieniowym. Zasada sterowania polem elektrycznym w obu rodzajach rdzeni izolacyjnych jest taka sama, ponieważ polega na zwiększaniu pojemności części układu w okolicy kołnierza przepustu (gdzie występują największe gradienty potencjału). Rozróżnia się trzy warianty realizacji sterowania pola w przepuście kondensatorowym, uwarunkowane alternatywnymi kryteriami stałości składowych wektora natężenia pola elektrycznego. Najważniejszymi efektami stosowania odpowiednio dobranego układu ekranów sterujących są: częściowe wyrównanie rozkładu pola elektrycznego w obszarze dolnej (krótszej) części przepustu i ograniczenie wartości składowej osiowej wektora natężenia pola, stycznej do powierzchni w tej części rdzenia.

Głowica przepustu pełni wiele funkcji, z których najważniejszą jest połączenie toru prądowego z zaciskiem sieciowym przepustu, a ponadto musi ona:

- wywierać nacisk na uszczelki osłony izolacyjnej (na ogół za pośrednictwem sprężyny),
- hermetyzować przestrzeń miedzy górną osłoną izolacyjną a rdzeniem izolacyjnym,
- uczestniczyć w kształtowaniu obrazu pola elektrycznego wokół górnej części konstrukcji (jako swoisty ekran sterujący).

Dolna (aktywna) część rdzenia może mieć kształt stożkowy lub schodkowy. W pierwszym przypadku końce ekranów dochodzą do powierzchni rdzenia, a w drugim są ukryte w rdzeniu. Obtoczenie stożkowe pozwala na znaczące skrócenie długości tej części przepustu, dzięki większej dopuszczalnej wytrzymałości powierzchniowej tak ukształtowanego rdzenia. Długość górnej części przepustu jest uzależniona przede wszystkim od warunków środowiskowych, decydujących między innymi o minimalnej wysokości górnej osłony izolacyjnej.

Osłony izolacyjne przepustów typu kondensatorowego, czyli izolatory z otworem przelotowym (z kloszami albo bez kloszy), różnią się od siebie. Osłona górna jest najczęściej konstrukcją porcelanową z kloszami o średnicy zależnej od wymiarów górnej części rdzenia.1 Wysokość, kształt i rozmieszczenie kloszy są zależne od wymaganej wytrzymałości elektrycznej osłony i stopnia zanieczyszczenia atmosfery. W umiarkowanych i trudnych warunkach zabrudzeniowych zaleca się stosowanie osłon porcelanowych przemiennokloszowych (z kloszami o przemiennie zróżnicowanych średnicach, wykazujących dużą wytrzymałość elektryczną powierzchniową. Osłony narażone są również na obciążenia mechaniczne, pochodzące przede wszystkim od sił elektromagnetycznych podczas zwarć. Siły te wywołują naprężenia zginające w torze prądowym i materiale izolacyjnym osłony (obciążanie mechaniczne rdzeni izolacyjnych jest niedopuszczalne). W osłonę dolną są wyposażone przepusty o izolacji miękkiej. Osłona dolna, o wymiarach zależnych od wymiarów dolnej części rdzenia i rodzaju zastosowanego wpustu, jest wykonana z porcelany elektrotechnicznej lub kompozycji żywicznej (odpornej na olej). Ma ona kształt zbliżony do stożka i może być nieużebrowana lub słabo użebrowana. Olej w przepuście może być inny niż olej w transformatorze. Część wewnętrzna rdzenia izolacyjnego może być wydłużona, jeśli w przepuście zainstalowany jest przekładnik prądowy. Ekran uziemiony musi być wtedy również wydłużony, aby przekładnik znajdował się w jego obszarze. Rdzeń izolacyjny w części olejowej może być zabezpieczony

dodatkowo barierą izolacyjną, jeżeli odległość od osi przepustu (toru prądowego) do uziemionych elementów transformatora jest mniejsza od bezpiecznej odległości gwarantowanej przez producenta. Wymaga to uzgodnienia z producentem przepustu.

Izolacja wewnętrzna przepustów typu kondensatorowego jest narażona na wyładowania niezupełne w szczelinach powietrznych, zwłaszcza w okolicy ostrych krawędzi ekranów sterujących. Tym bardzo niekorzystnym zjawiskom zapobiega się przez staranne suszenie i nasycanie papieru żywicą lub olejem oraz stosowanie dużej liczby ekranów sterujących. Aby uniknąć przebicia cieplnego, szczególnie przy wyższych napięciach znamionowych, izolacja wewnętrzna przepustów powinna charakteryzować się małym i stabilnym w czasie współczynnikiem strat dielektrycznym.

Wysokonapięciowe przepusty transformatorowe typu kondensatorowego o izolacji zwijanej i polu elektrycznym sterowanym pojemnościowo mogą być wykonywane w trzech wersjach technologicznych, jako:

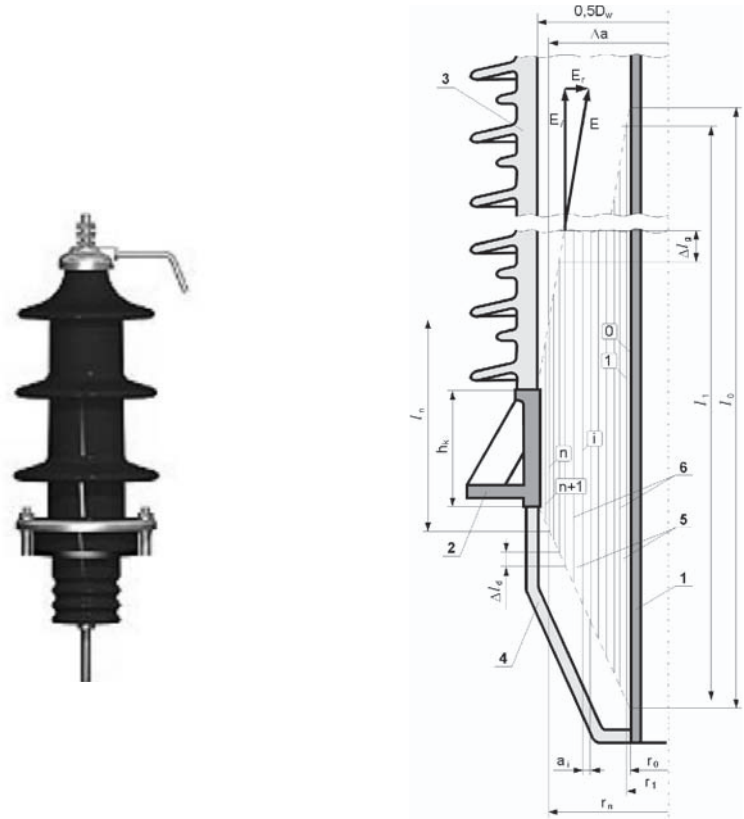
- przepusty z papieru sklejanego żywicą (RBP),
- przepusty z papieru impregnowanego żywicą (RIP).
- przepusty z papieru impregnowanego olejem (OIP).

