# Transformatory
## w eksploatacji

kwiecień 2007

# Transformatory w eksploatacji

**PORADNIK**

Praca zbiorowa
pod red. dr hab. inż. Jana Subocza

Wydawnictwo Energo-Complex
Kwiecień 2007

Praca zbiorowa pod red. dr hab. inż. Jana Subocza

Autorzy:

dr hab. inż. prof. PO Tomasz Boczar (roz. 6.2.),
prof. dr hab.inż. Zbigniew Gacek (roz. 3.4.),
dr hab. inż. Wojciech Kołtunowicz (roz. 6.3.),
mgr inż. Mirosław Kuchta (roz. 6.5.1., 6.5.2.),
prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski (roz. 2.3., 2.4., 6.1.),
prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński (roz. 6.5.5.),
mgr inż. Henryk Otręba (roz. 3.4.),
dr inż. Władysław Pewca (roz. 3.1., 3.2., 3.3.)
dr inż. Tomasz Piotrowski (roz. 6.5.5.),
dr inż. Waldemar Skomudek (roz. 2.1., 2.3., VII),
prof. dr hab. inż. Jerzy Skubis (roz. 6.2.),
dr inż. Helena Słowikowska (roz. V),
doc. Jerzy Słowikowski (roz. V),
dr inż. Ryszard Sobocki (roz. 2.2.),
mgr inż. Piotr Sokół opr. mat. Nynas Naphthenics, (roz.IV),
dr hab. inż. Jan Subocz (roz. 6.4., opr. roz. IV),
prof.dr hab. inż. Jerzy Wodziński (roz. 6.5.2., 6.5.3., 6.5.4.)

Opiniodawca Nynas Naphthenics: prof. dr hab. inż. Bolesław Mazurek

Praca naukowa współfinansowana ze środków na naukę w latach 2006/2009
jako projekt badawczy rozwojowy

ISBN 978-83-924464-0-8

*Firma Energo-Complex chce złożyć swoje podziękowania wszystkim osobom i firmom, które zaangażowały się w powstanie niniejszej publikacji.*

*Szczególne podziękowania kierujemy na ręce pana prof. dr hab. inż. Ryszarda Malewskiego , który zaszczepił w nas ideę stworzenia tej książki, a także dostarczył wiele cennych wskazówek co do jej treści i formy.*

*Serdecznie dziękujemy również prof. dr hab. inż. Jerzemu Skubisowi , który jako Rektor Politechniki Opolskiej roztoczył patronat nad pierwszą i obecną edycją naszego „poradnika".*

*Pomimo wielu obowiązków które na Nim spoczywają zawsze dysponował czasem aby uczestniczyć w spotkaniach autorów wzbogacając je swoimi pomysłami.*

*Przy okazji szczególnych podziękowań nie sposób tu nie wspomnieć o osobie dr hab. inż. Jana Subocza, który podjął wysiłek redagowania obecnej edycji naszego „poradnika". To właśnie dzięki jego staraniom i mrówczej pracy książka ta może dotrzeć już teraz do waszych rąk.*

*Dziękujemy również za okazane nam wsparcie i życzliwość w trakcie realizacji naszego przedsięwzięcia ze strony dr inż. Waldemara Skomudka.*

*Pragniemy także gorąco podziękować autorom poszczególnych rozdziałów za to, że znaleźli czas i chęć do podzielenia się z nami swoją ogromną wiedzą i doświadczeniem zdobytym na przełomie wielu lat.*

*Na sam koniec dziękujemy wam drodzy czytelnicy, że zainteresowaliście się tą publikacją, prosząc jednocześnie o podzielenie się z nami swoimi uwagami co do jej treści i formy.*

*mgr inż. Marek Szrot*
*Energo-Complex Sp. z o.o.*

# SPIS TREŚCI

**1. Wstęp**

**2. Zagadnienia eksploatacji transformatorów**

2.1. Podstawowe zagadnienia w eksploatacji transformatorów
2.2. Zagadnienia ekonomiczne w zarządzaniu czasem życia transformatorów
2.3. Praktyka badań eksploatacyjnych,
2.4. Znormalizowane próby odbiorcze
2.5. Literatura

**3. Konstrukcja transformatorów**

3.1. Transformatory produkowane przez Zakład ELTA, specyficzne cechy konstrukcyjne i technologiczne.
3.1.1. Rys historyczny
3.1.2. Rdzenie.
3.1.3. Uzwojenia.
3.1.4. Ekranowanie kadzi i pokrywy.
3.2. Transformatory rozdzielcze
3.3. Postęp w budowie transformatorów
3.4. Wysokonapięciowe przepusty transformatorowe
3.5. Literatura

**4. Oleje transformatorowe**

4.1. Właściwości olejów transformatorowych
4.1.1. Lepkość
4.1.2. Właściwości w niskiej temperaturze
4.1.3. Temperatura zapłonu
4.1.4. Gęstość
4.1.5. Zawartość wody
4.1.6. Cząstki stałe
4.1.7. Napięcie przebicia
4.1.8. Współczynnik strat dielektrycznych – tan delta
4.1.9. Napięcie powierzchniowe
4.1.10. Kwasowość
4.1.11. Korozyjność
4.1.12. Stabilność utleniania
4.1.13. Stabilność gazowa w polu elektrycznym
4.1.14. Wytrzymałość udarowa
4.1.15. Elektryzacja strumieniowa
4.1.16. Metody badań i podstawowe wymagania dotyczące olejów izolacyjnych
4.1.17. Kierunki rozwoju olejów
4. 2. Badania i konserwacja olejów w eksploatacji.
4.2.1. Badanie stanu oleju
4.2.2. Pobieranie próbek i badania eksploatacyjne
4.2.3. Wymagania stawiane olejom po zalaniu transformatora
4.2.4. Wymagania stawiane olejom w eksploatacji
4.2.5. Częstotliwość badań i ocena olejów e eksploatacji
4.2.6. Renowacja olejów w eksploatacji

**5. Rola badań oleju w diagnostyce transformatorów**

5.1. Wstęp
5.2. Analiza gazów rozpuszczonych w oleju ( DGA)
5.2.1. Defekty układów izolacyjnych transformatorów
5.2.2. Wytyczne dotyczące sposobu wykrywania i śledzenia rozwoju defektów.
5.3. Określenie stopnia „zużycia" zwojowej izolacji celulozowej.
5.4. Ocena zawilgocenia transformatora na podstawie badania próbek oleju.
5.4.1. Mechanizmy migracji wilgoci z zewnątrz i wewnątrz transformatora.
5.4.2. Aspekty prawidłowego określenia zawilgocenia izolacji celulozowej
5.4.3. Inne przyczyny obecności wody w transformatorze
5.4.4. Zagrożenie transformatora wywołane obecnością wody
5.4.5. Starzenie oleju
5.4.6. Zalecenia dotyczące wartości granicznych poziomów zawilgocenia izolacji celulozowej oraz zestarzenia oleju.
5.5. Hermetyzacja transformatora jako środek na przedłużenie okresu jego eksploatacji
5.6. Badania fizykochemiczne oleju

**6. Zaawansowana diagnostyka transformatorów**

6.1. Pomiary odkształceń uzwojeń (FRA)
6.1.1. Przyczyny odkształcania uzwojeń
6.1.2. Metody pomiaru odpowiedzi uzwojeń oraz podstawy identyfikacji odkształceń
6.1.3. Kwantyzacja różnic pomiędzy funkcjami przenoszenia
6.1.4. Rejestracja odpowiedzi częstotliwościowej w różnych konfiguracjach połączeń
6.1.5. Przykłady diagnostyki odkształceń i uszkodzeń uzwojeń
6.1.6. Inne metody identyfikacji odkształceń i uszkodzeń uzwojeń
6.2. Pomiary i lokalizacja wyładowań niezupełnych
6.2.1. Podstawowe formy wyładowań niezupełnych występujące w izolacji transformatorów
6.2.2. Przegląd metod oceny wyładowań niezupełnych
6.2.3. Elektryczne metody oceny wyładowań
6.2.4. Metoda emisji akustycznej
6.2.5. Techniki lokalizacji wyładowań
6.2.6. Przykład diagnostyki wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej w transformatorze podczas eksploatacji
6.2.7. Obiektywizacja wyników pomiarów wyładowań niezupełnych mierzonych metodą emisji akustycznej
6.3. Rejestracja wyładowań niezupełnych w zakresie bardzo wysokich częstotliwości (UHF)
6.3.1. Budowa systemu UHF
6.3.2. Lokalizacja wnz
6.3.3. Zakłócenia pomiarowe
6.3.4. Przykład pomiarowy
6.4. Diagnostyka izolacji z zastosowaniem metod polaryzacyjnych
6.4.1. Wiadomości wstępne
6.4.2. Metoda PDC
6.4.3. Metoda napięcia powrotnego (RVM)
6.4.4. Metoda FDS
6.4.5. Wpływ niektórych czynników na pomiar zawilgocenia izolacji
6.5. Diagnostyka on-line i systemy ekspertowe
6.5.1. Monitorowanie przepustów on-line
6.5.2. Monitoring on-line gazów rozpuszczonych w oleju

6.5.3. Pomiar on-line temperatury i zawilgocenia oleju
6.5.4. Światłowodowy pomiar intensywności wnz
6.5.5. Systemy oraz programy numeryczne stosowane w monitoringu transformatorów
6.6. Literatura
**7. Normalizacja w zakresie transformatorów**

# 1. WSTĘP

Oddana w Państwa ręce książka jest drugą edycją wydanego w roku 2005 przez Energo-Complex poradnika. Uwzględnia ona przesłane uwagi i życzenia. Podczas redakcji dołożyliśmy wielu starań, aby książka to spełniła wyrażane przez Państwo oczekiwania, a zarazem stanowiła pewną komplementarną, zamkniętą w pewien logiczny ciąg całość pozwalającą w sposób usystematyzowany przekazać wiedzę z zakresu eksploatacji transformatorów. Zespół autorów z całą świadomością do minimum ograniczył posługiwanie się skomplikowanym niekiedy aparatem matematycznym na rzecz w miarę prostego i zrozumiałego wyjaśnienia procesów fizycznych czy też opisu działania systemów diagnostyki i oprzyrządowania. Uważamy bowiem, ze zrozumienie istoty i przyczyn powodujących określone zachowanie się transformatorów podczas eksploatacji jest o wiele ważniejsze niż ilościowy opis procesów. Kierując się tymi przesłankami zrezygnowaliśmy również z zagadnień, które nie leżą w głównym nurcie problematyki eksploatacyjnej. Dotyczy to np. materiałów używanych do produkcji stałych elementów izolacji transformatora (preszpan oraz papier). Kwestia ich doboru oraz technologii wykonania jest interesująca przede wszystkim dla konstruktorów, wytwórców oraz zakładów remontowych. W zamian za to, znacznie szerzej omówiono treści związane z olejem transformatorowym, jego znaczeniem w diagnostyce oraz prawidłowej eksploatacji transformatorów. Są to bowiem problemy, które żywo dotykają użytkowników i często są przedmiotem dyskusji, a nawet sporów. Podczas organizowanych przez Energo-Complex seminariów i szkoleń dostrzegliśmy wyraźne zainteresowanie inżynierów i techników sprawami związanymi z procesami starzenia izolacji papierowo-olejowej, mechanicznymi odkształceniami uzwojeń, gospodarką olejową czy też nowymi metodami diagnostycznymi, które służą do sporządzenia kompleksowej oceny stanu technicznego transformatora i oceny ryzyka eksploatacji. Zagadnienia te, zwykle rozproszone w literaturze fachowej, często publikowane są w językach obcych. Natomiast w sytuacji, gdy znaczna część populacji transformatorów w Polsce (ok. 21% jednostek pracuje powyżej 30 lat) zbliża się do końca przewidywanego okresu technicznego życia, a możliwość przedłużenia ich eksploatacji o dalsze 10–15 lat jest jednym z kluczowych wyzwań stojących przed spółkami dystrybucyjnymi, zebranie w jedną całość kompendium wiedzy w tym zakresie wydaje się być bardzo pożyteczne w kontekście podejmowania decyzji eksploatacyjnych.

Z pewnością doskonale znana jest Państwu wydana przez Energopomiar Gliwice „Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów", która zawiera wymagania stawiane transformatorom oraz opisy metodyki poszczególnych pomiarów i badań, a także kryteriów służących ocenie stanu technicznego transformatora. Jednak w dobie szybko rozwijającej się

wiedzy dotyczącej procesów starzeniowych w transformatorze, zjawisk relaksacyjnych czy też stosowania olejów nowej generacji, niektóre zawarte w Instrukcji zasady i zalecenia wymagają pewnych korekt. Podobna uwaga dotyczy przyjmowanej ogólnie strategii obsługi transformatorów. Wolny rynek energii elektrycznej oraz zwiększona konkurencja radykalnie zmienia zasady działania spółek dystrybucyjnych, w których ekonomiczny aspekt eksploatacji zaczyna dominować nad tradycyjnie pojmowanym aspektem technicznym. Warto zauważyć, że koszta eksploatacji stanowią obecnie ponad 80% ogólnych kosztów działania spółek i w ich redukcji należy upatrywać największych oszczędności. Mimo, że awaryjność transformatorów jest obecnie stosunkowo niewielka, to należy się spodziewać, że skutki finansowe awarii, zwłaszcza jednostek strategicznych, będą radykalnie rosły. W mniejszym stopniu będą one dotyczyć bezpośrednich kosztów likwidacji awarii i utraty zysków z tytułu niedostarczonej energii, natomiast wzrośnie udział odszkodowań wypłacanych odbiorcom z tytułu utraconej produkcji. Świadomość tych faktów wymusi na spółkach dystrybucyjnych zmianę strategii i zasad serwisowania transformatorów. Doświadczenia państw o rozbudowanych i technologicznie zaawansowanych systemach dystrybucji energii wskazują na konieczność zróżnicowanej eksploatacji wydzielonych grup transformatorów z zastosowaniem zaawansowanych systemów diagnostyki i nadzoru. Dlatego w niniejszym poradniku znajdziecie Państwo elementy polemiczne z Instrukcją oraz propozycje nowego podejścia, które opierają się o stosowne uzasadnienie lub opis procesów fizyko-chemicznych. Oczywiście, nie są one próbą deprecjacji zasłużonej dla energetyki Instrukcji, ale raczej jej uzupełnieniem wynikającym z doświadczeń eksploatacyjnych innych krajów (np. USA, Kanady, czy też Szwecji) lub ze zmieniających się realiów działania spółek dystrybucyjnych.