Przepusty typu RBP były pierwszymi izolatorami o izolacji twardej, czyli papierowo-żywicznej. Były one bardzo popularne przede wszystkim w Europie, aż do lat 80-tych ubiegłego wieku. Podczas ich produkcji papier nawijany na gorąco powlekano jednostronnie specjalnie zmodyfikowaną żywicą fenolowo-epoksydową. Istniały jednak ograniczenia dotyczące szerokości powlekanego papieru (z uwagi na urządzenia powlekające), dlatego też produkcja takich przepustów na napięcia znamionowe wyższe od 245 kV była bardzo utrudniona (rdzenie łączono wtedy szeregowo-równolegle). Te ograniczenia technologiczne oraz wprowadzenie bardzo ostrych wymagań w zakresie dopuszczalnej intensywności wyładowań niezupełnych zahamowały rozwój przepustów o izolacji twardej. Mimo to są one jednak nadal produkowane i eksploatowane w transformatorach o napięciach znamionowych nie przekraczających w zasadzie 123 kV. Przyczyną takiego postępowania jest wystarczająca niezawodność w warunkach eksploatacyjnych, mimo stosunkowo intensywnych wyładowań niezupełnych. Jak wykazują dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne poziom wyładowań niezupełnych w takich przepustach nie wykazywał tendencji wzrostowej w długim przedziale czasu. Przepusty typu RBP o napięciach znamionowych do 145 kV są produkowane w Polsce prze Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG S.A. w Gliwicach.

Wykonywanie rdzeni izolacyjnych przepustów typu RIP oraz OIP wymaga zastosowania technologii impregnacji w próżni papieru kablowego, nawiniętego na rurę lub pręt miedziany. Podobnie jak w przypadku przepustów typu RBP, w trakcie procesu zwijania rdzenia wkładane są foliowe ekrany sterujące. W celu odparowania wody, z uwagi na dużą zawartość wody w papierze (do około 6%), rdzeń izolacyjny musi być starannie wysuszony.

Proces suszenia jest jednym z ważniejszych etapów technologicznych, o czym świadczy bardzo ostre wymaganie dotyczące największego dopuszczalnego poziomu zawilgocenia papieru po jego wysuszeniu. Jest to jednak niezbędne, aby można było zapewnić dobre właściwości elektroizolacyjne papieru oraz wyeliminować niebezpieczne szczeliny gazowe (jedne ze źródeł wyładowań niezupełnych), które mogą powstać podczas impregnacji żywicą lub olejem. Suszenie i impregnację wykonuje się w ogrzewanym zbiorniku, w którym można

regulować temperaturę i podciśnienie (możliwość uzyskania wysokiej próżni technicznej). Wstępne suszenie wykonywane jest przy ciśnieniu atmosferycznym i w temperaturze około 100°C, a następnie włączana jest pompa próżniowa. Podczas właściwego (próżniowego) suszenia rdzeń musi być również podgrzewany, aby kompensować ciepło parowania wody. Proces suszenia można uznać za zakończony, jeśli próżnia – wynikająca z przesłanek technologicznych – utrzyma się w zbiorniku w założonym przedziale czasu.



Rys. 1. Przykłady konstrukcji przepustów transformatorowych: a) widok przepustu porcelanowego o polu niesterowanym, b) szkic części przekroju przepustu typu kondensatorowego

1 – rura nośna (tor prądowy), 2 – uziemiony kołnierz, 3 – osłona izolacyjna górna, 4 – osłona izolacyjna dolna, 5 – warstwy izolacyjne rdzenia, 6 – ekrany sterujące r_0 – promień rury nośnej, l_0 – długość obliczeniowa rury nośnej zajętej przez rdzeń, $r_1,...,r_n$ – promienie ekranów, $l_1,...,l_n$ – długości ekranów
1 – głowica; 2 – rura nośna; 3 – rdzeń izolacyjny z ekranami sterującymi; 4 – kołnierz; 5 – osłona porcelanowa części napowietrznej; 5 – osłona części dolnej (olejowej)

Po procesie suszenia następuje proces impregnacji rdzeni izolacyjnych albo odgazowaną żywicą (przepusty typu RIP), albo odgazowanym olejem transformatorowym (przepusty

typu OIP). Rdzenie izolacyjne przepustów typu RIP impregnuje się zazwyczaj w specjalnych zbiornikach, a rdzenie przepustów typu OIP jako już częściowo zmontowane (bez uszczelnienia górnego).

Przepusty impregnowane w próżni są produkowane do transformatorów nawet o najwyższych napięciach znamionowych, bez konieczności stosowania specjalnych rozwiązań konstrukcyjnych wynikających z szerokości powleczonego papieru (jak w przypadku przepustów typu RBP). Z uwagi na prawie całkowite wyeliminowanie wilgoci z papieru oraz szczelin gazowych przepusty te charakteryzują się niedużą intensywnością wyładowań niezupełnych, aż do poziomu napięcia znamionowego izolatora. Jest to uwzględnione w wymaganiach sformułowanych w normie IEC 60137:2003, dotyczących dopuszczalnej intensywności wyładowań niezupełnych. Należy jednak podkreślić, że ostrzejsze wymagania w tym zakresie stawiane przepustom typu RIP oraz OIP są uzasadnione również tym, że są one znacznie mniej odporne na destrukcyjne działanie wyładowań niż przepusty typu RBP (w szczególności przy niewłaściwie przeprowadzonych procesach suszenia i impregnacji).

Rdzenie izolacyjne, decydujące w znaczącym stopniu o parametrach elektrycznych i wytrzymałości elektrycznej przepustów typu kondensatorowego, powinny być chronione od wpływów zewnętrznych. Części wewnętrzne rdzeni izolacyjnych przepustów typu RBP i RIP (o izolacji twardej) mogą być dostosowane do otaczającego środowiska, czyli oleju transformatorowego. Rdzenie izolacyjne przepustów typu OIP muszą być osłonięte zarówno w części zewnętrznej, jak i wewnętrznej, ponieważ rdzeń impregnujący papier nie może stykać się z olejem transformatorowym. Takie przepusty są z reguły wyposażone we wskaźnik poziomu oleju. W części zewnętrznej rdzenie izolacyjne chroni się od wpływów środowiskowych za pomocą osłony porcelanowej lub kompozytowej (klosze z elastomeru silikonowego nakłada się na tuleję nośną szkło-epoksydową). Przestrzeń między osłoną a rdzeniem izolacyjnym w przepustach typu RBP i RIP wypełniania jest specjalnym syciwem, uniemożliwiającym wnikanie wilgoci do rdzenia. Jest ona hermetycznie zamknięta za pomocą odpowiedniego uszczelnienia w okuciu górnym. Przepusty typu RIP mogą mieć klosze silikonowe nakładane bezpośrednio na rdzeń izolacyjny. W zależności od strefy zabrudzeniowej, w jakiej przepust jest eksploatowany określa się długość drogi upływu osłony zewnętrznej, uzyskiwana poprzez odpowiednie ukształtowanie kloszy. Norma IEC 60137:2003 wyróżnia 4 strefy zabrudzeniowe i określa współczynnik pozwalający obliczyć drogę upływu dla danego napięcia znamionowego i strefy zabrudzeniowej.

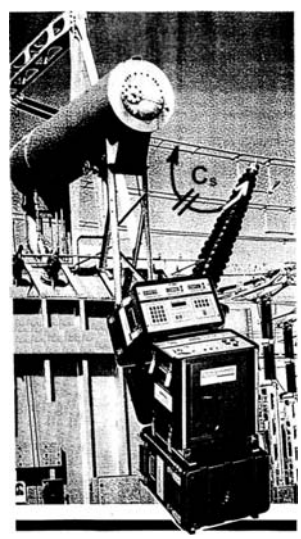
Przepusty wysokiego napięcia są wyposażone w gniazda pomiarowe, umieszczona na kryzie kołnierza mocującego przepust na pokrywie (kadzi) transformatora. Gniazda te umożliwiają pomiar parametrów elektrycznych transformatora i przepustu – głównie współczynnika strat dielektrycznych tgδ i intensywności wyładowań niezupełnych – podczas badań kontrolnych (typu i wyrobu) oraz w czasie eksploatacji. Przepusty transformatorowe należy bowiem traktować jako jedno ze „słabych ogniw" transformatorów z uwagi na to, że przebicie izolacji wewnętrznej przepustów może doprowadzić do eksplozji transformatorów (rys. 2).

Odrębnym zagadnieniem są badania kontrolne stanu izolacji transformatorów i przepustów w eksploatacji. Należy podkreślić, że stan izolacji przepustów powinien być oceniany niezależnie od oceny stanu izolacji transformatorów, w których są zainstalowane. Podczas badań okresowych transformatorów należy zwracać szczególną uwagę na stan izolacji ich przepustów. Jednocześnie jednak nie ma obecnie normy, która pozwalałaby jednoznacznie

określić zakres i sposób przeprowadzania badań eksploatacyjnych przepustów metodami elektrycznymi lub nieelektrycznymi.

Rys. 2. Gaszenie pożaru transformatora spowodowanego eksplozją widocznych przepustów

Do podstawowych badań stanu izolacji przepustów w eksploatacji należy zaliczyć pomiary rezystancji, współczynnika strat dielektrycznych tgδ oraz wyładowań niezupełnych mierzonych przede wszystkim metodą emisji akustycznej. Pomiar rezystancji, współczynnika strat dielektrycznych i pojemności wykonuje się albo jednym z przewoźnych układów do diagnozowania stanu izolacji urządzeń elektroenergetycznych (na przykład typu midas 2880 firmy Tettex), albo przewoźnym mostkiem C-tgδ, przystosowanym do pomiarów strat dielektrycznych transformatorów w eksploatacji (rys. 3). Taki mostek zawiera specjalny układ do kompensacji prądu płynącego od sąsiednich torów prądowych (pod napięciem) przez pojemność do badanego transformatora.



Rys. 3. Przenośny mostek C-tgδ przystosowany do pomiarów współczynnika strat dielektrycznych transformatorów i ich przepustów podczas eksploatacji(wg [5.1])

Problem oceny i – w konsekwencji – eliminowania lub ograniczania wyładowań niezupełnych jest istotny dla wielu urządzeń i aparatów elektroenergetycznych. Dotyczy to w szczególności bardzo drogich i bardzo ważnych transformatorów dużej mocy (w Polsce o mocy większej niż 100 MV·A i napięciu znamionowym co najmniej 220 kV). Pomiary wyładowań niezupełnych dostarczają bowiem ważnych informacji o stanie pracującego transformatora, którego koszty awarii mogą być kilkakrotnie większe od kosztów zakupu nowego urządzenia. W eksploatacji stosuje się układy do pomiary wyładowań niezupełnych w trybie on-line (w czasie rzeczywistym) umożliwiające ich ciągłą kontrolę i lokalizację w pracującym transformatorze. Najczęściej wykorzystuje się w tym celu metodę emisji akustycznej, ale trwają prace nad doskonaleniem elektrycznych metod pomiaru wyładowań niezupełnych w trybie on-line. Układ pomiarowy zawiera zazwyczaj komputer służący do zapamiętania zmierzonych wielkości, obliczania deskryptorów lub innych parametrów opisujących mierzone wyładowania oraz do interpretacji wyników pomiarów

Metody akustyczne w badaniach diagnostycznych bazują na osiągnięciach elektroakustyki. Wykorzystuje się tutaj zjawisko polegające na tym, że podczas wyładowań niezupełnych i innych procesów jonizacyjnych część energii elektrycznej w kanałach wyładowań zamienia się bardzo dynamicznie w energię mechaniczną, emitując złożony sygnał akustyczny. Zjawisko emisji akustycznej objawia się powstawaniem i propagacją fal sprężystych wygenerowanych w ośrodku podczas zachodzących w nim procesów wyładowań. Fale sprężyste rozchodzą się od źródła wyładowań do granic ośrodka materialnego i mogą być rejestrowane przez czujniki (przetworniki) pomiarowe jako impulsy akustyczne. Podstawowymi rodzajami szerokopasmowych przetworników mierzących impulsy akustyczne są hydrofony (umieszczane wewnątrz lub na zewnątrz kadzi) oraz przetworniki stykowe rezonansowe i mikrofonowe. Źródłem informacji o badanym zjawisku są sygnały akustyczne pochodzące od źródła wyładowań niezupełnych, które dochodzą do przetwornika pomiarowego (razem z nałożonymi na nie zakłóceniami wewnętrznymi). Przetwornik przekształca je na sygnały elektryczne i wraz z zakłóceniami zewnętrznymi przesyła do bloku obróbki sygnałów elektrycznych. Po wzmocnieniu i przefiltrowaniu dochodzą one analizatora emisji akustycznej lub karty pomiarowej przenośnego komputera.

Metoda emisji akustycznej stanowi ważne uzupełnienie metod pomiarowych stosowanych w diagnostyce układów izolacyjnych. Jest ona wprawdzie mniej dokładna niż metoda elektryczna badania wyładowań niezupełnych, ale jej najważniejsza cecha polega na możliwości stosowania nawet w bardzo trudnych warunkach eksploatacji. Metoda ta umożliwia detekcję (stwierdzenie występowania) i lokalizację wyładowań niezupełnych podczas pracy eksploatowanego urządzenia, ale istotnymi problemami są:

- pomiar intensywności wyładowań niezupełnych, utrudniony występowaniem na drodze propagacji sygnałów emisji akustycznej wielu warstw materiałowych o różnych współczynnikach tłumienia i odbicia,
- wysoki poziom zakłóceń akustycznych,
- złożony kształt geometryczny badanych obiektów, co utrudnia zamocowanie do ich powierzchni przetworników pomiarowych,
- stosowanie dielektryków o małym współczynniku sprężystości i złożonym ukształtowaniu.

Obecnie stosowane są dwie metody lokalizacji źródeł wyładowań niezupełnych mierzonych metodą emisji akustycznej:

a) metoda największej głośności (oparta na pomiarze amplitud sygnałów emisji akustycznej w różnych miejscach kadzi);
b) metoda triangulacyjna (oparta na pomiarze czasów opóźnień, z jakimi dochodzą sygnały emisji akustycznej do przetworników pomiarowych, rozmieszczonych w różnych punktach kadzi badanego transformatora).

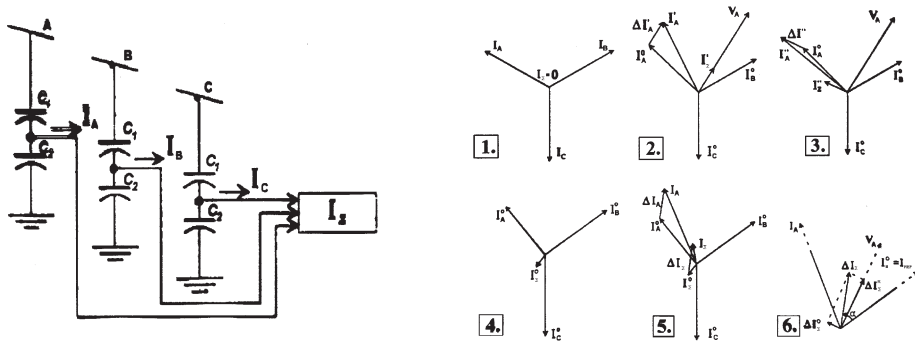
Trwają prace nad doskonaleniem metody emisji akustycznej do oceny intensywności wyładowań niezupełnych, polegające przede wszystkim na:

- szerokim analizowaniu źródeł sygnałów zakłócających wyniki pomiaru emisji akustycznej w celu ich rozpoznania i wyeliminowania,
- tworzeniu systemów ekspertowych, wykorzystujących rozmaite narzędzia do rozpoznawania form mierzonych wyładowań (sieci neuronowe, logikę rozmyta, analizę fraktalową),
- skorelowaniu wybranych deskryptorów z odpowiednimi wielkościami mierzonymi metodą elektryczną, na przykład z ładunkiem pozornym,
- określeniu wpływu parametrów drogi propagacji sygnałów emisji akustycznej na uzyskiwane wyniki pomiarów.