W ostatnich latach nastąpił niezwykle dynamiczny rozwój technik diagnostycznych urządzeń elektrycznych. Niewątpliwie jest to skutkiem postępu takich dziedzin jak elektronika, informatyka, automatyka oraz teoria przetwarzania sygnałów. W rezultacie niepomiernie wzrosły możliwości diagnozowania stanu technicznego transformatorów zarówno w systemach on-line jak i off-line oraz tworzenia komplementarnych systemów zarządzających ryzykiem eksploatacyjnym. Z drugiej strony zmniejsza się znaczenie takich tradycyjnych metod jak np. pomiary współczynnika absorpcji $R_{60}/R_{15}$, współczynnika dyspersji $C_2/C_{50}$, czy też w mniejszym stopniu, pomiary współczynnika $tg\delta_{50Hz}$ z lub skróconej próby oleju. Z tych powodów zespół autorów postanowił poświęcić znaczną część książki na omówienie metod zaawansowanej diagnostyki zarówno w postaci wprowadzonych niedawno do praktyki eksploatacyjnej sposobów pomiaru np. zawilgocenia izolacji, odkształceń uzwojeń technicznych i wyładowań niezupełnych, oraz kompleksowych systemów diagnostyki on-line, jak również niekompletnych, wciąż rozwijanych metod analitycznych i badawczych jak np. pomiar wnz w zakresie UHF czy też zastosowanie programów numerycznych w monitoringu transformatorów. Mamy nadzieję, że ten, nawet pobieżny przegląd, pozwoli przybliżyć Państwu główne ich zalety i możliwości stosowania.

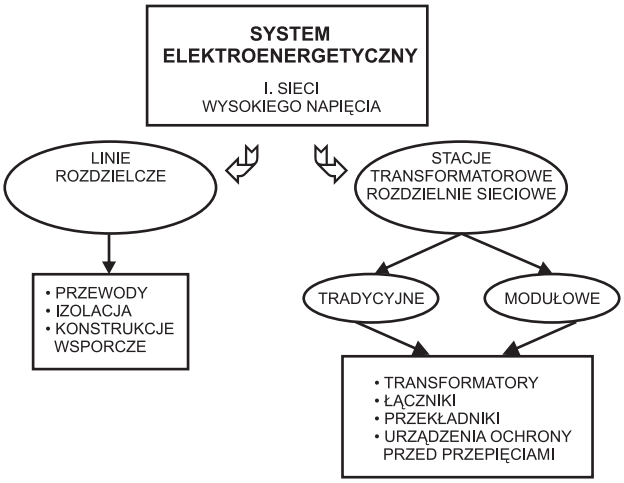
Aby zapewnić Państwu dostęp do rzetelnej, najnowszej wiedzy dotyczącej różnych aspektów eksploatacji transformatorów opracowanie poszczególnych rozdziałów powierzyliśmy uznanym specjalistom – praktykom. Reprezentują oni zarówno wiodące, specjalistyczne firmy polskie i zagraniczne, energetykę zawodową, jak i środowisko wyższych uczelni technicznych. Sądzimy, że taki właśnie dobór autorów pozwolił uzyskać dość rzadkie obecnie w Polsce połączenie wiedzy teoretycznej z rzeczywistą praktyką przemysłową.

Oczywiście zdajemy sobie sprawę, że nie wszystkie zagadnienia związane z szeroko pojętą eksploatacją transformatorów zostały w poradniku omówione. Dotyczy to np. istotnej problematyki przełączników zaczepów, wibracji i hałasu towarzyszącego pracy transformatora, czy wreszcie zagadnień pożarowych i związanych z ochroną środowiska. Traktujemy jednak zawartość poradnika jako zbiór otwarty i mamy nadzieję, że kolejne wydania będą uzupełnione o te oraz inne tematy. Zamierzmy również aktualizować prezentowane już treści. Dlatego będziemy wdzięczni Państwu za wszelkie, nawet krytyczne, uwagi i sugestie. Bowiem pomogą one w następnych wydaniach stworzyć poradnik, który w sposób kompleksowy prezentować będzie ogół technicznych zagadnień towarzyszących eksploatacji transformatorów. W sposób, który jest misją firmy Energo-Complex zawartą w haśle: „Transformatory – kompleksowe rozwiązania".

# 2. ZAGADNIENIA EKSPLOATACJI TRANSFORMATORÓW

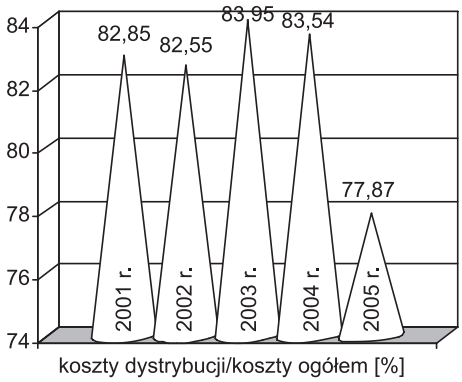
## 2.1. PODSTAWOWE ZAGADNIENIA W EKSPLOATACJI TRANSFORMATORÓW

Jedną z zasadniczych oznak rozwoju gospodarczego państwa jest wzrost zapotrzebo-wania na moc i energię elektryczną. Stan taki wymusza rozwój sieci elektroenergetycznych, których podstawowymi elementami są linie przesyłowe i rozdzielcze oraz stacje transformatorowe (rys. 2.1). Jednak oprócz działań inwestycyjnych konieczna jest także optymalizacja wykorzystania posiadanych zasobów głownie poprzez redukcję kosztów eksploatacji i dystrybucji. Niewątpliwie wymagany jest kompromis między poziomem nakładów inwestycyjnych, a poziomem kosztów dystrybucji. Pomimo oczywistych zalet, które wynikają z wymiany zużytej aparatury na nową, o dwa a nawet trzy poziomy technologiczne nowocześniejszą, proces modernizacji sieci odbywa się z dużymi trudnościami. Wynikają one głównie z wysokich nakładów, które często przekraczają zdolności finansowe spółek dystrybucyjnych.




Rys. 2.1. Podstawowe elementy systemu elektroenergetycznego

W tej sytuacji znaczenia nabiera bieżąca obsługa eksploatacyjna oraz zaawansowana, kompleksowa ocena stanu technicznego urządzeń sieciowych. Koszta związane z czynnościami eksploatacyjnymi mają obecnie bardzo duży, bo ponad 80%, udział w ogólnych kosztach funkcjonowania podmiotu elektroenergetycznego (rys. 2.2.).




Rys. 2.2. Udział kosztów dystrybucji w ogólnych kosztach funkcjonowania wybranej Spółki Dystrybucyjnej

Generalnie, bez względu na przyjęty sposób rozbudowy oraz utrzymania istniejącej sieci elektroenergetycznej, podejmowane działania są nierozerwalnie związane z wydatkowaniem środków finansowych. Stąd ich alokacja powinna opierać się na rzetelnej analizie techniczno-ekonomicznej gwarantującej odpowiednią jakość i pewność zasilania.

Jednym z głównych elementów sieci elektroenergetycznych są transformatory, których niezawodność ma znaczący wpływ na spełnienie przez dystrybutorów energii elektrycznej ustawowego obowiązku dochowania standardów jakościowych obsługi odbiorców [2,5]. Transformatory rozdzielcze stanowią najliczniejszą grupę urządzeń elektroenergetycznych. Mimo swojej wysokiej niezawodności awarie transformatorów są często spektakularne i mają bardzo poważne konsekwencje, zarówno natury technicznej jak i ekonomicznej. Bardzo ważną czynnością pozwalającą na utrzymanie prawidłowego stanu technicznego tych urządzeń jest wykonywanie podstawowych zabiegów eksploatacyjnych, do których zalicza się oględziny i przeglądy. Zasady eksploatacji tych urządzeń zostały szczegółowo określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD). Jedną z podstawowych czynności wy-konywanych w trakcie podstawowych zabiegów eksploatacyjnych są pomiary technicznego stanu urządzeń. W odniesieniu do transformatorów będą one omówione w końcowej części rozdziału.

Problematykę niezawodnej pracy transformatorów należy uwzględniać już na etapie projektowania konfiguracji sieci dystrybucyjnej. Właściwy dobór transformatorów to gwarancja nie tylko ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, ale również optymalizacja kosztów transformacji, eksploatacji i strat. Obecnie koszty bezpośredniej obsługi technicznej transformatorów, bez względu na poziom napięcia znamionowego, są stosunkowo niskie w porównaniu do kosztów obsługi innych aparatów elektroenergetycznych. Z tego też powodu w analizie ekonomicznej ich eksploatacji mniej istotna jest niezawodność oraz bezpośrednie serwisowanie, natomiast znaczenia nabierają analizy dotyczące użytkowania transformatorów, bądź upraszczania wymagań technicznych.

Z uwagi na fakt, że inwestycje elektroenergetyczne związane z budową stacji trans-formatorowej bądź wymianą transformatora należą do bardzo kapitałochłonnych, z długim okresem zwrotu kapitału zaangażowanego w finansowanie przedsięwzięcia, decyzje o ich

realizacji wymagają przeprowadzenia szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych. Dokonując oceny planowanych przedsięwzięć sieciowych należy mieć na uwadze, że transformator/stacja transformatorowa są jedynie częścią systemu elektroenergetycznego, a optymalizacja przedsięwzięcia sprowadza się do wyznaczenia funkcji celu z parametrami ograniczającymi możliwe warianty rozwiązań technicznych [3, 4, 6, 7]. Zasadniczym celem działań inwestycyjnych w tym zakresie jest uzyskanie oprocentowania od włożonego w inwestycję kapitału, przewyższającego oprocentowanie, za które może on zostać pożyczony z banku, czyli musi być spełniona zależność:

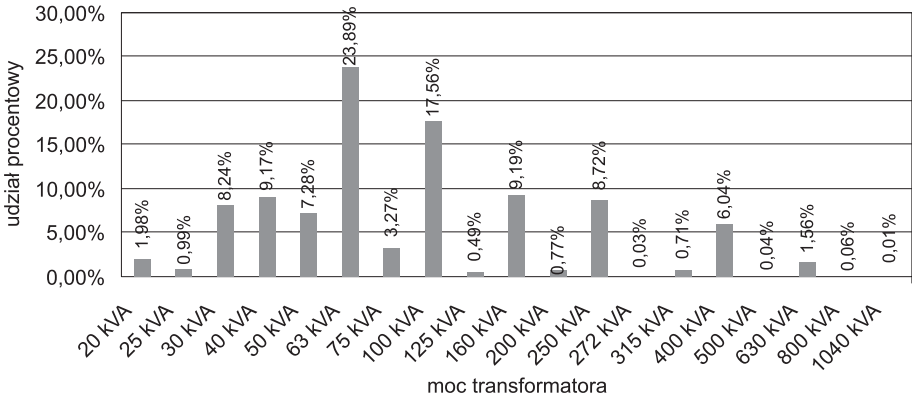
$$I = \frac{U}{(1+i)^n} \tag{2.1}$$

gdzie: U – uzysk ze zrealizowanej inwestycji, I – nakłady inwestycyjne, i – suma stopy oprocentowania kapitału pożyczonego w banku na wykonanie inwestycji i stopy zysku inwestora.

Różnica oprocentowania kapitału wydatkowanego na realizację inwestycji jest zyskiem inwestora z jego działalności inwestycyjnej, a ponadto w wyniku realizacji inwestycji powstaje nowy majątek trwały. Techniczno-ekonomiczna analiza przeprowadzona już na etapie założeń wstępnych w jednoznaczny sposób powinien uzasadnić celowość inwestycję. Wśród głównych kryteriów rozstrzygających o słuszności zamierzenia jest m.in. stopa godziwego zysku inwestora jako różnica spodziewanych przychodów ze zrealizowanej inwestycji i wyłożonego kapitału wraz z jego właściwym oprocentowaniem, równym bankowej stopie procentowej.

I chociaż aspekt ekonomiczny wśród problemów związanych z eksploatacją transfor-matorów jest dominujący, w dalszej części rozdziału przedstawiona będą podstawowe wskaźniki techniczne dotyczące dużej populacji użytkowanych w Polsce transformatorów sieciowych. Opierają się one na danych zebranych w latach 1999-2002 przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Dotyczą one 14 polskich Spółek Dystrybucyjnych zlokalizowanych na terenach o różnym stopniu uprzemysłowienia i nasycenia w odbiorców przynależnych do różnych grup taryfowych. Te reprezentowane dla całego systemu dystrybu-cji energii wskaźniki pozwalają określić tendencję w zdarzeniach np. awaryjnych, i mogą być również pomocne w analizach planistycznych lub projektowych, z uwzględnieniem opłacal-ności ekonomicznej przedsięwzięć.

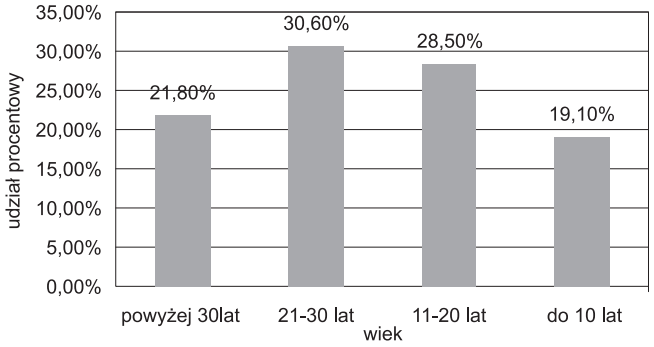
Na rysunku 2.3 przedstawiono podział zainstalowanych w spółkach dystrybucyjnych transformatorów SN/nn ze względu na moc znamionową. Wynika z niego, że najliczniejszą grupę stanowią transformatory o mocach znamionowych z przedziału od 30 kVA do 250 kVA (90% udziału łącznie), co przy powszechnie stosowanym w Polsce otwartym układzie pracy sieci średniego i niskiego napięcia, świadczy o średnich potrzebach transformacji.




Rys. 2.3. Analiza populacji transformatorów badanych SD
ze względu na moc znamionową [1]

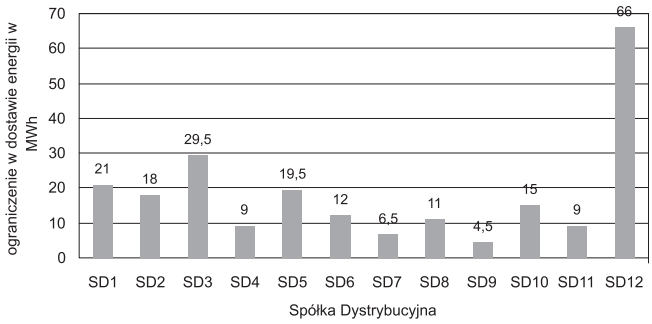
W tej grupie połowa transformatorów (ok. 45% ogólnej populacji) to jednostki o mocy w zakresie 63 – 100 MVA. Prezentowany rozkład populacji ze względu na moc znamionową wskazuje ponadto na trafność preferowanego przez Instytut Energetyki i przyjętego w kraju szeregu mocy transformatorów.– tj. 63, 100, 160, 250, 400, 630 kVA [2, 8].

Oczywiście nie wyklucza to zróżnicowania mocy transformatorów w zależności od warunków lokalnych, zwłaszcza gdy wiąże się to z  możliwością przyłączania nowych odbiorców do sieci elektroenergetycznej.