Istnieją przewoźne laboratoria diagnostyczne przeznaczone specjalnie do wykonywania pomiarów wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej, wykorzystywane głównie do transformatorów elektroenergetycznych dużej mocy.

Podobnie jak w dużych transformatorach elektroenergetycznych, również w przepustach typu OIP można zastosować metodę chromatografii gazowej do oceny ich stanu technicznego [5.3]. Wychodzi się bowiem z założenia, że gazy wytworzone w przepuście są efektem procesów starzenia cieplnego i elektrycznego jego izolacji wewnętrznej. Należy jednak podkreślić, że – ze względu na niewielką objętość oleju – ilościowe kryteria oceny stanu izolacji przepustu mogą być inne niż w przypadku transformatorów; prowadzone są prace w tym zakresie.

Takie badania eksploatacyjne są wykonywane dość rzadko (na ogół co kilka lat), więc nie zabezpieczają one w pełni przepustów przed uszkodzeniem. Dlatego też w transformatorach o bardzo dużej mocy (o strategicznym znaczeniu dla systemu elektroenergetycznego) coraz częściej instalowane są systemy ciągłego monitorowania między innymi stanu izolacji przepustów. Na rys. 4 pokazano przykład takiego systemu, mającego na celu rejestrowanie i monitorowanie prądu upływu przepustów w trójfazowym transformatorze elektroenergetycznym. Działanie takiego systemu oparte jest na założeniu, że prąd upływu przepustu powinien być taki sam we wszystkich trzech fazach, a więc suma wektorowa trzech prądów fazowych powinna być stała i równa lub przynajmniej bliska zeru, ponieważ przepusty nigdy nie są identyczne. Stopniowa lub nagła zmiana tej sumy oznacza stopniowe (rozwijające się) lub nagłe uszkodzenie układu izolacyjnego jednego z trzech przepustów. Jest to wyraźny sygnał diagnostyczny dla użytkownika transformatora o konieczności wykonania odpowiedniej obsługi eksploatacyjnej.



Rys. 5.4. Idea monitorowania prądów upływu przepustów w trójfazowym transformatorze elektroenergetycznym dużej mocy (wg [5.2])

LITERATURA:

[1] Malewski R., Kobi R., Kopaczyński D.J., Lemke E., Werelius P.: Instruments for HV Insulation Testing in Substations. CIGRE'2000 General Session, paper 12/33-06.

[2] Lachman M.F., Walter W., Skinner S.: Experience with On-line Diagnostics and Life Management of HV Bushings. 66th Annual Intern Conf. of Doble Customers, paper 3D Boston 1999.

[3] Graham J. S.: Tendencje w konstrukcji wysokonapięciowych przepustów transformatorowych. Mat. Konf. Transformator–95, Koszalin 1995.

PN-E-02051:2002 Izolatory elektroenergetyczne. Terminologia, klasyfikacja i oznaczenia.

PN-EN 60137:2004*) (U) Izolatory przepustowe na napięcie przemienne powyżej 1 kV.

PRZYPISY

*) Odrębnym problemem konstrukcyjnym i technologicznym są izolatory przepustowe wielkoprądowe na prądy znamionowe równe lub większe od 4 kA.

[1] Coraz częściej osłona górna jest konstrukcją kompozytową.

15. UKŁADY CHŁODZENIA OLEJU TRANSFORMATOROWEGO

Dr inż. Lucjan Pasierb
Akademia Górniczo - Hutnicza

Podczas pracy transformator wydziela znaczną ilość ciepła, które w sposób ciągły musi być odbierane na zewnątrz. W pierwszej kolejności ciepło odbierane jest przez olej we wnętrzu transformatora. Z punktu widzenia wymiany ciepła mamy tu do czynienia z wymianą ciepła w warunkach konwekcji swobodnej, spowodowanej grawitacyjnym przepływem oleju w transformatorze. Takie warunki odbioru ciepła charakteryzują się niską wartością współczynnika wnikania ciepła od uzwojenia do oleju, ale są najczęściej wystarczające.

Ze zwiększeniem mocy mogą one nie wystarczyć i konieczne jest wówczas zwiększenie przepływu. Powoduje to, że przepływ w kanałach olejowych jest wymuszony i zwiększą się przez to intensywność odbioru ciepła do oleju. W tym przypadku dodatkową rolę spełniają przegrody kierujące, stosowane powszechnie w technice chłodzenia cieczy, gdy mamy do czynienia ze stosunkowo niską wartością współczynnika wnikania ciepła. Olej opuszczając transformator jest przegrzany i wymaga dalszego schłodzenia.

Dalszy proces wymiany ciepła zapewniają odpowiednie układy chłodzenia, w których kluczową rolę odgrywa chłodnica oleju. Ciepło odbierane jest w wymienniku od oleju transformatorowego, płynącego po jego wewnętrznej, gorącej stronie i oddawane po stronie zewnętrznej. W zależności czy po stronie zewnętrznej czynnikiem odbierającym jest woda, czy powietrze mamy do czynienia z różnego rodzaju wymiennikami ciepła. W pierwszym przypadku są to wymienniki płaszczowo-rurowe, w drugim zaś chłodnice powietrzne.

Bez względu na typ, poprawna praca wymiennika wymaga spełnienia zasady równości strumieni cieplnych po obu jego stronach. Warunek ten ma postać:

$$\alpha_w \cdot A_w \approx \alpha_z \cdot A_z$$

Zależność tę interpretuje się następująco. Strumień ciepła scharakteryzowany wartością współczynnika wnikania ciepła α_w, wygenerowany na powierzchni A_w przez płynący z określoną prędkością gorący płyn powinien być odebrany w 100% przez jego całkowitą powierzchnię zewnętrzną A_z. Po przekształceniu powyższego warunku uzyskamy dalej:

$$\frac{A_z}{A_w} \approx \frac{\alpha_w}{\alpha_z}$$

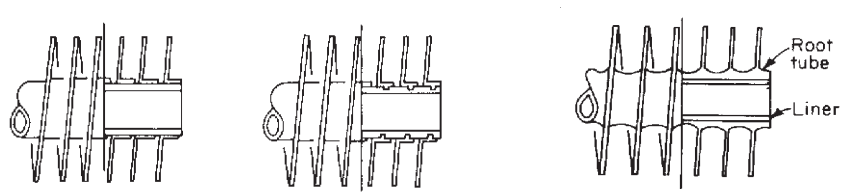
co pozwala skojarzyć dobór odpowiednich rur z prędkościami nośników biorących udział w wymianie ciepła.

W przypadku wymienników płaszczowo-rurowych wielkości współczynników wnikania ciepła po obu jego stronach nie różnią się znacznie tak więc do konstrukcji rdzenia można stosować rury obustronnie gładkie nie różniące się istotnie stosunkiem powierzchni zewnętrznej do wewnętrznej. Wartości współczynników wnikania ciepła projektuje się tutaj stosując wewnątrz chłodnicy system lamel kierujących, pozwalających na wielokrotne zmiany kierunku przepływu cieczy chłodzonej i tym samym wpływających na zwiększenie wartości współczynnika wnikania ciepła. Chłodnice płaszczowo-rurowe stosowane są głownie tam, gdzie jest łatwy dostęp do dużej ilości wody. Typowym zastosowaniem jest chłodzenie transformatorów piecowych.

Inaczej problem wygląda w przypadku chłodzenia powietrznego, tutaj problem zachowania warunku równości strumieni, jest trudniejszy ze względu na to, że wartości współczynnika α_w są od kilku do kilkunastu razy większe niż po stronie zewnętrznej. Zachodzi więc konieczność zwiększenia powierzchni oddającej ciepło do otoczenia. Osiąga się to przez ożebrowanie rury.

W krajowej sieci energetycznej zachodzi konieczność powszechnej wymiany powietrznych chłodnic oleju transformatorowego, skojarzonych z transformatorami średniej i dużej mocy. Zaistniały dwie podstawowe przyczyny warunkujące tą operację. Po pierwsze dostosowanie norm hałasu generowanego przez wentylatory chłodnic do norm obowiązujących w Unii Europejskiej i po drugie naturalne starzenie się chłodnic, wynikające z ich konstrukcji. Dotychczas rdzenie tych chłodnic zbudowane są bowiem z rur żebrowanych metodą nawijania taśmy stalowej na rurę nośną. Wskutek długoletniej eksploatacji w warunkach korozyjnych tracony jest kontakt żebra z rurą nośną. Chłodnica traci więc swoje własności cieplne mimo dużego wydatku wentylatora, związanego z wysokim poziomem hałasu.

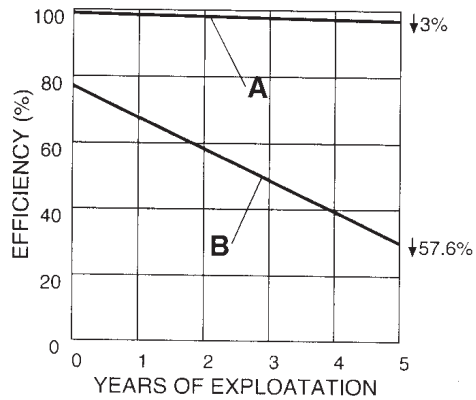
Chłodnice oleju transformatorowego instalowane przy transformatorach średniej i dużej mocy pracują nieprzerwanie przez okres kilku lat w trudnych warunkach atmosferycznych. Rdzenie tych chłodnic skonstruowane są z rur żebrowanych o rozwiniętej powierzchni zewnętrznej. Rury żebrowane o wysokich żebrach wykonuje się technologią nawijania taśmy aluminiowej lub stalowej w kształcie litery „L" na rurze bazowej, nawijaniu taśmy i zaciśnięciu w rowku naciętym w rurze bazowej „G" lub technologią walcowania na zimno radiatora aluminiowego na rurze bazowej „W" (Rys 1)



„L" „G" „W"

Rys. 1. Schemat różnych metod żebrowania

Z punktu widzenia długoletniej eksploatacji rury typu „L" oraz „G" są mniej przydatne z uwagi na możliwość wystąpienia w nich (na kontakcie rura bazowa-taśma) nieuchronnej korozji elektrochemicznej. Skutkuje to pogorszeniem kontaktu i w efekcie zmniejszeniem skuteczności wymiany ciepła. Sytuację tą ilustruje (Rys 2).



Rys. 2. Sprawność cieplana rur w funkcji czasu

Linia A na powyższym rysunku reprezentuje pracę rur bimetalowych wykonanych metodą walcowania na zimno, zaś linia B rur produkowanych metodą nawijania. Różnicę przebiegu obydwu krzywych można interpretować jako funkcję zmiennego w czasie cieplnego oporu kontaktowego „rura bazowa – ożebrowanie". Opór kontaktowy zależy od siły docisku w procesie żebrowania i im słabszy jest docisk tym cieplny opór kontaktowy jest większy. Stąd wynika różnica efektywności cieplnej na początku wykresu, która pogłębia się dalej z powodu procesów korozyjnych. Słaby docisk i różnice współczynnika rozszerzalności taśmy i rury bazowej ze wzrostem temperatury powodują powstanie stref podatnych na korozję, w wyniku której tworzą się tlenki, będące w istocie izolatorami cieplnymi. Wady tej pozbawione są rury walcowane, w których bardzo silny docisk zapewnia stosunkowo niski opór kontaktowy. Całkowicie problem oporu kontaktowego znika w przypadku monometalicznej rury żebrowanej, wytwarzanej metodą walcowania na zimno. Dlatego też w dalszych rozważaniach będą brane pod uwagę tylko rury monometaliczne lub bimetalowe.

SPECYFIKACJA I DOBÓR RUR DO KONSTRUKCJI CHŁODNICY OLEJU TRANSFORMATOROWEGO

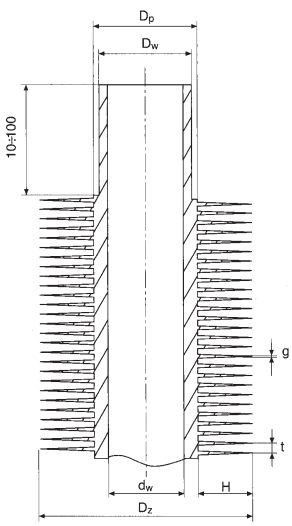
Z uwagi na stosunkowo niską wartość współczynnika wnikania ciepła od strony powietrza, do konstrukcji rdzenia chłodnicy potrzebna jest wydajna rura o rozwiniętej powierzchni zewnętrznej. Obszerną informację o takich rurach zawiera praca [1]. Ponieważ czynnikiem chłodzonym jest ciecz lepka, dlatego zdecydowano się również uwzględnić rury żebrowane

o zwiększonej powierzchni wewnętrznej. Obiecujące wyniki badań nad rurami dwustronnie żebrowanymi opisane szerzej w pracach [2], [3] i [4] uzasadniały zastosowanie ich w konstrukcji chłodnic oleju transformatorowego. Ostatecznie do analizy przydatności w/w rur wyspecyfikowano dwa typy umownie nazwane A, B. Rury te przedstawione są schematycznie na Rys 3 i 4 a ich charakterystyka geometryczna znajduje się w Tablicy 1.

Typ rury	D_z mm	D_p mm	D_w mm	d_w mm	d_h mm	H mm	g mm	t mm	n	A_z m^2/m	A_z/A_w
A	45	21	19	17	-	12	0,35	2,5	-	1,06	17,8
A1	37	21	19	17	-	8	0,35	2,5	-	0,66	
B	54	29	20	16	12,7	12,5	0,4	2,5	12	1,41	11,1

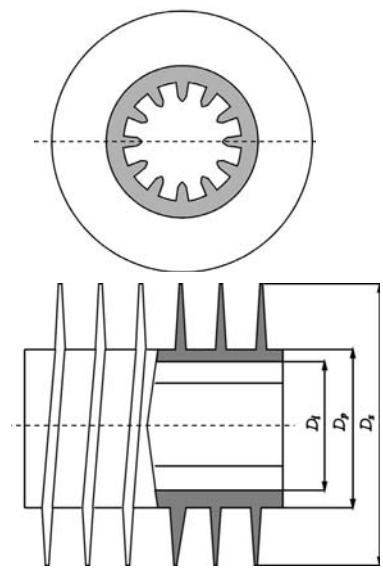
Tablica 1. Geometria wyspecyfikowanych rur żebrowanych

Typ **A** – rura bimetalowa nowej generacji, rura bazowa – stal nierdzewna,
Typ **A1** – rura bimetalowa o wymiarach dotychczas stosowanej rury nawijanej,
Typ **B** – monometaliczna rura aluminiowa dwustronnie żebrowana.