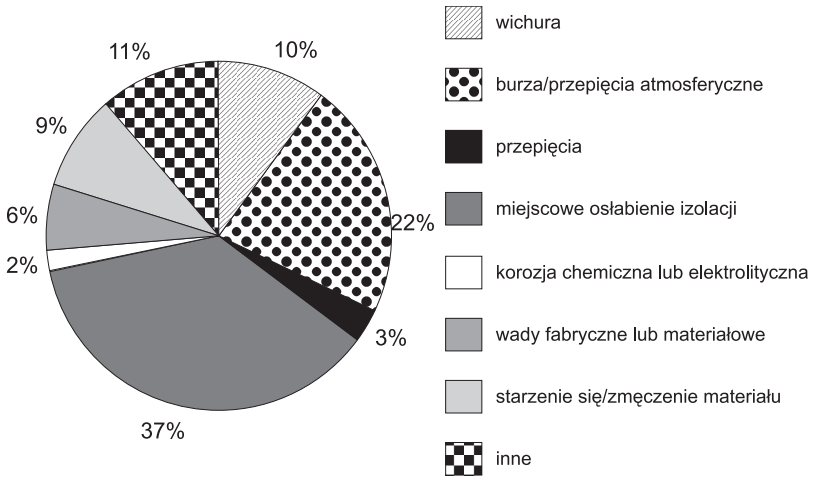

Rys. 2.4. Analiza populacji transformatorów w badanych SD ze względu na wiek [1]

Niezwykle istotnym parametrem transformatora, z punktu widzenia wskaźników awa--ryjności jest jego wiek. Z analizy danych wynika, że średni wiek transformatorów zainstalo--wanych w stacjach transformatorowych wynosi ok. 20 lat (rys. 2.4). Na uwagę zasługuje stosunkowo niski udział transformatorów nowych (wiek do 10 lat), co świadczy o wolno postępującym wzroście zapotrzebowania na zwiększoną moc przyłączeniową oraz realizację nowych obiektów stacyjnych.



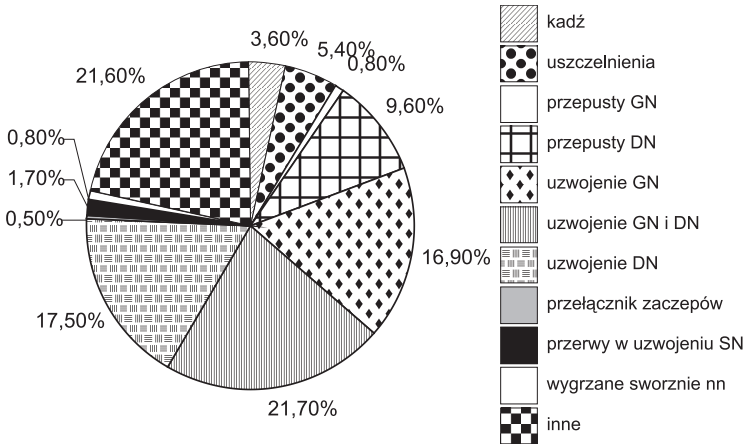

Rys. 2.5. Ograniczenie w skali roku w dostawie energii elektrycznej do odbiorców wskutek awarii spowodowanej uszkodzeniem transformatora (na podstawie danych z 12. SD ) [1]

Na rysunku 2.5 pokazano analizę ilości energii elektrycznej niedostarczonej w ciągu roku do odbiorców wskutek przerw w zasilaniu. Wskazuje ona na duże zróżnicowanie utraconej energii w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych. Przyczyn takiego zróżnicowania może być wiele, np. konfiguracja (elastyczność ruchowa) i sprawność przesyłowa sieci, warunki w jakich nastąpiły awarie oraz ich rozmiar. Niemniej jednak, jest to jeden z podstawowych wskaźników charakteryzujących działanie i zaawansowanie technologiczne spółki, który ma wpływ na wyniki ekonomiczne. Jak się wydaje, bezpośredni związek między ilością niedostarczonej energii a ogólnym wynikiem finansowym spółek będzie w najbliższej przyszłości coraz bardziej widoczny. Bowiem przy ocenie skutków ekonomicznych zaistniałych awarii, poza utraconym przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej należy uwzględnić również koszty ich usunięcia oraz rekompensaty dla odbiorców z tytułu przerw w zasilaniu.




Rys. 2.6. Przyczyny uszkodzeń transformatorów [1]

O ile wyliczenie utraconych korzyści polegających na braku sprzedaży energii elektrycznej w czasie trwania awarii jest w miarę proste (iloczyn ilości niesprzedanej energii i jej ceny jednostkowej pomniejszony o koszta zakupu), o tyle szacunek strat u odbiorcy z tytułu przerwy w zasilaniu zawsze jest skomplikowany i bywa przedmiotem sporu między dostawcą a odbiorcą. Najczęściej wymaga bowiem ekspertyzy biegłych w danej branży, która oprócz koniecznej dokumentacji zdarzenia musi uwzględniać rodzaj odbiorcy (np. charakter produkcji i wartość poniesionych start). Niemniej jednak, coraz powszechniej stosowany przez odbiorców monitoring jakości dostaw energii w połączeniu z technologicznym postępem w wytwarzania produktu (dotyczy to zwłaszcza odbiorców przemysłowych) powoduje, że dochodzenia roszczeniowe z tytułu przerw w dostawach energii mogą być bardzo dotkliwe dla spółek dystrybucyjnych.



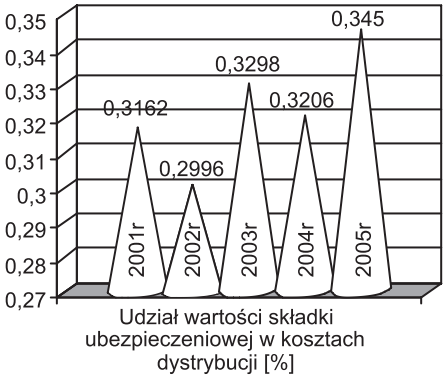

Rys. 2.7. Elementy transformatora najczęściej ulegające uszkodzeniu [1]

Wśród analizowanych wskaźników awaryjności na uwagę zasługują dane dotyczące przyczyn awarii transformatorów (rys. 2.6) oraz elementów transformatora najbardziej podatnych na uszkodzenia (rys. 2.7). Wynika z nich, że najczęściej występującą przyczyną uszkodzenia transformatora jest miejscowe osłabienie izolacji, mogące wystąpić wskutek wady materiałowej lub też degradacji materiału izolacyjnego wywołanego działaniem przepięć i zwarć. Znacząca część awarii wywoływana jest przez ekstremalne warunki atmosferyczne – wichury i burze. Natomiast najbardziej podatnymi na uszkodzenia elementami transformatora są uzwojenia oraz przepusty DN, a także uszczelnienia i kadzie.

W obu analizach występują pozycje określone jako „inne przyczyny uszkodzeń" lub „inne elementy", których udział w awariach transformatorów jest znaczny (odpowiednio 11% oraz 21,6%). Do tej grupy przyczyn oraz elementów należy zaliczyć wszelkie zjawiska losowe oraz dotychczas uważane za mniej istotne z eksploatacyjnego punktu widzenia drobne elementy wyposażenia transformatora. Jednak ponad 21% ogólnych awarii transformatorów, które spowodowane były mało istotnymi przyczynami zwraca uwagę na konieczność podniesienia standardów bieżącej obsługi i przeglądów. Z drugiej strony niewąt-

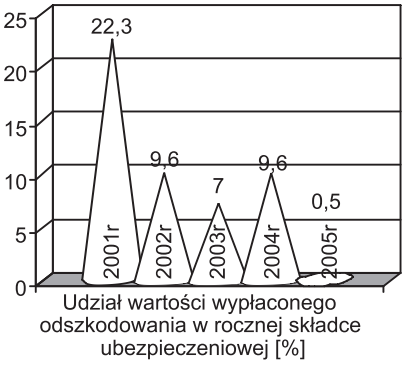
pliwy wpływ ma zaawansowany wiek populacji transformatorów, z których również ok. 21% przekroczyło 30 lat eksploatacji i zbliża się do kresu projektowanego życia technicznego.

Jednym z istotniejszych zagadnień należących do działalności określanej mianem go-spodarki transformatorami jest ubezpieczenie majątku od awarii. Analiza danych statystycznych jednej ze Spółek Dystrybucyjnych za okres 5 kolejnych lat wykazała, że średni udział wartości składki ubezpieczeniowej w grupie rodzajowej maszyn i urządzeń w kosztach dystrybucji wynosi 0,3222% (rys. 2.8).




Rys. 2.8. Procentowy udziału wartości składki ubezpieczeniowej w kosztach dystrybucji

Postępująca modernizacja sieci w połączeniu z rozwojem technologii projektowania i produkcji wyposażenia i aparatury rozdzielczej, w tym transformatorów, powoduje jednak stopniowe zmniejszenie awaryjności i poprawę sprawności dystrybucji. Cechy te znajdują swoje odzwierciedlenie w wartości wypłacanych odszkodowań z tytułu zaistniałych szkód elektrycznych (rys. 2.9).




Rys. 2.9. Procentowy udział wartości wypłaconego odszkodowania w rocznej składce ubezpieczeniowej

Zmniejszający się udział wartości wypłaconego odszkodowania w rocznej składce ubezpieczeniowej skłania do zastanowienia nad koniecznością zmiany ogólnych warun-

ków ubezpieczenia tej grupy urządzeń. Wydaje się, że celowe jest podjęcie działań zmierzających do opracowania nowych warunków i zasad ubezpieczania elektroenergetycznego majątku sieciowego, w tym przede wszystkim transformatorów, które uwzględniałyby rzeczywisty a nie deklaratywny stan techniczny jednostek. W tym kontekście nieodzowna jest również standaryzacja metod i zakresu badań diagnostycznych mających na celu kompleksową i rzetelną ocenę stanu technicznego transformatorów, która pozwoliłaby przewidzieć czas pracy przy założonej sprawności z ekonomicznego i technicznego punktu widzenia. Należy przy tym podkreślić, że jak wynika z doświadczeń eksploatacyjnych, rzeczywisty okres eksploatacji transformatorów rozdzielczych przy zachowaniu normatywnej awaryjności jest dłuższy od przyjmowanego na etapie projektowania czasu technicznego życia.

## 2.2. ZAGADNIENIA EKONOMICZNE W ZARZĄDZANIU CZASEM ŻYCIA TRANSFORMATORÓW

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. Zawiera on 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.

W dalszej części przedstawione będą istotne elementy tych rozdziałów przewodnika.

**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 przewidy-

[1] Autor jest członkiem tej grupy roboczej.

wano 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 uzwojeń w trójkąt jest droższe niż w gwiazdę, 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 [8]:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} \approx \frac{m_1}{m_2} = \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^{(3/4)} \tag{2.2}$$

gdzie:
P – 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:

$$\frac{K_2}{K_1} \approx \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^{(0,5...0,6)} \tag{2.3}$$

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.

**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.

**ad. 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.

**ad. 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.

**ad. 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.

**ad. 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.

**ad. b).** Transformator wymaga jedynie niewielkiej liczby części zamiennych tych ele-

mentów, 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.

**ad. 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.

**ad. 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.

**ad. 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.

**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 mało kompetentnych w sprawach technicznych decydentów.

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 dale 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.

**Tablica 2.1.** Zależność wskaźnika awarii [ %] 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 |

W ramach tej 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 przytoczono dane dotyczące zależności wskaźnika awarii od wieku, oraz ranking transformatorów w zależności od wartości tego wskaźnika (odpowiednio tablicy 2.1 oraz tablicy 2.2).

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 czasokres wyłączenia z ruchu części stacji oraz związane z nim konsekwencje, w tym szczególnie finansowe.

**Tablica 2.2.** 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 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. [9,10].

**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.

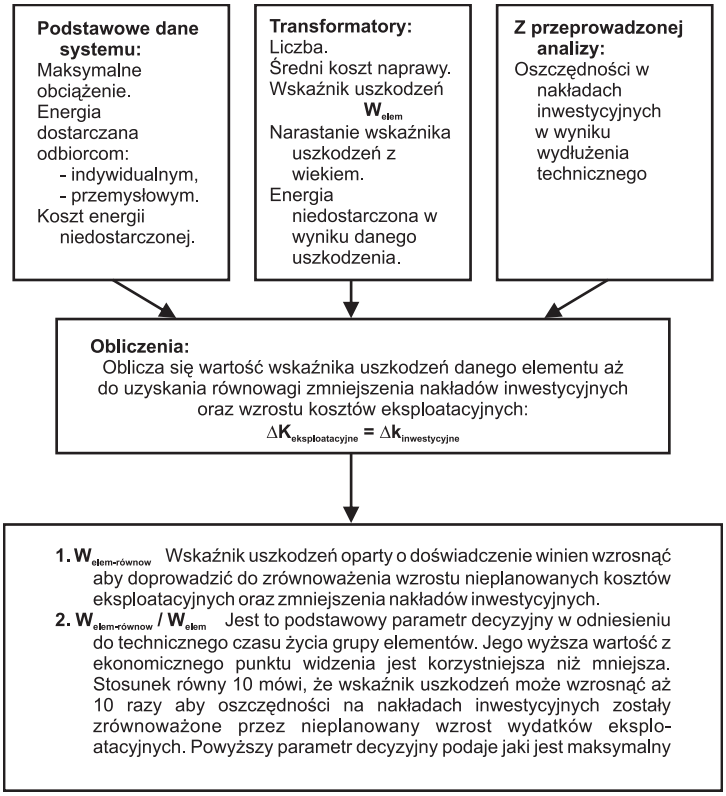
W rozdziale omawia się również elementy zarządzania ryzykiem w odniesieniu do pojedynczego transformatora oraz metodę umożliwiającą zmniejszenia ryzyka strat w aspekcie optymalizacji liczby jednostek rezerwowych. Złożoność, obszerność oraz głębokość materiału zawartego w rozdziale z konieczności pozwalają tylko na krótkie przedstawienie ww. metody.

**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 stratami 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 strat 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.

Schemat postępowania w metodzie opartej o ocenę pokazano na rysunku 2.10.




Rys. 2.10. 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, np. w Norwegii.

**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:

$$\mathbf{C = GSI * GTI} \tag{2.4}$$

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 przypadkach 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).

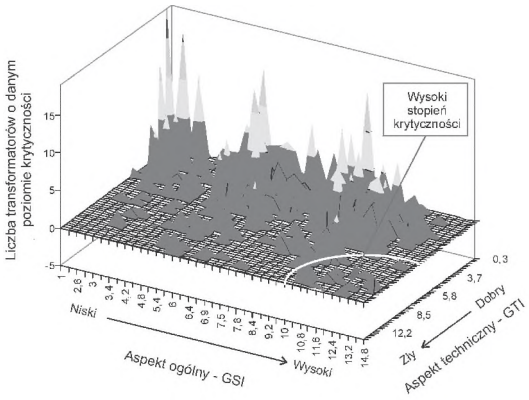
4. Konkurencyjność: **SI4**.
   Konsekwencje ekonomiczne uszkodzenia transformatora ujmuje się tutaj przez następujące dwa elementy:
- **RC** – koszt usunięcia skutków awarii, tj. koszt naprawy urządzenia ujmujący koszt ustalenia zakresu uszkodzenia, samej naprawy oraz zastąpienia uszkodzonej jednostki 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. Pokazano je na rys. 2.11., który oparty jest o dane EDF, gdzie metoda ta jest stosowana.




Rys. 2.11. Przykład zobrazowania aspektów GSI oraz GTI dla populacji obejmującej 900 transformatorów.

## 2.3. PRAKTYKA BADAŃ EKSPLOATACYJNYCH

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 [11], w Rosji dotyczący transformatorów rozdział unowocześnionej instrukcji wydanej przez ORGRES [12] a także specyfikacje i normy, które nie odbiegają w istotny sposób od dawnych norm GOST [13]. CIGRE sporządziło przewodnik oparty na różnych przepisach europejskich przedsiębiorstw energetycznych, który po opracowaniu przez Grupę Roboczą SC A2 WG18 został wydany w formie broszury [14]. IEC wydało normę na badania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju [15], natomiast 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 [16-35].

Prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych powoduje istotne zmiany w sposobie zarządzania, a także w eksploatacji majątku przedsiębiorstwa. W systemie energetyki państwowej zapewnienie niezawodności dostawy energii do przemysłu 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 bez potrzeby konsultowania z ekonomistą.

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. W większości państwowych spółek dystrybucyjnych czy też przedsiębiorstw energetycznych obecnie badania okresowe wykonuje się w „sztywnych" terminach określonych przez sporządzone instrukcje. Jednym z czynników utwalających ten stan jest polityka firm ubezpieczeniowych, które unikają wypłaty odszkodowań za sprzęt uszkodzony w wyniku awarii jeśli właściciel nie przedstawi protokółu badań okresowych wykonanych zgodnie z instrukcją. Narasta jednak tendencja, szczególnie w firmach prywatnych, aby diagnostyka transformatorów i urządzeń była wykonywana w zależności od ich stanu technicznego. Należy przy tym pokreślić, że takie podejście do diagnostyki będzie coraz szerzej stosowane również w energetyce zawodowej, ponieważ jest ono naturalną konsekwencją zmian w ekonomicznych zasadach działania tych firm oraz zwiększenia konkurencji na rynku energii.

**Ocena stanu technicznego**

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 (tg ) 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: „TAP-GUARD" 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 oparta na wynikach badań diagnostycznych. Najczęściej taka ocena polega na porównaniu bieżących wyników z uzyskanymi poprzednio, wyznaczeniu różnic 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.

**Instrukcja Eksploatacji Transformatorów**

Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [11] 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 pomiary rezystancji izolacji i współczynnika strat dielektrycznych (tgδ). Uwzględniono także ocenę zawilgocenia i zestarzenia izolacji na podstawie pomiarów napięcia powrotnego polaryzacji przyrządem RVM (*recovery voltage meter*) lub metodami PDC (*polarization depolarization current*), FDS (*frequency dielectric spectroscopy*). 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 tgδ izolacji, ani rejestracji prądu polaryzacji i depolaryzacji. Wynika to z braku odpowiedniego sprzętu do wykonywania takich pomiarów przez większość przedsiębiorstw energetycznych lub usługowych, jednakże wiodące krajowe politechniki i specjalistyczne firmy posługują się takimi przyrządami i wdrażają ocenę stanu izolacji metodami polaryzacyjnymi [36, 37].

*Instrukcja* wymaga ponadto 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. Natomiast obszerny spis norm dotyczących badań i prób transformatorów znajduje się na końcu *Instrukcji*.

**Praktyka Amerykańska**

Amerykański przewodnik badań diagnostycznych transformatorów [16] nieco odbiega od formuły przyjętej w *Instrukcji*. Wydaje się jednak, że prezentowane tam podejście do oceny stanu technicznego transformatora jest bardzo interesujące z punktu widzenia nowoczesnego podejścia do eksploatacji, którego motywem przewodnim jest odejście od sztywnych reguł na rzecz dostosowania zakresu badań do rzeczywistego stanu jednostki i jej znaczenia w systemie. Jako podstawową procedurę diagnostyczną przyjmuje się w nim

analizę chromatograficzną gazów rozpuszczonych w oleju. W zależności od składu gazów rozpuszczonych w oleju dzieli się transformatory na cztery stany (tablica 2.3). Natomiast w tablicy 2.4 wyszczególnione są działania, które należy podjąć w zależności od kwalifikacji transformatora do odpowiedniego stanu.

**Tablica 2.3.** Graniczna zawartość kluczowych gazów rozpuszczonych w oleju [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 | 2500-4000 | 721-1920 |
| Stan3 | 701-1800 | 401-1000 | 51-80 | 101-200 | 101-150 | 571-1400 | 4001-10000 | 1921-4630 |
| Stan 4 | >1800 | >1000 | >80 | >200 | >150 | >1400 | >10000 | >4360 |

CO2 nie jest włączone do kolumny „całkowita zawartość gazów palnych”

**Tablica 2.4.** Działania podejmowane w zależności od stanu transformatora.

| Stan | Ogólna zawartość gazów palnych, albo najwyższa zawartość jednego gazu | Przyrost ogólnej ilości gazów palnych [ppm/dzień] | Czas pomiędzy pobieraniem próbek i działania podejmowane wskutek przyrostu zawartości gazów palnych | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Czas pomiędzy pobieraniem próbek | Podjęte działania |
| Stan 1 | poniżej 720 ppm ogólnej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla jednego gazu wg. Tabeli 1 | <10 | 1 rok , 6 m-cy dla transf. NN | Normalna praca |
| | | 10÷30 | 3 miesiące | |
| | | >30 | 1 miesiąc | Zachować ostrożność. Analizować poszczególne gazy i zaleźć przyczynę. Ustalić zależność od obciążenia |
| Stan 2 | 721÷1940 ppm ogólnej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla jednego 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 | 1941÷2630 ppm ogólnej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla jednego 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 | Ogólna zawartość gazów palnych, albo najwyższa zawartość jednego gazu | Przyrost ogólnej ilości gazów palnych [ppm/dzień] | Czas pomiędzy pobieraniem próbek i działania podejmowane wskutek przyrostu zawartości gazów palnych | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Czas pomiędzy pobieraniem próbek | Podjęte działania |
| Stan 4 | powyżej 4639 ppm ogólnej zawartości gazów palnych albo najwyższa wartość graniczna dla jednego 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 |

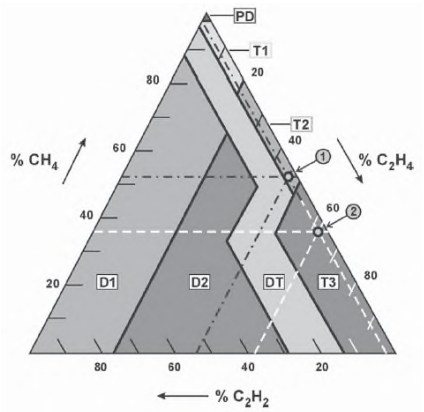
**Stan 2:** Możliwość wystąpienia uszkodzenia. Należy pobierać próbki dostatecznie często aby wyznaczyć dzienny przyrost zawartości każdego gazu.

**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

W jakościowej analizie gazów rozpuszczonych w oleju oraz ocenie stanu izolacji transformatorowej amerykanie wykorzystują zazwyczaj tzw. trójkąt Duvala'a (rys. 2.12). Zastosowanie trójkąta Duval'a do oceny stanu izolacji można omówić posługując się następującym przykładem [16]:




PD – Wyładowania niezupełne
T1 – Przegrzanie o temperaturze niższej od 300 ºC
T2 – Uszkodzenie cieplne o temperaturze 300 ºC ÷ 700 ºC
T3 – Uszkodzenie cieplne o temperaturze wyższej niż 700 ºC
D1 – Wyładowanie o niskiej energii, iskrzenie
D2 – Wyładowanie o wysokiej energii, łuk
DT – Uszkodzenie cieplne i elektryczne

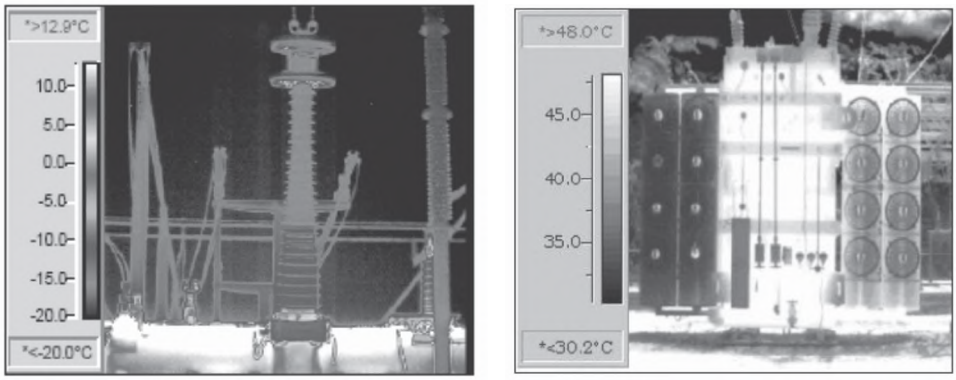
Rys .2.12. Trójkąt Duval'a do analizy DGA

Uszkodzenie, któremu odpowiada punkt ① określono za pomocą zmierzonej zawartości trzech gazów według analizy No.1 (tabl. 2.5). Rozwój uszkodzenia w czasie spowodował przyrost zawartości gazów w oleju, co pokazała analiza No. 2. Na trójkącie Duval'a. oznacza to przejście do punktu ② w strefie T3, która jest charakterystyczna dla uszkodzeń powstałych w temperaturze wyższej niż 700$^{O}$C

Tablica 2.5. Wyniki użytej w przykładzie analizy trzech gazów

| Analiza | No. 1 | No. 2 | | Przyrost | |
|---|---|---|---|---|---|
| Gaz | [ppm] | [ppm] | % | [ppm] | % |
| $CH_4$ metan | 142 | 192 | 51 | 50 | 36 |
| $C_2H_4$ etylen | 84 | 170 | 46 | 86 | 62 |
| $C_2H_2$ acetylen | 4 | 7 | 2 | 3 | 2 |
| Total | 230 | 369 | 100 | 139 | 100 |

Jako dodatkowy sprawdzian wykonano porównanie zawartości CO i $CO_2$, które nie wskazuje na cieplną degradację celulozy. Należy przy tym dodać, że według [16], jeśli obciążenie i temperatura transformatora nie przekracza wartości nominalnych, iloraz zawartości $CO_2$ i CO zawiera się między 7 a 20, podczas gdy iloraz $CO_2/CO < 5$ wskazuje na nadmiernie wysoką temperaturę pracy i przyspieszoną degradację celulozy. Na tej podstawie w diagnozie uszkodzenia podano jako możliwą przyczynę zły styk pomiędzy przepustem i odpływem, bądź zły kontakt z przełącznikiem zaczepów, lub też problem z uziemieniem rdzenia.




Rys. 2.13. Fotografia w podczerwieni uszkodzonego przepustu oraz niedrożnych radiatorów [16]

Coraz częściej w diagnostyce transformatorów stosowane są pomiary w podczerwieni. Z ich pomocą określa się temperaturę powierzchni kadzi, przepustów oraz radiatorów. Otrzymane fotogramy wskazują na obszary lokalnych przegrzań i są bardzo pomocne w ocenie stanu technicznego oraz identyfikacji najczęściej występujących uszkodzeń takich jak zły stan zestyków czy też awarie układu chłodzenia (rys. 2.13).

Według amerykańskich norm i zaleceń dla dużych transformatorów sieciowych i blo-

kowych wymagane są badania odkształceń uzwojeń metodą rejestracji admitancji uzwojenia w zakresie od 10 Hz do 1 MHz [16]. Metodyka tych pomiarów oraz interpretacja jest szeroko omawiana w rozdziale 6.1 niniejszego poradnika. Zgodnie z tymi zaleceniami, pomiary odkształceń uzwojeń metodą odpowiedzi częstotliwościowej (metoda FRA) są rutynowo wymagane i stosowane przy zakupie nowych transformatorów. Powstaje wtedy wzorcowy zapis (tzw. „odcisk palca"), do którego będą porównywane rejestracje otrzymywane w późniejszych badaniach diagnostycznych. Okresowe rejestracje odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń są obecnie standardowo wykonywane również przez przedsiębiorstwa energetyczne w Europie Zachodniej i w Kanadzie. Należy przy tym nadmienić, że w *Ramowej Instrukcji* [11] pomiary takie 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 uznawana za poważne zagrożenie i przyczynę gwałtownego skrócenia czasu życia technicznego izolacji. Z kolei pośrednie usuwanie wilgoci z izolacji stałej (celulozy) poprzez suszenie oleju jest uważane za nieskuteczne, gdy temperatura w czasie suszenia jest zbyt niska. Pogląd ten wynika wprost z naturalnych proporcji między zawartością wody w celulozie i w oleju. W stanie równowagi wynosi ona jak 1:3000 dla temperatury 20$^{O}$C oraz, odpowiednio, 1:1000 dla 40$^{O}$C i 1:300 dla 60$^{O}$C.

Degradacja izolacji stałej jest oceniana natomiast przez wyznaczanie zawartości furanów (2FAL). W tablicy 2.6 podano związek pomiędzy zawartością 2 FAL a pozostałym czasem życia celulozy, w dwóch wariantach: dla zwykłego papieru (55$^{O}$C) oraz papieru o podwyższonych własnościach termicznych (65$^{O}$C) (*thermally upgraded paper*).

**Tablica 2.6.** 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 |
| 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 te obejmują różne furany, które są produktem określonych procesów degradacyjnych i wyładowczych w izolacji papierowo-olejowej. Wśród nich można wymienić takie związki jak:

- 5H2F (5-hydroxymetyl-2-furaldehyd), który jest produktem utleniania w wyniku starzenia i przegrzewania papieru,
- 2FOL (2-furfurol), który powstaje w obecności dużej ilości wody w papierze,
- 2FAL (2-furaldehyd), który powstaje w wyniku przegrzania,
- 2ACF (2-acetylfuran), który generowany jest przez wyładowania piorunowe (rzadko spotykany),
- M2F (5-metyl-2-furaldehyd), który powstaje przeważnie w punkcie gorącym jako produkt silnego lokalnego przegrzania.

Amerykańskie Federalne **Bureau of Reclamation** wprowadziło kryteria oceny ryzyka związanego z eksploatacją transformatorów w zależności od ich stanu technicznego. Istnieje bowiem wśród eksploatatorów tendencja do przedłużania czasu życia jednostek, co powoduje zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Z tego powodu został opracowany punktowy system oceny stanu technicznego, który umożliwia sporządzenie rankingu jednostek według ich stanu technicznego. W tym systemie monitorowane są jednostki o krytycznym znaczeniu dla dostawy energii, przy jednoczesnym utrzymaniu dopuszczalnego ryzyka. Punktowy system oceny stanu technicznego opiera się głównie na wynikach badań diagnostycznych, a późniejsza ocena stopnia ryzyka polega na określeniu trzech czynników:

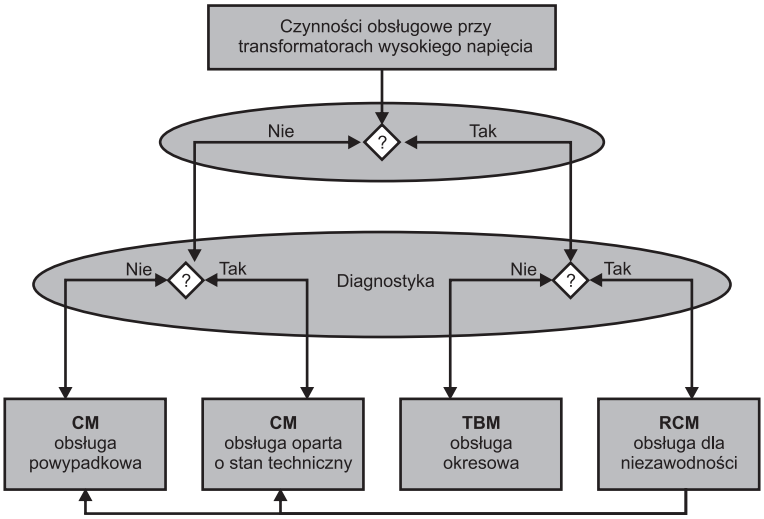
- określenie stopnia ryzyka gwałtownej eksplozji transformatora w ruchu,
- ocena prawdopodobieństwa wystąpienia katastrofalnej awarii,
- oszacowanie skutków takiej awarii.