Rura typ A

Rys. 3. Schemat rury bimetalowej



Rura typ B

Rys. 4. Schemat rury monometalicznej

Z zestawienia przedstawionego w Tablicy 1 widać, że całkowita powierzchnia ożebrowania zewnętrznego, wykonana na drodze walcowania jest około dwukrotnie większa od ożebrowania tworzonego drogą lamelowania. Ponadto należy stwierdzić, że żebro uzyskane drogą walcowania jest utwardzone i bardziej sztywne niż cienka taśma, co ma znaczenie zarówno przy montażu jak i przy czyszczeniu chłodnicy po określonym okresie eksploatacji. Tak więc zastosowanie opisanych powyżej rur pozwoli na konstrukcję chłodnic oleju transformatorowego nowej generacji.

OGRANICZENIA CIEPLNO-PRZEPŁYWOWE W KONSTRUKCJI CHŁODNIC

Ilości ciepła odbieranego w chłodnicy oleju transformatorowego są różne w zależności od tego, czy mamy do czynienia z transformatorami średniej, czy dużej mocy. W pierwszym przypadku są to wielkości w granicach ≈ 100 kW a w drugim w granicach 300÷350 kW mocy cieplnej. Tę ilość ciepła trzeba odebrać od oleju transformatorowego. Olej transformatorowy z punktu widzenia chłodzenia jest cieczą dość specyficzną. Jego lepkość dynamiczna zmienia się bowiem w granicach temperatur 20÷85°C o dwa rzędy wielkości. Dlatego najlepsze własności chłodzące posiada w zakresie temperatur ≈ 80°C, gdzie jego lepkość jest zbliżona do lepkości dynamicznej innych cieczy nie uznawanych za ciecze lepkie.

W założeniach do projektowania chłodnic powietrznych zadane są następujące warunki dotyczące zarówno oleju jak i powietrza odbierającego ciepło:

1. Nagrzanie oleju ponad temperaturę otoczenia (nagrzanie oleju w transformatorze): zakres od (30÷55°C) przy czym projektować na 45°C.
2. Temperatura otoczenia (10÷40°C) przy czym projektować na 40°C
3. Strata ciśnienia dysponowana (przeznaczona na pokrycie strat zewnętrznych, czyli naddatek ciśnienia pompy olejowej ponad straty wewnętrzne chłodnicy (15÷20 kPa)
4. Strata ciśnienia po stronie powietrza < 65 Pa
5. Głośność wentylatora < 60 dB

Są to warunki bardzo trudne dla typowych chłodnic powietrznych, dlatego już w fazie projektowania należy zdawać sobie sprawę z ograniczeń mających później wpływ na taki czy inny dobór elementów układu chłodzenia.

Po pierwsze ciepło odbierane jest przez powietrze dlatego decydującą rolę w układzie chłodzenia spełnia wentylator. Warunek spełnienia niskiej jego głośności narzuca dobór wentylatora o stosunkowo niskim wydatku i mniejszym w porównaniu z innymi (hałasującymi) wentylatorami sprężu. Konsekwencje takiego wyboru unaocznią dalsze rozważania opisane poniżej

Chłodnice oleju transformatorowego są chłodnicami typu „powietrze - ciecz" i dlatego jako takie podlegają przy projektowaniu trzem podstawowym ograniczeniom.

Pierwsze ograniczenie, które można określić jako ograniczenie termodynamiczne związane jest ze zdolnością powietrza do absorbowania ciepła. Jeżeli wydajność cieplna chłodnicy wynosi $\dot{Q}$ a temperatury wlotowa i wylotowa powietrza wynoszą odpowiednio t_0 i t_i wtedy wielkość wydatku masowego powietrza ograniczona jest zależnością:

$$G_p = \frac{\dot{Q}}{c_{p,p} \cdot (t_0 - t_i)} \qquad (1)$$

gdzie:
G_p – wydatek masowy powietrza [kg/s]
$C_{p,p}$ – ciepło właściwe powietrza przy stałym ciśnieniu.

Masowy wydatek powietrza jest z kolei związany z prędkością V_{cz} napływu powietrza na czołową powierzchnię F_{cz} chłodnicy kolejnym wzorem:

$$F_{cz} = \frac{G_p}{\rho_p \cdot V_{cz}} \tag{2}$$

gdzie:

ρ_p – gęstość powietrza odniesiona do jego temperatury wlotowej.

Z równań (1) i (2) wynika:

$$\frac{(F_{cz})_T}{Q} = \frac{1}{c_{p,p} \cdot (t_0 - t_i) \cdot \rho_p \cdot V_{cz}} \tag{3}$$

gdzie:

$(F_{cz})_T$ - powierzchnia czołowa chłodnicy zalecana przez ograniczenie termodynamiczne.

Tak więc ograniczenie termodynamiczne wiąże wydajność cieplną chłodnicy z wydatkiem wentylatora i narzuca wymiar jej powierzchni czołowej tzn. wymiary długości i szerokości.

Z kolei prędkość V_{cz} wyrażona w [m/s] i wynikająca z wzorów (2) i (3) jest również zobligowana tzw. ograniczeniem tłoczenia. Ograniczenie to jest związane z oporami przepływu powietrza przeciskającego się w wolnej przestrzeni wymiennika zarówno w pierwszym rzędzie rur jak i w pozostałych. Spadek ciśnienia związany z oporami przepływu powietrza jest więc limitowany masową prędkością przepływu przez minimalną powierzchnię i ilością rzędów rur w wymienniku. Decydującym parametrem jest tutaj prędkość V_{max}. Oblicza się ją ze wzoru:

$$V_{\max} = \frac{G_p}{\rho_p \cdot F_{\min}} \tag{4}$$

gdzie:
F_{min} – minimalna swobodna powierzchnia przepływu w pierwszym rzędzie rur.

Z równań (2) i (4) wynika także, że:

$$V_{max} = V_{cz} \cdot \frac{F_{cz}}{F_{min}} \tag{5}$$

Należy zaznaczyć, że opór przepływu powietrza rośnie z liczbą rzędów i kwadratem V_{max} tak więc prędkość ta musi być tak dobrana aby całkowity spadek ciśnienia na wymienniku był mniejszy od sprężu wentylatora tłoczącego powietrze.

Ograniczenie tłoczenia z jednej strony nie pozwala na zastosowanie dużych prędkości nalotowych powietrza na powierzchnię czołową a z drugiej na rozbudowywanie chłodnicy w głąb przez zwiększenie liczby rzędów rur. W praktyce oznacza to, że zalecane przy projektowaniu chłodnic powietrznych prędkości napływu powietrza są mniejsze od 5m/s.