W końcowej ocenie ryzyka uwzględnia się również stosowane przez użytkownika strategie obsługi transformatorów. Można przy tym wymienić cztery najważniejsze strategie:

- **CM Obsługa po wypadkowa** oznacza wymianę bądź naprawę, kiedy transformator uległ niespodziewanej awarii w ruchu. Taka obsługa jest stosowana głównie do małych transformatorów rozdzielczych, których zapas jest zgromadzony w magazynie do wymiany;
- **TBM Obsługa okresowa** jest prowadzona zgodnie z instrukcjami, które wymagają przeglądów i badań w określonych odstępach czasu. Ten sposób obsługi był stosowany w ubiegłych latach jednakże obecnie jest ekonomicznie nie uzasadniony;
- **CBM Obsługa oparta o stan techniczny** jest stosowana jedynie do transformatorów w stanie krytycznym. Wówczas badanie transformatora prowadzi się używając wypróbowanych metod diagnostycznych;
- **RCM Obsługa dla zapewnienia niezawodnośc**i jest wykonywana w zależności od stanu technicznego transformatora oraz od ważności tego transformatora dla zapewnienia dostawy energii.

Wybór strategii w powiązaniu ze znaczeniem jednostki w systemie, jego diagnostyką oraz czynnościami obsługowymi przestawiono na rysunku 2.14.

W celu przybliżenia tego bardzo pragmatycznego, a jednocześnie sprawdzonego w amerykańskiej praktyce podejścia do eksploatacji transformatorów, opisano sposób oceny stanu technicznego transformatora.

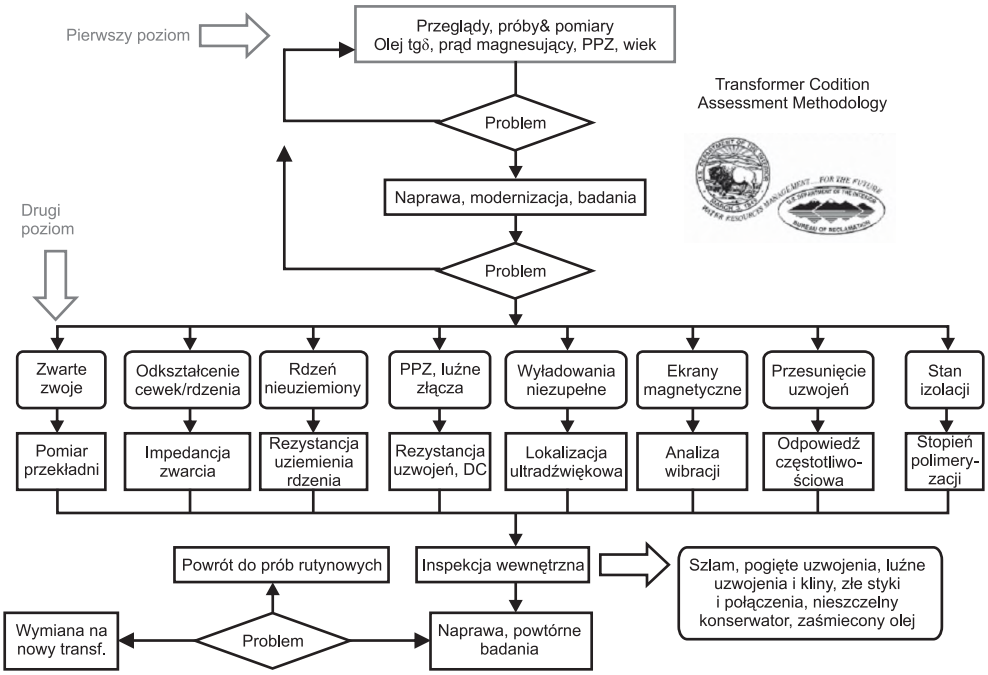



Rys. 2.14. Strategie i czynności obsługowe przy transformatorach

Wstępna Ocena Stanu Technicznego Transformatora (pierwszy poziom – rys. 2.15) obejmuje następujące elementy:

- **badania oleju** – DGA – analiza gazów rozpuszczonych w oleju, całkowita zawartość gazów palnych, napięcie powierzchniowe, stopień kwasoty, zawartość wilgoci, wytrzymałość dielektryczna, **tgδ izolacji** – współczynnik strat dielektrycznych,
- **prąd magnesujący**,
- **przebieg eksploatacji i remontów** – długotrwałe przeciążenia, bardzo wysoka temperatura pracy zarejestrowana przez system monitorujący, lokalne przegrzania wykryte kamerą termowizyjną, pobliskie uderzenia pioruna, przebicia izolacji, naprawy, modernizacje, wymiana podzespołów,
- **wiek transformatora** – mniej niż 30, 30÷45, ponad 45 lat,
- **analiza ekonomiczna** – koszt zastąpienia nową jednostką wobec kosztu napraw i wyższych kosztów eksploatacyjnych: większe straty i częstsza obsługa. Możliwe uszkodzenie w transporcie do naprawy.

Następne decyzje zależne są od rozstrzygnięcia wstępnego etapu. W przypadku nie stwierdzenia problemu ocena kończy się na tym etapie i transformator nadal pracuje w podstacji. W przypadku wystąpienia problemu podejmowana jest decyzja odnośnie złomowania, modernizacji lub remontu. Rozległość tych prac określana jest na podstawie badań, których zakres zależny jest od rozmiaru stwierdzonego problemu. Dokładniejsze, specjalistyczne pomiary diagnostyczne stanowią drugi poziom oceny stanu technicznego. W zależności od ich wyników, zgodnie z diagramem podejmowane są kolejne decyzje.




Rys. 2.15. Diagram oceny stanu technicznego transformatorów

Cały proces decyzyjny wspomagany jest opracowanym przez Bureau of Reclamation punktowym systemem oceny stanu technicznego transformatora, przy czym ilość przyznawanych punktów zależna jest od wyników badań. Punkty te są następnie mnożone przez współczynnik wagowy i sumowane (tabl. 2.7). Ilości punktów uzyskanych na pierwszym poziomie (Tier 1) decyduje o wykonywaniu przedstawionych na diagramie badań na drugim poziomie (Tier 2). Po wypełnieniu formularza uzyskuje się ogólną ilościową (punktową) ocenę stanu technicznego transformatora, która stanowi podstawę do pojęcia decyzji o jego naprawie, modernizacji bądź wymianie.

**Tablica 2.7.** Formularz do oceny stanu technicznego transformatorów

TRANSFORMER CONDITION ASSESSMENT
SUMMARZ FORM

Date: _____ Transformer Identifier: _____

Lozation: _____ Manufacturer: _____ Yr.Mfd: _____

No. of Phases: _____ MVA: _____ Voltage: _____

| Poziom 1 | Ocena stanu technicznego transformatora | | | |
|---|---|---|---|---|
| Lp. | Wskaźnik | Ocena | Współczynnik wagi | Ocena końcowa |
| 1 | Badanie oleju | | 1,143 | |
| 2 | Współczynnik strat tgδ<br>Prąd magnesowania | | 0,952 | |
| 3 | Przebieg eksploatacji<br>i remontów | | 0,762 | |
| 4 | Wiek transformatora | | 0,478 | |
| Poziom 1. Wskaźnik stanu technicznego<br>(suma punktów ocen cząstkowych) | | | | 0 < Σ < 10 |

| Poziom 2. | Ocena stanu technicznego transformatora | |
|---|---|---|
| Poziom 2. | Badania transformatora | Korekta oceny<br>stanu z poziomu 1 |
| T2.1 | Pomiar przekładni zwojowej | |
| T2.2 | Pomiar impedacji zwarcia | |
| T2.3 | Pomiar rezystancji uziemienia rdzenia (Megger) | |
| T2.4 | Pomiar rezystancji uzwojeń prądem stałym | |
| T2.5 | Wykrywanie uszkodzeń metodą<br>akustyczna i ultradźwiękową | |
| T2.6 | Analiza drgań (wibracji) | |
| T2.7 | Analiza odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń (FRA) | |
| T2.8 | Przegląd wewnętrzny | |
| T2.9 | Stopień polaryzacji celulozy | |
| Poziom 2. Wskaźnik stanu technicznego<br>(suma punktów poszczególnych skorygowanych ocen) | | |

**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. Nieoczekiwanym skutkiem ówczesnych realiów produkcyjnych jest zwiększona długowieczność izolacji, a tym samym transformatorów.

Problemy pojawiały się w niektórych transformatorach produkowanych na licencji austriackiej firmy ELIN, która dostarczyła konstrukcję rozpowszechnionego w Polsce auto-

-transformatora 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 [38].

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 [39]. 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.

W statystykach 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 [40]. 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) [41].

W niektórych transformatorach produkcji ELTY sterowanie strumieniem rozproszenia przy pomocy ekranów magnetycznych w wielu przypadkach było niewłaściwe, co powodowało lokalne przegrzewanie kadzi i śrub mocujących pokrywę kadzi. Izolacja odpływów uzwojeń była wzorowana na konstrukcji Panowa i Morozowej, polegającej na grubym oplocie z taśmy papierowej oraz długiego kanału olejowego do ścianki kadzi, niepodzielonego przegrodami. Wytrzymałość dielektryczna takiego kanału wiele razy okazywała się niewystarczająca, zwłaszcza gdy olej był zawilgocony i zanieczyszczony cząsteczkami. W rezultacie notowano przypadki przebić w długiej przerwie olejowej w postaci wyładowania rozwijającego 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 olej poprzez rozwarstwienia blach, źle wykonane spawy, czy też wadliwy materiał uszczelek pokrywy kadzi.

Prasowanie uzwojeń wykonywano 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 [42].

W transformatorach średniej mocy, oprócz opisanych powyżej wad, 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 lecz bezpośrednio są spowodowane zwarciami w sieci, przepięciami atmosferycznymi oraz brakiem właściwej obsługi. Dotyczy to 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 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. Ocena stopnia zawilgocenia i zestarzenia izolacji wymaga stosowania diagnostyki z użyciem metod polaryzacyjnych połączonych ze specjalistycznym oprogramowaniem (roz. 6.4. poradnika). Sprzęt do wykonywania takich badań w Polsce jest już w posiadaniu niektórych firm oraz wyższych uczelni techniczne.

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.

Tendencja do przedłużania czasu eksploatacji transformatorów w wielu przypadkach wymaga monitorowania on-line stanu technicznego. Systemy te zyskują coraz większą popularność w Zachodniej Europie i w Stanach, jednakże z uwagi na znaczny koszt są instalowane na wielkich, strategicznie ważnych transformatorach. W Polsce urządzenia do diagnostyki on-line zainstalowano tytułem próby tylko na kilku jednostkach. Ze względu na szybki postęp technik przetwarzania informacji, zakres diagnostyki on-line ulega dynamicznemu rozszerzaniu, a do powszechnie wykonywanych obecnie pomiarów można zaliczyć:

- 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, acetylenu i tlenku węgla, aż do ośmiu gazów rejestrowanych przy zastosowaniu bardziej złożonych 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 może powodować elektryzację statyczną.

- Rejestracja prądu upływu przepustów i ocena sumy trzech prądów mierzonych na odczepach przepustów w trzech fazach, albo przez wyznaczanie pojemności a także współczynnika strat dielektrycznych (tg ) 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 (tzw. *bąbelkowanie – bubble effect*).
- 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.

Zagadnienia te szeroko omawiane są w rozdziałach 5 i 6 niniejszego poradnika.

**Pomiary i przeglądy eksploatacyjne transformatorów w polskim systemie energetycznym**

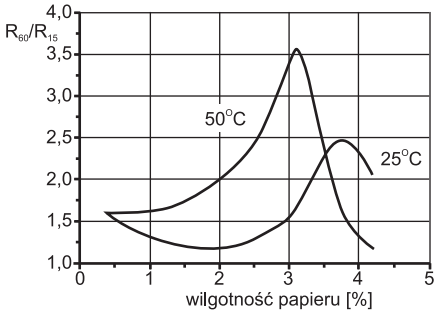
Istniejące uregulowania prawne (Ustawa Prawo Energetyczne, Ustawa Prawo Budowlane) cedują obowiązek opracowania Instrukcji Eksploatacji obiektu budowlanego, w tym np. stacji rozdzielczych i transformatorów na użytkownika. Instrukcje te powinny jednak obejmować m.in. metodologię badań i przeglądów. W rezultacie spółki dystrybucyjne mają obecnie dużą swobodę w kształtowaniu zasad eksploatacji, oczywiście pod warunkiem, że utrzymane zostanie bezpieczeństwo pracy urządzeń oraz ich sprawność techniczna. Mimo to wiele przedsiębiorstw eksploatujących linie i stacje elektroenergetyczne nadal posługuje się instrukcjami wzorowanymi np. na Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów, czy też nawet na nieobowiązujących już Przepisach Eksploatacji Urządzeń Elektrycznych z roku 1988. Oczywiście, wiele zawartych nich zasad jest nadal pod względem technicznym uzasadnionych, lecz niektóre uregulowania mocno się zdezaktualizowały i nie przystają do współczesnej wiedzy oraz nowych trendów w praktyce eksploatacyjnej.

W przypadku transformatorów mocy coraz lepsza znajomość procesów fizycznych zachodzących w części aktywnej transformatora (uzwojenie, izolacja papierowo-olejowa) , procesów starzeniowych i generacji wyładowań niezupełnych oraz bogate doświadczenia eksploatacyjne wykazało nieadekwatność tradycyjnie przyjmowanej metodyki badań czy też dopuszczalnych granicznych wartości poszczególnych parametrów. Powszechnie przyjmowane obecnie jednoznacznie zdefiniowane terminy i zakres okresowych badań i przeglądów często są technicznie nieuzasadnione oraz nieefektywne pod względem ekonomicznym, bowiem nie powodują znaczącego obniżenia awaryjności. Praktyka eksploatacji poparta rachunkiem ekonomicznym (m.in. doświadczenia amerykańskie) wskazuje natomiast, że metodologia przeglądów okresowych (terminy, zakres) powinna wynikać z przyjętej strategii obsługi transformatorów. W przypadku spółek dystrybucyjnych posiadających dużą ilość transformatorów o różnej mocy oraz zainstalowanych w różnych punktach sieci może się okazać, że przyjęta strategia eksploatacji całej populacji będzie wy-

magać stworzenia Instrukcji Eksploatacji dla wyodrębnionych grup jednostek, przy czym przynależność do określonej grupy nie musi być powiązana tylko z mocą nominalną.

Z dotychczas wykonywanych standardowych pomiarów okresowych najwięcej dyskusji i problemów interpretacyjnych wzbudzają badania oleju, analizy DGA oleju oraz pomiary wskaźników izolacji. W odniesieniu do badań olejowych coraz szerzej prezentowany jest pogląd o konieczności rezygnacji z jednoznacznie zdefiniowanych dopuszczalnych ilości gazów rozpuszczonych w oleju (analiza DGA). W zamian proponuje się kompleksową analizę wyników chromatograficznych badań oleju uzupełnioną np. o pomiary zawartości furanów. Problematyka analizy DGA jest szeroko omówiona w rozdziale V poradnika poświęconym izolacji papierowo-olejowej transformatorów.

W wielu obowiązujących instrukcjach eksploatacji zapisy dotyczące sprawdzenia jakości izolacji zawierają nakaz wyznaczenia współczynnika absorpcji (polaryzacji) $R_{60}/R_{15}$ lub $R_{300}/R_{15}$ oraz podają ich dopuszczalne minimalne wartości ( np. $R_{60}/R_{15} > 1,15$). W chwili wprowadzania do praktyki diagnostycznej tych wymagań spodziewano się, że wartość współczynnika absorpcji będzie prostym narzędziem identyfikującym stopień zawilgocenia i degradacji izolacji. Jednak z przeprowadzonych w ostatnich latach badań nad zjawiskami polaryzacyjnymi izolacji transformatorowej (rozdz. 6.4.) wynika, że dotychczasowy pogląd na sens pomiarów $R_{60}/R_{15}$ był błędny. Wykazały one bowiem, że rezystancja $R_{15}$ zależna jest wszystkim od właściwości oleju, podczas gdy na wartość $R_{60}$ wpływ mają właściwości elementów stałych izolacji. Zatem obie te wartości w zasadzie charakteryzują inne elementy układu izolacyjnego. Ponadto dodatkowym czynnikiem różnicującymi $R_{15}$ i $R_{60}$ jest temperatura izolacji w trakcie pomiaru, która inaczej wpływa na przewodnictwo oleju niż na przewodnictwo preszpanu. 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 rysunku 2.16.



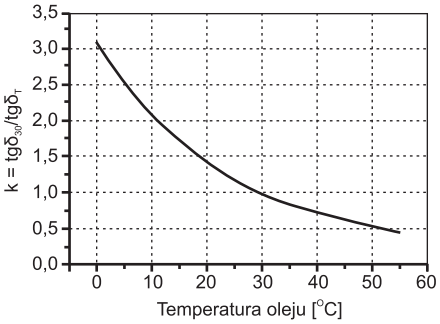

Rys. 2.16. Zależność współczynnika $R_{60}/R_{15}$ od wilgotności papieru przy różnej temperaturze izolacji papierowo-olejowej

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%.

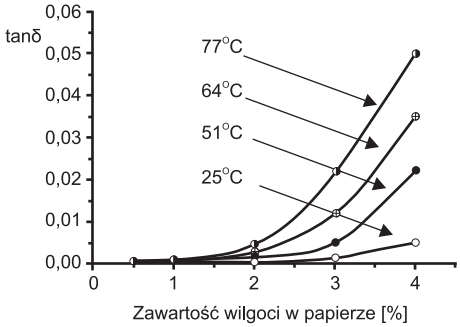
Stąd wydaje się oczywiste, że przydatność współczynnika absorpcji R60/R15 jako wskaźnika identyfikującego stan stałych elementów izolacji transformatorowej jest bardzo problematyczna.

Powszechnie obowiązujące zalecenia dotyczące prób eksploatacyjnych transformatorów średnich i dużych mocy zawierają pomiar współczynnika strat dielektrycznych uzwojenia przy częstotliwości 50 lub 60 Hz. Podobnie jak w przypadku współczynnika absorpcji, jego głównym celem jest ocena stanu izolacji pod kątem zawilgocenia i zestarzenia, w mniejszym zaś stopniu pod kątem wyładowań niezupełnych. Jak wiadomo, wartość strat w izolacji zależy m.in. od temperatury, natomiast w uregulowaniach normatywnych graniczne wartości tan podane są dla temperatury 30$^{O}$C. Stąd przy ocenie stanu izolacji należy przeszacować zmierzoną przy określonej temperaturze wartość tan na temperaturę odniesienia 30$^{O}$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 tan można przyjąć wskazania termometru górnej warstwy oleju, zaś współczynnik korekcyjny dany jest w postaci tabeli lub wykresu (rys. 2.17).




Rys. 2.17. Zależność współczynnika korekcyjnego tan izolacji transformatora od temperatury

Ostatnie analizy mechanizmów polaryzacji w izolacji transformatora wykazały jednak, że wartość tan przy 50 Hz determinowana jest przede wszystkim przez parametry oleju a nie przez zawilgocenie i zestarzenie preszpanu (rozdz. 6.4. poradnika). Ponadto, jak pokazano na rysunku 2.18, wyraźne zmiany tan obserwuje się dopiero w mocno, powyżej 3%, zawilgoconej izolacji i w wysokiej temperaturze. Tak więc wyznaczenie tan dla częstotliwości 50 Hz nie pozwala na dokonanie jednoznacznej oceny stanu izolacji i stwierdzenia czy zmierzona wartość jest adekwatna do właściwości oleju czy też do stanu elementów stałych, czy też w końcu do stanu obu tych głównych składników izolacji transformatora. Stąd jego przydatność do oceny stanu izolacji jest mocno ograniczona. Umożliwia natomiast szybką, ogólną ocenę izolacji w przypadku, gdy jest ona w bardzo złej kondycji, a jej dalsza praca stwarzałaby duże ryzyko awarii.




Rys. 2.18. Wpływ wilgotności papieru i temperatury na zmierzoną w 50 Hz wartość tanδ izolacji papierowo-olejowej

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 zestarzenia 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 dominujący wpływ zgromadzonej w preszpanie wody oraz stopień jego zestarzenia na przyrost pojemności uwidacznia się zwykle w częstotliwościach znacznie niższych niż 2 Hz. Z drugiej strony obserwuje się znaczący, w stosunku do spodziewanej wartości współczynnika dyspersji, wpływ temperatury na wartość $C_{2Hz}$. Z tych powodów, podobnie jak w przypadku współczynnika strat tg , przydatność współczynnika dyspersji $C_2/C_{50}$ do oceny stanu izolacji jest ograniczona do przypadków takiego zawilgocenia elementów stałych, który jest bliski krytycznemu. Zatem do przypadków, gdy stan izolacji grozi bliską awarią w postaci np. efektu bąblowania.

Uwzględniając omówione wcześniej kierunki zmian w podejściu do obsługi transformatorów oraz interpretacji wyników pomiarów, w tablicy 2.8 przedstawiono propozycje zakresu oraz terminów pomiarów i prób eksploatacyjnych transformatorów mocy. Mimo, że zachowane jest ugruntowane polską tradycją eksploatacyjną i pomiarową podejście do zagadnienia serwisowania, to jednak w wielu aspektach propozycja ta zawiera nowe elementy, które odpowiadają aktualnym techniczno-ekonomicznym trendom w obsłudze transformatorów. Należy przy tym zauważyć, że przedstawione w tablicy 6 zakres oraz terminy pomiarów i prób został już wdrożony w jednej z większych spółek dystrybucyjnych w Polsce.

**Tablica 2.8.** Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych transformatorów mocy oraz terminy ich wykonania

| Lp. | Nazwa urządzenia | Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych | Wymagania techniczne | Termin wykonania |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Transformatory suche | Pomiar rezystancji izolacji $R_{60}$ | Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 20$ MΩ dla napięć powyżej 10 kV, $R_{60} \geq 15$ MΩ dla pozostałych napięć, przy 30°C – dla transformatorów w eksploatacji | Przed uruchomieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego transformatora oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji. |
| | | Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni | Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji | |
| 2 | Transformatory olejowe o mocy 0,02 – 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej | Pomiar rezystancji izolacji $R_{60}$ | Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35$ MΩ przy 30°C – dla transformatorów w eksploatacji | Przed uruchomieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego transformatora. Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji. |
| | | Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni | Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie w eksploatacji | |
| | | Badanie oleju (transformator z konserwatorem) w zakresie:<br>– wyglądu<br>– rezystywności<br>– napięcia przebicia | **Wygląd klarowny**, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych<br>**Rezystywność** nie niższa niż $1 \times 10^9$ Ω·m przy 50°C<br>**Napięcie przebicia** nie niższe niż 35 kV przy temp. otoczenia | |

| Lp. | Nazwa urządzenia | Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych | Wymagania techniczne | Termin wykonania |
|---|---|---|---|---|
| 3 | Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA oraz napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV | **Stopień I**<br>Badania podstawowe<br>Zakres badań:<br>– oględziny zewnętrzne<br>– analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju<br>– badanie oleju w zakresie:<br>a/ wyglądu<br>b/ liczby kwasowej<br>c/ temperatury zapłonu<br>d/ napięcia przebicia<br>e/ rezystywności<br>f/ współczynnika stratności tgδ<br>g/ zawartości wody mierzone metodą Fischera | – Brak gazów rozpuszczonych w oleju wskazujących na uszkodzenie<br>– Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej, zawartości stałych ciał obcych<br>– Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,4 mg KOH/g<br>– Temperatura zapłonu n ie niższa niż 130°C<br>– Napięcie przebicia nie mniejsze niż 40 kV przy 20°C<br>– Rezystywność nie mniejsza niż $2x10^9$ Ωm przy 50°C<br>– Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,1 przy 50°C i 50 Hz<br>– Zawartość wody niższa od 40 ppm | Po pierwszym roku eksploa tacji, a następnie nie rzadziej niż raz na 5 lat. W przypadku wyłącz enia na okres dłuższy niż 30 dni, przed uruch omieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego transformatora oraz po stwierdzeniu nie prawidłowej pracy. |
| | | **Stopień II**<br>Badania specjalistyczne<br>Zakres badań:<br>Pomiar rezystancji uzwojeń<br>Pomiar przekładni<br>Pomiar prądów magnesujących<br>Badanie przełącznika zaczepów<br>Analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju | Zgodnie z danymi wytwórcy<br>Zgodnie z danymi wytwórcy<br>Zgodnie z danymi wytwórcy<br>Zgodnie z danymi wytwórcy<br>Brak gazów rozpuszczonych w oleju wskazujących na uszkodzenie | Wykonywane w przypadku uzyskania negatywnych wyników badań zakresu podstawowego. |

| Lp. | Nazwa urządzenia | Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych | Wymagania techniczne | Termin wykonania |
|---|---|---|---|---|
| | | **Stopień III**<br>Badania okresowe<br>Zakres badań:<br><br>Pomiar rezystancji izolacji $R_{300}$ | Rezystancja izolacji w układzie doziemnym $R_{300} \geq 75$ MΩ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znam. do 40 kV,<br>$R_{300} \geq 100$ MΩ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znam. powyżej 50 kV<br>Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami $R_{300} \geq 250$ MΩ przy temp. 30°C | Wykonywane w przypadku uzyskania negatywnych wyników badań z zakresu podst awow ego. W przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni, przed uruchomieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technic znego transformatora oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. |
| | | Pomiar rezystancji uzwojeń lub przekładni | Zgodnie z danymi wytwórcy | |
| | | Przegląd i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów | Zgodnie z danymi wytwórcy | Nie rzadziej niż raz na 3 lata lub 15 tys. przełączeń (o ile producent nie wydłuża tych okresów) |

| Lp. | Nazwa urządzenia | Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych | Wymagania techniczne | Termin wykonania |
|---|---|---|---|---|
| 4 | Transformatory olejowe o mocy większej od 100MVA lub napięciu znamionowym 220kV | **Stopień I**<br>Badania podstawowe<br>Zakres badań:<br>– oględziny zewnętrzne<br>– analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju<br>– badanie oleju w zakresie:<br>a/ wyglądu<br>b/ liczby kwasowej<br>c/ temperatury zapłonu<br>d/ napięcia przebicia<br>e/ rezystywności<br>f/ współczynnika stratności tgδ<br>g/ zawartości wody mierzone metodą Fischera<br>h/ lepkości kinematycznej<br>i/ napięcia powierzchniowego<br>j/ gęstości | Brak gazów rozpuszczonych w oleju wskazujących na uszkodzenie.<br>Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej, zawartości stałych ciał obcych.<br>Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,3 mg KOH/g.<br>Temperatura zapłonu nie niższa niż 130°C<br>Napięcie przebicia nie mniejsze niż 45 kV przy 20°C<br>Rezystywność nie mniejsza niż $5x10^{10}\Omega m$ przy 50°C<br>Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,08 przy 50°C i 50 Hz<br>Zawartość wody niższa od 35 ppm<br><br>Lepkość poniżej $30mm^2/s$ przy 20°C<br>Napięcie powierzchniowe nie mniejsze niż 20 mN/m<br>Gęstość poniżej 0,900 $g/cm^3$ przy 20°C | Raz w roku |
| | | **Stopień II**<br>Badania specjalistyczne<br><br>Zakres badań:<br>– pomiar wyładowań niezupełnych<br>– analiza wibroakustyczna<br>– badanie termowizyjne<br>– badanie zawartości związków furanu<br>– badanie stanu mechanicznego uzwojeń<br>– przegląd i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów | – poziom wyładowań poniżej 3000pC<br>– brak składowych drgań świadczących o uszkodzeniu rdzenia<br>– brak anomalii temperaturowych mogących wpłynąć na niezawodność eksploatacyjną<br>– zawartość związków furanu rozpuszczonych w oleju nie wskazująca na nadmierny rozkład izolacji papierowej<br>– brak przebiegów świadczących o mechanicznym odkształceniu uzwojeń.<br>– czasy przełączania zgodne z danymi producenta przełącznika | *Wykonywane w przypadku uzyskania negatywnych wyników badań zakresu podstawowego lub po awaryjnym wyłączeniu.*<br><br>Przegląd i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów co 3 lata lub co 15 tys. łączeń. |

| Lp. | Nazwa urządzenia | Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych | Wymagania techniczne | Termin wykonania |
|---|---|---|---|---|
| 4 | | **Stopień III**<br>Badania okresowe<br><br>Zakres badań:<br>– pomiar rezystancji izolacji<br>– pomiar rezystancji uzwojeń lub przekładni<br>– pomiar prądów magnesujących<br>– pomiar współczynnika tgδ uzwojeń<br>– pomiar pojemności C i współczynnika tgd izolatorów przepustowych | 1. Rezystancja izolacji w temp. 30°C powinna w układzie doziemnym być wyższa niż (1/C) × 1000MΩ, a między uzwojeniami powyżej (5/C)× 1000MΩ ; gdzie C– pojemność układu w nF,<br>2. Rezystancja uzwojeń – zgodna z danymi wytwórcy<br>3. Wartość prądów magnesujących – zgodnie z danymi wytwórcy lub jak przy przyjmowaniu do eksploatacji<br>4. Współczynnik tgδ uzwojeń – poniżej 0,08 w temp. 30°C<br>5. Pojemność i współczynnik tg δ izolatorów przepustowych – zgodny z wymaganiami producenta izolatorów przepustowych. | Po pierwszym roku eksploatacji a następnie nie rzadziej niż co 8 lat |

## 2.4. ZNORMALIZOWANE PRÓBY ODBIORCZE

Standardowe próby odbiorcze transformatorów mocy objęte są uregulowaniami normatywnymi, w tym normą IEC 75 [43], amerykańska normą IEEE Std. C 52 [44], a także normą polską PN-EN 60076-3-2002 [45] oraz normami większości krajów uprzemysłowionych.