Trzecie ograniczenie związane jest z kinetyką wymiany ciepła między nośnikami ciepła. Nazywa się go ograniczeniem prędkościowym i jest ściśle związane z oporami cieplnymi zawartymi we współczynniku przenikania ciepła k. Wielkość ta występuje w podstawowym równaniu określającym wydajność cieplną jakiegokolwiek wymiennika w postaci:

$$\dot{Q} = A_z \cdot k \cdot \Delta t_{\log} \tag{5}$$

Gdzie odwrotność średniego współczynnika przenikania ciepła stanowi sumaryczny opór cieplny w wymienniku. W przypadku rur żebrowanych wylicza się go z zależności:

$$\frac{1}{k} = \underset{I}{\frac{1}{\alpha_z}} + \underset{II}{R_{\dot{z}}} + \underset{III}{\left(\frac{\Delta x}{\lambda_{\dot{z}}} \cdot \frac{A_z}{A_m}\right)} + \underset{IV}{R_b \cdot \left(\frac{A_z}{A_b}\right)} + \underset{V}{\left(\frac{\Delta x_n}{\lambda_n} \cdot \frac{A_z}{A_m}\right)} + \underset{VI}{R_{fi} \cdot \left(\frac{A_z}{A_w}\right)} + \underset{VII}{\frac{1}{\alpha_w} \cdot \left(\frac{A_z}{A_w}\right)} \tag{6}$$

gdzie:

α_z	– współcz. wnikania ciepła odniesiony do powierzchni zewnętrznej rury	W/m^{2}K]
α_w	– współczynnik wnikania ciepła odniesiony do pow. wewnętrznej rury	[W/m^{2}K]
A_z	– jednostkowa ożebrowana powierzchnia zewnętrzna rury	[m^2/m]
A_w	– jednostkowa .powierzchnia wewnętrzna rury	[m^2/m]
R_z	– cieplny opór ożebrowania po stronie powierzchni ożebrowanej	[m^2 K/W]
R_b	– cieplny opór kontaktowy	[m^2 K/W]
R_{fi}	– cieplny opór zanieczyszczeń po stronie wewnętrznej rury	[m^2 K/W]

W przypadku rur monometalicznych ze wzoru (6) należy odłączyć człony IV i V uwzględniające opór cieplny przewodzenia ciepła przez rurę nośną, oraz opór kontaktowy pomiędzy rurą nośną i ożebrowaniem zewnętrznym. Należy zaznaczyć, że w rurach żebrowanych metodą przeróbki plastycznej pracujących przy niewielkiej różnicy temperatur między czynnikiem chłodzonym a powietrzem ($\Delta t < 80°C$) cieplny opór kontaktowy może być pominięty, czego nie można uwzględnić rozpatrując pracę rur żebrowanych metodą nawijania taśmy.

Jak widać z zależności (6) średni współczynnik przenikania ciepła będzie tym wyższy im większą wartość mają współczynniki wnikania ciepła po stronie powietrza α_z i po stronie cieczy gorącej α_w wchodzące do oporów I i VII. W obu przypadkach ich wielkość jest zależna do prędkości przepływu, przy czym wartość α_z obligowana jest z ograniczeniem tłoczenia. W związku z tym można oczekiwać wartości najwyżej w granicach $\alpha_z = 45 \div 65$ W/m^{2}K

Odrębnego omówienia wymaga wnikanie ciepła wewnątrz rury tzn. po stronie chłodzonego oleju. Wartość współczynnika wnikania ciepła po stronie wewnętrznej rury α_w musi być kilkanaście razy większa niż po stronie zewnętrznej aby zachowany był warunek równości strumieni. Uzyskanie wartości współczynnika α_w w granicach $800 \div 1200$ przy przepływie cieczy lepkiej w rurze wewnętrznie gładkiej jest bardzo trudne. Można je osiągnąć w zakresie ruchu przejściowego a najlepiej przy ruchu turbulentnym. Charakter ruchu jest zależny od liczby Reynoldsa (Re) i przy $2100 > Re < 5000$ mamy do czynienia z ruchem przejściowym a przy $Re > 5000$ z ruchem turbulentnym. Wartość liczby Reynoldsa jest wprost proporcjonalna

do prędkości płynącego wewnątrz rury oleju. Uzyskanie w pełni rozwiniętego przepływu turbulentnego wymaga zastosowania dużych prędkości wewnątrz rury, co stawia dodatkowe wymagania odnośnie doboru pompy oleju. Opór hydrauliczny przepływu przy Re>3000 wewnątrz prostej rury wewnętrznie gładkiej oblicza się wg zależności:

$$\Delta_p = \xi \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho \frac{L}{D_w} \tag{7}$$

gdzie:
w – prędkość czynnika wewnątrz rury m/s,
L – długość rury,
ξ – współcz. oporu hydraulicznego

Widać stąd, że stosowanie znacznych prędkości przepływu (kwadrat prędkości) zwiększa całkowity opór hydrauliczny wymiennika. Ponadto przy dużych prędkościach przepływu w dłuższym czasie mamy do czynienia ze zjawiskiem erozji powodującym odrywanie się cząsteczek od powierzchni wewnętrznej rury i tym samym zanieczyszczeniem oleju osadami. Ucieczką od tego problemu jest stosowanie przy mniejszych prędkościach przepływu zaburzaczy w postaci skręconych z odpowiednim skokiem wkładek taśmy stalowej, lub aluminiowej, turbulizujących przepływ. Prowadzone badania z wkładkami w chłodnicach oleju samochodowego wykazały wzrost współczynnika wnikania ciepła α_w w granicach 10÷15% w stosunku do rury gładkiej, okupione to jednak jest wzrostem oporu przepływu o ≈ 45%. Jest to zrozumiałe z uwagi na zwiększoną wewnątrz strumienia powierzchnię tarcia. Ponadto w rozwiązaniach z zastosowaniem wkładek stwierdzono zwiększenie hałasu w czasie laboratoryjnych prób wstrząsowych. Co prawda chłodnica oleju samochodowego jest bardziej narażona na bezpośrednie wstrząsy ale podobnego zjawiska rezonansu przy długotrwałej współpracy z wentylatorem (zwłaszcza przy chłodnicach długich pow. 3m długości) nie można wykluczyć również w chłodnicach oleju transformatorowego.

Stosuje się również powszechnie nieparzystą liczbę pływów wewnątrz wymiennika. (3, 5 lub nawet 7) pozwalające na wykorzystanie dłuższej drogi cyrkulacji oleju wewnątrz rur wymiennika. Zarówno wkładki jak i wielokrotne zmiany kierunku przepływu o 180 stopni, generują dodatkowe opory lokalne przepływu. Ogranicza to więc możliwości intensyfikacji wnikania ciepła wewnątrz rur wewnętrznie gładkich. Jeżeli uda się w tym przypadku uzyskać zadowalającą z punktu widzenia równości strumieni wartość α_w

Części tych problemów można uniknąć instalując w rdzeniu chłodnicy monometaliczną rurę dwustronnie żebrowaną. Rura ta wytwarzana jest w procesie walcowania na zimno rury wsadowej z wzdłużnym ożebrowaniem wewnętrznym, w taki sposób, że można uzyskać kontrolowany promień skrętu. Zastąpiony jest tu więc w sposób naturalny proces turbulizacji strumienia przy znacznie mniejszym oporze przepływu.

Zmniejszenie oporu cieplnego $\frac{1}{\alpha_w} \cdot \left(\frac{A_z}{A_w} \right)$ uzyskać można więc przez zwiększenie wartości współczynnika wnikania ciepła α_w i przez optymalizację stosunku powierzchni A_z / A_w Wielkość współczynnika wnikania ciepła α_w można zwiększyć zmniejszając średnicę hydrauliczną, przez wprowadzenie ożebrowania wewnętrznego. Przy zmniejszonym

sturbulizowanym strumieniu oleju wewnątrz rury spowoduje to wzrost jego prędkości i tym samym zwiększy wartość liczby Reynoldsa. Ożebrowanie wewnętrzne zmniejsza również wartość stosunku A_z / A_w przy jednoczesnym zachowaniu maksimum powierzchni zewnętrznej. Przeprowadzone przez Autora podstawowe badania cieplno-przepływowe [3] i [4] wykazały, że wydajność cieplna tych rur jest o 20÷25% większa od rur wewnętrznie gładkich o podobnej powierzchni zewnętrznej

POMPY OLEJOWE I UKŁADY STEROWANIA UKŁADAMI CHŁODZENIA

Drugim ważnym elementem układu chłodzenia oleju transformatorowego jest odpowiednio dobrana pompa oleju. Pompa przetłaczająca olej przez chłodnice olejowo-powietrzne lub olejowo-wodne musi posiadać taką wysokość tłoczenia aby pokonała wszystkie opory przepływu wewnątrz chłodnicy jak i na doprowadzeniach.