Dodatkowo, procedury probiercze i techniki pomiarów opisano w podręczniku [46] oraz w popularnym w Polsce książce „Testing of Power Transformers" [47]. Wyjaśnienie pojawiających się problemów z interpretacją różnych norm można znaleźć w pracy doktorskiej [48]. Natomiast praktykę wykonywania prób udarowych, pomiarów wnz oraz strat dielektrycznych opisują prace [49-53]. W przeważającej mierze, dokładna znajomość problematyki i metodyki wykonywania prób odbiorczych wymagana jest od personelu stacji prób u producenta lub w zakładach remontowych. W mniejszym zaś stopniu dotyczy ona eksploatatorów. Niemniej jednak, powinni oni znać choćby ogólny zarys najważniejszych prób ze szczególnym zwróceniem uwagi pewne specyficzne cechy i parametry, które mogą ułatwić np. procedurę negocjacyjną lub postawienie określonych wymagań technicznych przy odbiorze.

**Podstawowe badania i wymagania techniczne**

Wymagania norm dotyczą przede wszystkim strat biegu jałowego i strat obciążeniowych, a więc wydajności energetycznej transformatora. Podają one sposób pomiaru wielkości strat podczas prób odbiorczych oraz narzucają wymagania co do dokładności pomiaru. W tym względzie istniejące unormowania są bardzo przydatne przy sporządzaniu dokumentacji przetargowej. Pozwalają bowiem na sprecyzowanie oczekiwań odbiorcy, a nawet stanowią podstawę domagania się odszkodowania od producenta, gdy poziom strat jest ponadnormatywny. Zagadnienie odpowiednio niskich strat w transformatorze powinno być jednym z najważniejszych elementów dokumentacji przetargowej, gdyż są one największym składnikiem stałych kosztów eksploatacji. Generalnie, straty obciążeniowe można obniżyć przez zwiększenie objętości miedzianych uzwojeń, a straty biegu jałowego przez zwiększenie wymiarów rdzenia, co w efekcie prowadzi do rozbudowy gabarytów transformatora. Ocenia się przy tym, że koszt materiałów osiąga około 70% ogólnego kosztu transformatora. Stąd konstruktorzy stosują różne metody aby obniżyć straty bez nadmiernego wzrostu wymiarów transformatora.

Istotnym parametrem konstrukcyjnym transformatora jest punkt równowagi pomiędzy ilością ciepła wydzielanego na skutek strat a odprowadzaniem tego ciepła przez system chłodzenia. Punkt ten wyznaczany jest podczas próby nagrzewania (*heat run test*). Potwierdza ona poprawność obliczenia przepływu oleju przez kanały w uzwojeniach oraz rdzeniu, a także prawidłowe wykonanie tych kanałów w procesie produkcyjnym. Bowiem chłodnice oleju oraz parametry wymuszonego obiegu oleju i powietrza chłodzącego dobiera się ze względu na różnicę temperatury oleju w górnej i dolnej części kadzi. Stosowanie wymuszonego obiegu oleju i powietrza pozwala na zmniejszenie wymiarów transformatora. Jednakże awaria pomp oleju bądź wentylatorów przy pełnym obciążeniu transformatora może spowodować przegrzanie i zniszczenie izolacji uzwojeń. Dlatego niektóre przedsiębiorstwa energetyczne wymagają potwierdzenia równowagi cieplnej transformatora również przy naturalnym obiegu oleju i powietrza, tj. przy wyłączonych pompach oleju i wentylatorach.

Próba izolacji napięciem udarowym ma na celu potwierdzenie prawidłowego obliczenia wytrzymałości elektrycznej izolacji transformatora. Chodzi w niej przede wszystkim o wytrzymałość na przepięcia wywołane wyładowaniami atmosferycznymi oraz generowanymi podczas systemowych czynności łączeniowych. Polega ona na wykryciu zmian w izolacji w zakresie napięcia probierczego, przez porównanie przebiegów zarejestrowanych przy pełnym i obniżonym napięciu probierczym. Jednakowy kształt doprowadzonego udaru, a także odpowiedzi uzwojeń na udar zarejestrowanych przy napięciu probierczym wynoszącym 100% i 50% podstawowego poziomu izolacji świadczy o tym, że wytrzymałość izolacji jest odpowiednia. Natomiast rozbieżność pomiędzy przebiegami uzyskanymi przy obniżonym napięciu oraz przy pełnym napięciu probierczym informuje o lokalnych uszkodzeniach izolacji.

Z kolei próba napięciem indukowanym oraz pomiar wnz ma na celu sprawdzenie technologii produkcji transformatora, a zwłaszcza jego izolacji wysokonapięciowej, w tym próżniowego suszenia celulozy i jej impregnacji olejem. Poziom wyładowań niezupełnych jest wskaźnikiem nie tylko skuteczności suszenia izolacji papierowej, ale także zachowania przewidzianych przez konstruktora wymiarów kanałów olejowych, które zmieniają się podczas suszenia i prasowania uzwojeń, przestrzegania czystości hali produkcyjnej, skutecznego zapobiegania zapyleniu powietrza i dostawaniu się cząsteczek do elementów układu izolacyjnego podczas montażu. Również błędy popełnione podczas montażu można wykryć za pomocą pomiaru wyładowań niezupełnych.

**Dodatkowe wymagania wynikające ze szczególnych warunków eksploatacyjnych**

W przypadku transformatorów przeznaczonych do pracy w pobliżu budynków mieszkalnych, miejsc użyteczności publicznej i generalnie w aglomeracjach miejskich nie jest obojętny dopuszczalny poziom hałasu towarzyszącego pracy transformatora. Jego obniżenie jest możliwe np. przez zmniejszanie indukcyjności w rdzeniu, a więc kosztem powiększenia objętości transformatora. Oczywiście, takie rozwiązanie niesie za sobą istotny wzrost kosztów materiałowych oraz wymaga dodatkowych obliczeń obwodu magnetycznego i konstrukcji kadzi. Pomiary rzeczywistego natężenia hałasu w trakcie prób odbiorczych są weryfikacją przyjętych przy projektowaniu założeń. Jednak w warunkach typowego laboratorium WN, pomiar ten jest bardzo trudny i obarczony dużym błędem, zwłaszcza gdy rzeczywiste natężenie hałasu jest niewielkie. W takich przypadkach konieczne jest użycie dodatkowej izolacji akustycznej pochłaniającej odbicia fali dźwiękowej od ścian i podłogi laboratorium lub platformy służącej do przesuwania transformatora. Stąd często zdarza się, że pomiary wykonane bez stosowania tych dodatkowych środków są niewiarygodne.

W przypadku rozdzielczych transformatorów średniej mocy 110/15 kV nader istotna jest możliwość bezpośredniego uziemienia punktu neutralnego uzwojenia 110 kV. Bezpośrednie uziemianie punktu neutralnego było narzucone w latach 1950-tych odpowiednimi przepisami opracowanymi przez Ministerstwo Energetyki. Umożliwiły one stosowanie obniżonej izolacji dolnego krańca uzwojenia 110 kV, a więc obniżenia kosztów produkcji transformatorów. Jednakże w miarę rozwoju sieci stwierdzono, że prąd jednofazowego zwarcia doziemnego może przekroczyć prąd zwarcia trójfazowego do ziemi. Dlatego obowiązujące obecnie zalecenia Krajowej Dyspozycji Mocy wymagają aby w większości przypadków transformatory pracowały z izolowanym, zabezpieczonym jedynie przez odgromnik, punktem neutralnym. W rezultacie, w zależności od konfiguracji sieci 110 kV, uziemia się obec-

nie jedynie co piąty transformator. Wiele spółek dystrybucyjnych nie zwróciło uwagi na te zmiany w przepisach i zamawia transformatory z obniżoną izolacją punktu neutralnego, nie zważając na ich rzeczywiste warunki pracy. Stwarza to zagrożenie izolacji, zwłaszcza jeśli po stronie 15 kV do transformatora dołączona jest rozbudowana sieć kablowa. Przepięcia w tej sieci mogą wzbudzić oscylacje rezonansowe w uzwojeniach transformatora i spowodować awarię w ruchu. Należy przy tym nadmienić, że transformatory produkowane przed 1990 rokiem przez krajowe wytwórnie charakteryzowały się dużym zapasem bezpieczeństwa izolacji i uszkodzenia związane z pracą przy nieuziemionym punkcie neutralnym zdarzały się rzadko. Jednak konieczność obniżania kosztów zmusza wytwórnie do wymiarowania izolacji współczesnych transformatorów bez nadmiernych zapasów. W konsekwencji, praca tak wykonanych transformatorów z izolowanym punktem neutralnym stwarza realne zagrożenie uszkodzenia izolacji. Dlatego zamawiający powinien zwrócić szczególną uwagę na to zagadnienie i uwzględnić je na etapie sporządzania specyfikacji dot. wymagań technicznych na dostawę transformatora, jak również w próbach odbiorczych.

Dobór dopuszczalnego poziomu wyładowań niezupełnych

Dopuszczalny poziom wyładowań niezupełnych (wnz) w transformatorze podają normy polskie i międzynarodowe. Jednak przedsiębiorstwo energetyczne zamawiające transformator może zaostrzyć wymagania normatywne i umieścić w specyfikacji technicznej zapis o znacznie niższym poziomie wyładowań niezupełnych.

Należy przy tym zauważyć, że doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że wyładowania niezupełne o małym, rzędu kilkudziesięciu pC, ładunku pozornym nie wpływają na czas życia technicznego izolacji transformatora. Mimo to niektóre przedsiębiorstwa wymagają aby ładunek ten był niższy nawet od 10 pC. W ten sposób już na etapie ofertowania eliminują one firmy, których technologia wytwarzania nie gwarantuje wysokiej jakości produktu. Uzyskanie niskiego poziomu wyładowań niezupełnych wiąże się bowiem nie tylko z zastosowaniem materiałów o wysokiej jakości (preszpan, papier, przewody nawojowe), lecz wymaga także starannego zachowania czystości przy nawijaniu i montażu uzwojeń, oraz dobrego wysuszenia i impregnacji. Preszpan stosowany przy produkcji transformatorów na wysokie napięcie winien być wolny od metalowych wtrącin, a więc poddany kontroli polegającej na prześwietlaniu arkuszy przemysłowym aparatem rentgenowskim. Krytyczne elementy układu izolacyjnego, takie jak przekładki międzycewkowe, ze względu na występują tam naprężenia styczne (*creep stress*), powinny mieć gładką (frezowaną) powierzchnię boczną. Pierścienie kątowe i inne mokro-formowane kształtki, takie jak stosowane przy odpływach uzwojeń muszą być także pozbawione rozstępów i zafałdowań. Aby spełnić te surowe wymagania hala nawijalni winna charakteryzować się odpowiednią czystością powietrza oraz posiadać system kontroli wilgoci i zapylenia. Technicznie zaawansowane wytwórnie utrzymują niewielkie nadciśnienie zapobiegające przenikaniu zewnętrznego powietrza do hali produkcyjnej, oraz system filtrów i odwilżaczy powietrza w wewnątrz hali. Sposób prasowania uzwojeń i dobór sił prasujących musi uwzględniać wytrzymałość papieru na ścinanie, a także nie dopuścić do odkształceń cewek, zwłaszcza pochylenia się przewodów. Jednocześnie, siły prasujące muszą być dostatecznie duże tak, aby zapewnić wymaganą wytrzymałość mechaniczną uzwojenia ze względu na działanie sił dynamicznych występujących podczas zwarć. Duży wpływ na poziom wnz ma również metoda suszenia papieru. Suszenie izolacji metodą ewaporacyjną nie tylko przyspiesza proces suszenia w porównaniu do próżniowego z natryskiem gorącego oleju, ale również zapewnia sku-

teczne usunięcie wilgoci nawet z elementów układu izolacyjnego o znacznych wymiarach. Bardzo istotny jest odstęp czasu pomiędzy suszeniem a impregnacją i montażem. Z uwagi na dużą kinetykę adsorpcji wilgoci z powietrza przez wysuszoną celulozę okres ten musi być zredukowany do minimum lub zalewanie olejem powinno odbywać się bez dostępu zewnętrznego powietrza np. w komorze pod próżnią i w warunkach podwyższonej temperatury. Tylko wówczas możliwe jest znaczące obniżenie poziom wyładowań niezupełnych. Dla spełnienia powyższych wymogów konieczne jest stosowanie odpowiedniej technologii produkcji transformatorów oraz staranny nadzór. Standardy takie spełniają z reguły wytwórnie o wieloletniej tradycji, gdzie międzyoperacyjną kontrola jest niezwykle surowa.

**Rejestracja wzorcowych charakterystyk do późniejszych badań diagnostycznych.**

Prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych zmieniła politykę inwestycyjną i skłania do wydłużenia czasu eksploatacji posiadanego majątku a odkładania zakupu kosztownych urządzeń, takich jak transformatory. Z drugiej strony awaria dużego transformatora w ruchu niesie za sobą straty w postaci kar za brak ciągłości dostawy energii i koszty pośrednie niespodziewanej awarii.

Chcąc przedłużyć czas ich życia technicznego a jednocześnie unikać awarii w eksploatacji, wiele przedsiębiorstw wprowadziło system badań diagnostycznych i ciągłego monitorowania stanu technicznego. Większość tych badań opiera się na wykrywaniu zmian w stanie technicznym przez porównanie bieżących wyników do pomiarów wcześniejszych, najlepiej do pomiarów wzorcowych wykonanych na nowej jednostce podczas prób odbiorczych w wytwórni.

Niekiedy kwestionuje się zasadność pomiarów wzorcowych, podnosząc argumenty, że ocena stanu technicznego z wykorzystaniem metod zaawansowanej diagnostyki jest najbardziej potrzebna w przypadku jednostek zbliżających się do kresu swojego życia technicznego ocenianego na około od 30 do 50 lat oraz, że eksploatowane obecnie starsze jednostki takich charakterystyk nie posiadają. Mimo to większość specjalistów podkreśla przydatność pomiarów wzorcowych do później wykonywanej, po kilkudziesięciu latach, oceny stanu technicznego transformatora. Ich rejestracja podczas prób odbiorczych nie nastręcza większych trudności, natomiast są one bardzo przydatnym „odciskiem palca" przy interpretacji zachodzących procesów starzeniowych w transformatorze. Dlatego w wielu specyfikacjach technicznych znajduje się zapis o zarejestrowaniu odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora (*FRA*) [54], o przebiegu prądu polaryzacji i depolaryzacji (*PDC*) izolacji głównej, o charakterystyce napięcia powrotnego izolacji (*RVM*) bądź o charakterystyce częstotliwościowej pojemności i strat dielektrycznych izolacji (*FDS*) [55,56]. Problemem jest jednak fakt, że dużą część zaawansowanych metod diagnostycznych wprowadzono w ostatnich latach i personel stacji prób musi opanować technikę takich pomiarów oraz poznać warunki jakie powinien spełniać układ pomiarowy, aby uzyskane wyniki można było porównywać do przyszłych pomiarów wykonywanych na transformatorze. To ostatnie wymaganie ma istotne znaczenie, ponieważ przykładowo, rejestracja odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń w zakresie od ~100 Hz do ~1MHz w laboratorium jest o wiele łatwiejsza niż na transformatorze w stacji WN. Sposób połączenia przyrządu, usytuowanie kabli pomiarowych ma tu istotny wpływ na wynik rejestracji i musi być szczegółowo opisany aby uzyskać porównywalne przebiegi za dziesięć czy dwadzieścia lat. Podobne problemy występują przy stosowaniu metod akustycznych i wysokoczęstotliwościowych do pomiaru wnz czy też wykorzystujących zjawiska polaryzacyjne.