Obecnie w Polsce na transformatorach pracują pompy olejowe produkcji polskiej i zagranicznej. Pompy olejowe zazwyczaj posiadają budowę bezdławicową i stanowią hermetyczny monoblok zawierający w sobie pompę wirową oraz tzw. “mokry silnik elektryczny”. Korpus pompy i kadłub silnika wewnątrz których na wspólnym wale znajduje się wirnik pompy oraz wirnik silnika połączone są poprzez pokrywę łożyskową. Wał ułożyskowany jest w łożyskach tocznych. Wszystkie połączenia elementów pompy i silnika uszczelnione są oringami wykonanymi z gumy olejoodpornej.

Dzięki układowi otworów w pokrywie łożyskowej oraz kanałom w wałku następuje w pompie wewnętrzny obieg pompowanego oleju w efekcie czego uzyskuje się chłodzenie silnika, smarowanie łożysk oraz redukcję oporów toczenia na łożyskach. Ze względu na wyżej opisaną budowę silnik pompy nie wymaga dodatkowego chłodzenia Doprowadzenie energii elektrycznej do skrzynki zaciskowej następuje poprzez szczelny dławik kablowy. Pompy posiadają zdolność samoodpowietrzenia w trakcie pracy. Pompy olejowe przystosowane są do bezpośredniego montażu na rurociągach układu olejowego. W czasie transportu i składowania pomp wymagane jest szczelne zaślepienie króćców gdyż pompowany olej transformatorowy jest jednocześnie czynnikiem chłodząco-smarującym. Pompy olejowe produkowane są w różnych wielkościach i parametrach, które to są dobierane w zależności od wymogów stawianych układom chłodzenia w transformatorach.

W trakcie eksploatacji pomp olejowych zainstalowanych na transformatorach grupy I i II zaleca się przeprowadzanie przeglądów okresowych bez ich demontażu zgodnie z zaleceniami fabrycznej DTR po pierwszym roku eksploatacji, a później co dwa lata.

Przegląd wewnętrzny pomp olejowych należy wykonać w przypadku stwierdzenia podczas pracy:

- drgania łożysk lub nienormalnych odgłosów podczas pracy,
- przecieków oleju,
- nadmiernego prądu obciążenia,
- innych, oczywistych oznak uszkodzeń.

SZAFY STEROWNICZE

Transformatory małych i średnich mocy wyposażone są w aparaturę kontrolno-pomiarową między innymi termometry kontaktowe, przekaźniki gazowo-przepływowe i inne. Końcówki przewodów elektrycznych zazwyczaj są wprowadzane do hermetycznej skrzynki na listwę zaciskową.

Transformatory dużych mocy o chłodzeniu wymuszonym wyposażone są w tzw. szafy sterownicze, w których oprócz zacisków termometrów kontaktowych i innych urządzeń kontrolnych są umieszczone przekaźniki, wyłączniki, przyciski sterownicze, bezpieczniki, oraz grzałki umożliwiające utrzymanie stałej temperatury we wnętrzu szafy w okresie zimowym. Urządzenia zamontowane w szafie sterowniczej służą do zabezpieczenia elementów występujących w układzie chłodzenia przed zwarciami lub nadmiernym nagrzewaniem silników wentylatorów i pomp zabudowanych w układzie chłodzenia transformatora. Ponadto przy pomocy urządzeń zamontowanych w szafie sterowniczej można sterować pracą wentylatorów i pomp w funkcji temperatury oleju w kadzi transformatora. Oprócz sterowania samoczynnego w szafie są zabudowane urządzenia sterowania ręcznego. Za ich pomocą uruchamia się te same styczniki i przekaźniki, które są sterowane automatycznie. Przewody do sterowania ręcznego mogą być wyprowadzone do nastawni znajdującej się w pewnej odległości od transformatora.

W szafie sterowniczej może znajdować się także listwa zaciskowa na którą są doprowadzane przewody z aparatury zabezpieczającej i pomiarowej:

- przekaźnika gazowo-przepływowego,
- wskaźnika poziomu oleju w konserwatorze,
- termometrów rezystancyjnych,
- wskaźnika przepływu oleju,
- modelu cieplnego,
- sygnał z przekładników prądowych i napięciowych,
- innych.

Coraz częściej w budowie szaf sterowniczych stosuje się nowoczesne sterowniki półprzewodnikowe, które pozwalają na śledzenie pracy poszczególnych urządzeń układu chłodzenia transformatora w układzie on-line.

W transformatorach dużej mocy do zacisków urządzeń sterujących pracą chłodnic jest doprowadzony sygnał z przekładnika napięciowego uruchamiający wybrane urządzenia układu chłodzenia wraz z załączeniem transformatora. Konserwację i sprawdzanie urządzeń zabezpieczających i sygnalizacyjnych należy wykonywać zgodnie z fabrycznymi DTR.

UWAGI KOŃCOWE

Dobrze zaprojektowany i wykonany układ chłodzenia zapewnia bezawaryjną pracę transformatora w każdych warunkach atmosferycznych. Ma to miejsce wówczas, gdy olej jest chłodzony w sposób ciągły w granicach 5÷10°C. Taki stopień schłodzenia mogą zapewnić tylko chłodnice powietrzne nowej generacji. Są to wymienniki cztero lub trzy rzędowe,

skonstruowane z rur żebrowanych metodą przeróbki plastycznej. Wymiary gabarytowe tych chłodnic uzależnione są od doboru wentylatora i rodzaju zastosowanej rury.

LITERATURA

[1] A. Pasierb, Nowe rozwiązania w technologii walcowania rur o rozwiniętej powierzchni, Materiały z Międzynarodowej Konferencji „Nowoczesne wyroby hutnicze-rozwój produkcji", Dzień Hutnika 2000, Kraków 2000, 23-31.

[2] Praca zbiorowa, Perspektywy wykorzystania monometalicznych rur żebrowanych metodą przeróbki plastycznej w chłodnicach silników dużej mocy, Materiały z II Konferencji Naukowo – Technicznej „Problemy rozwoju Maszyn Roboczych" Stalowa Wola 1988, 244-254.

[3] L. Pasierb, Badania cieplno – przepływowe w rurach dwustronnie żebrowanych, Materiały z XV Zjazdu Termodynamików, tom 2, Kokotek 1993, 501-506.

[4] L.Pasierb, Wymiana ciepła w rurach dwustronnie żebrowanych w warunkach laminarnego przepływu cieczy lepkich, Materiały z X Sympozjum Wymiany Ciepła i Masy , tom2, Augustów 1995, 153-162.

DO PODROZDZIAŁU „POMPY OLEJOWE....." WYKORZYSTANO:

1. - Prof. Eugeniusz Jezierski: Kadzie, wyposażenie i transport transformatorów energetycznych.
2. - ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA Gliwice: Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów.
3. - Karty katalogowe pomp olejowych firmy Metalchem S.A. Warszawa.

Przy udziale

POLITECHNIKA OPOLSKA

ENERGO-COMPLEX

Energo - Complex Sp. z o.o.
41-503 Chorzów, ul. Prof. Olszewskiego 1,
tel./fax (+48 32) 241 16 12, 767 87 30,
tel. kom. +48 607 691 319, +48 607 691 317,
e-mail: energo-complex@energo-complex.pl,
www.energo-complex.pl