Należy przy tym podkreślić, że dostępne obecnie na rynku przyrządy do zawansowanej diagnostyki pochodzą z różnych wytwórni. Nie zawsze otrzymuje się z nich powtarzalne i porównywalne wyniki, co więcej, wstępne badania CIGRE wykazują tu znaczne różnice. Natomiast dotychczas nie opracowano normy, która dotyczyłaby kompatybilności wyników pomiarów wykonanych różnymi przyrządami. Należy jednak oczekiwać, że taka norma powstanie w przyszłości i umożliwi wykorzystanie wzorcowych przebiegów zarejestrowanych podczas prób odbiorczych, przy badaniach diagnostycznych transformatorów po kilkudziesięcioletniej służbie.

## 2.5. LITERATURA


[1] *Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych.* Raport PTPiREE. Poznań 2001 i 2002

[2] Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. PWN, Warszawa 1994r

[3] Laudyn D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999

[4] Marzecki J.: *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*. PWN, Warszawa 2001r

[5] Skomudek W.: *Gospodarka rynkowa i jej wpływ na jakość dostarczanej energii elektrycznej*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 4/2003, s.136-138

[6] Skomudek W.: *Implementation of hybrid system for the investment process in the power industry*. Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice, Poznań 2006 (monografia).

[7] Willis H.J., Tram H.M.: Load Forecasting for Transmission Planning. IEEE Trans. On PAS, 1984,Vol. 103, No 3.Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych. Instytut Energetyki, Warszawa 1986 r.

[8] Jezierski E., „Transformatory", WNT, 1983

[9] Gładyś H., Sobocki R.: „Optymalizacja wyboru opcji: modernizacja lub wymiana dużych transformatorów sieciowych z ekonomicznego punktu widzenia", Konferencja: „Optymalizacja w elektroenergetyce", Jachranka, 2001

[10] Sobocki R. , Kaźmierski M., Olech W.: "Technical and economical assesment of power transformers, the Polish practice", CIGRE, referat nr 12-104, 2002

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

[12] "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

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

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

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

[16] „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)

[17] "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)
[18] “Transformer Condition Assessment” w “Hydro Powerplant Risk Assessment Guide-”,Bureau of Reclamation, U.S. Army Corps of Engineers, Hydro Quebec, and Bonneville Power Administration
[19] “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE- C57.10
[20] “Transformer Maintenance Guide”, S.D. Myers, Joe Kelly, R.H. Parish, 1991
[21] “Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method”,American National Standards Institute/American Society for Testing and Materials, NSI/ASTM - D 971-1991
[22] “Maintenance of Liquid Insulation: Mineral Oils and Askarels”, FIST Vol. 3-5, 1992
[23] “Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids” w “High Performance Liquid Chromatography”, ASTM - D 5837-1996
[24] “Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus”, ASTM - D 3487-1988
[25] “Reference Book on Insulating Liquids and Gases”, Reference Book for Insulating Liquids and Gases (RBILG)-391, Doble Engineering Company, 1993
[26] “Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil-filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”, IEEE - 62-1995
[27] “Replacements”, Bureau of Reclamation and Western Area Power Administration, July 1995.
[28] “Sweep Frequency Response Analysis” (SFRA), Instrument M5100 Users Guide. Doble Engineering Company
[29] “Guidelines for the Life Extension of Substations”, Electric Power Research Institute (EPRI). 2002 Update
[30] “Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance”, National Fire Protection Association (NFPA) 70 B, 2002 Edition
[31] ”Maintenance Scheduling for Electrical Equipment”, FIST Volume 4-1B
[32] ”Thermographic Maintenance Program”, FIST, Volume 4-13
[33] “Substation Equipment Diagnostics”, Electric Power Research Institute (EPRI), Proceedings of Conference IX
[34] “An Introduction to the Half-Century Transformer”, Transformer Maintenance Institute, S.D. Myers Co., 2002.
[35] “Transformer Nitrogen Advisory”, PEB 5.
[36] Szymański, J., Graczkowski, A., „Wpływ zawilgocenia i zanieczyszczenia oleju izoalcyjnego na jego odpowiedź dielektryczną”, Przegląd Elektrotechniczny, Nr. 1, 2004, str. 232.
[37] Subocz, J., „Zjawiska relaksacyjne w zawilgoconej izolacji papierowo-olejowej”, Przegląd Elektrotechniczny, Nr. 1, 2004, str. 213.
[38] Sitek, E., „Eksploatacja i awaryjność transformatorów w OESP Radom w latach 1994--96 ..”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa , „Transformator 97”
[39] Domżalski, T., Orłowska, T., Sobocki, R., „Podstawowe problemy eksploatacji transformatorów w PSE SA”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa „Transformator 97”, str.174

[40] “Sixty-second International Conference of Doble Clients”, Watertown, Mass., 1995
[41] Breitenbauch, B., “Operational Experience with Large Power Transformers at Bayernwerk AG”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa, „Transformator 97”, str.101
[42] 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.
[43] IEC Publ. 60076-3, „Dielectric Tests and External Clearances in Air”, 2002.
[44] IEEE Standard C57.12.90 (1990) „Test Code for Liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers” i szczegółowe normy pochodne C57.98, C57.113, C57.123, S1.4.
[45] PN-EN 60076-3-2002, „Transformatory – część 3 Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu”, PKN Warszawa 2002.
[46] Kraaij, D., Schemel, G., Wegscheider, F., „Die Prufung von Leistungstransformatoren”, Buchverlag Elektrotechnik 5001, Aarau, 1983.
[47] Carlson, A., Fuhr, J., Schemel, G., Wegscheider, F., „Power Transformer Testing”, wydawnictwo ABB – Pro Print, Affoltenstrasses 44, 8050 Zurich, 2003.
[48] Ketner, A., ”Próba udarowa zasisku neutralnego”, Politechnika Łódzka, 2003.
[49] Malewski, R., Poulin, B., „Impulse Testing of Power Transformers Using the Transfer Function Method”, IEEE Transactions, Vol. PWRD-3, 1988, No. 2, pp. 476-489.
[50] Malewski, R., Claudi, A., Josephy, Ch., Jud, S., „Checking Electromagnetic Compatibility of A HV Impulse Measuring Circuit with Coherence Function”, ERA European Seminar of HV Measurements, Arnhem, The Netherlands, October 1994.
[51] Vaillancourt, G., Malewski, R., „Digital Acquisition and Processing of Partial Discharges during Acceptance Test of HV Transformers”, IEEE Transactions, Vol. PWRD-4, No. 1, Jan. 1989.
[52] Malewski, R., Kosztaluk, R., Train, D., „Measurements of Iron Loss in Large Power Transformers”, CIGRE, Paper No. 12-01, 1988, Paris.
[53] Cancino, A., Ocon, R., Malewski, R., “Testing and Loss Measurement of HV Shell-Type Shunt-Reactors at Very Low Power-Factor”, CIGRE 2004, Paris, paper #D1-303.
[54] CIGRE WG A2.26 „Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis”, ELECTRA nr. 228, October 2006, p. 30-34.
[55] CIGRE WG D1.01.09 „Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers”, ELECTRA nr. 215, August 2004; Brochure # 254.
[56] Blennow, J., Ekanayake, C., Walczak, K., Garcia, B., Gubański, S., „Field Experience with Measurements of Dielectric Response in Frequency Domain for power Transformer Diagnostics”, IEEE Trans. Vol PWRD-21, Nr. 2, 2006, p.681-688.

# 3. KONSTRUKCJA TRANSFORMATORÓW

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

### 3.1.1. 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 konstrukcyj-no-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.

### 3.1.2. RDZENIE

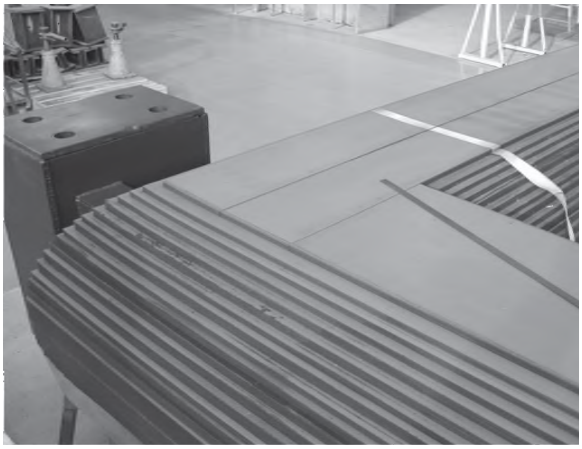
W omawianym okresie rdzenie transformatorów grupy II-ej i I-ej wykonywane były z importowanej blachy zimnowalcowanej (typu M2..M6) o grubości 0,3 mm lub 0,35 mm w izolacji ceramicznej carlite (patent f-my ARMCO) [4]. Ponieważ stratność tych blach zależała w znacznym stopniu od naprężeń mechanicznych, 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 50 V.

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.

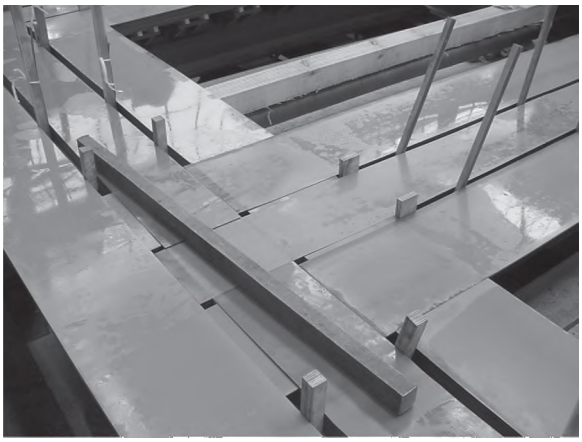
Istotny postęp w sposobie uziemienia rdzenia wprowadziła zakupiona licencja w firmie ELIN-UNION. Według tej licencji uziemienia realizowano włączając w obwód każdego uziemianego elementu rdzenia rezystor. Dzięki temu, jeżeli w innym miejscu uziemionego przez rezystor elementu rdzenia wystąpi jeszcze 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.3.1 i 3.2. 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. 3.1. Rdzeń dwuramowy autotransformatora RTdxP125000/200 – licencja ELIN-UNION



Rys. 3.2. Rdzeń trójramowy transformatora blokowego TW240000/220 – rozwiązanie własne [5]

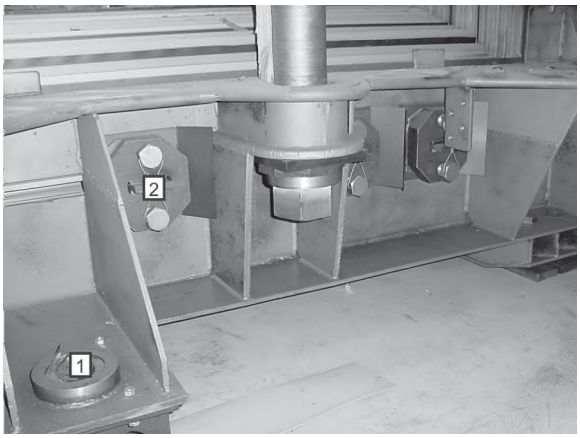
Istniejący między ramami poprzeczny olejowy kanał chłodzący spełniał również istotną rolę w odprowadzaniu ciepła strat rdzenia, jakkolwiek jego skuteczność jest pomniejszona przez jego „zatkanie" sworzniami prasującymi, co szczególnie odnosi się do kolumn – rysunek 3.3.

Rys. 3.3. 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 rysunku 3.3, aby uniknąć wyładowań niezupełnych w czasie eksploatacji i podczas prób odbiorczych. Widoczne na rys. 3.3 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. 3.4, które jednocześnie służyły do prasowania uzwojeń. 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.

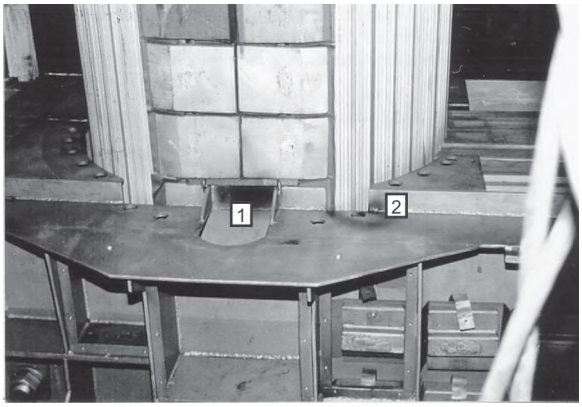
Rys. 3.4. Pionowe, niemagnetyczne śruby prasujące, łączące belki dolne z górnymi rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200




Rys. 3.5. Dolna belka jarzmowa rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200. Widoczne łapy dolne z nakładkami centrującymi 1 i jarzmowe sworznie prasujące 2

Cechą charakterystyczną omawianych konstrukcji rdzeni były dość silnie użebrowane belki jarzmowe wykonane z względnie cienkiej blachy stalowej (10 mm) lub w części niemagnetycznej (8 mm – 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. 3.6 i 3.7 odnoszące się do jednostki blokowej TWB-N240000/400. 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. 3.6 – stal niemagnetyczna), które zastępowały stosowane tradycyjnie w innych jednostkach kloce

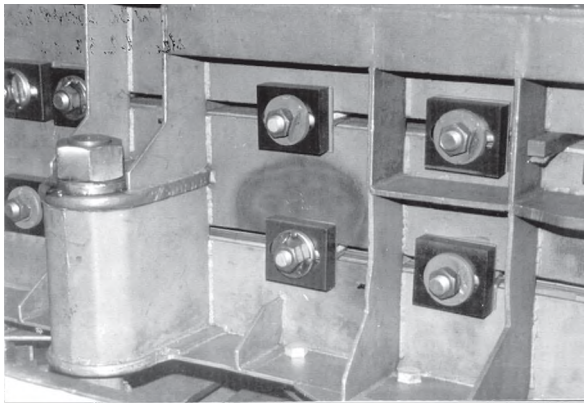
elkonowe. Konstruktor dokonując takiej zamiany zamierzał wyeliminować pracochłonne wykonanie tych kloców, które zwykle musiały posiadać wyfrezowania dla dopasowania ich kształtu do figury schodkowej kolumn i jarzm. Nie wziął jednak pod uwagę faktu, że wprowadzona zmiana zbliża materiał niemagnetyczny 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. 3.7. 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. 3.7). 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. 3.7 śladów przegrzań prądami cyrkulacyjnymi. Należy zauważyć, że w oglądanej jednostce wystąpiły przegrzania nie tylko w otoczeniu jednego pokazanego na rys. 3.7 sworznia, ale kilku. Inną przyczynę przegrzania belki dolnej omawianego transformatora pokazuje rys. 3.6. 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. 3.6.




Rys. 3.6. Dolna belka jarzmowa rdzenia trójramowego transformatora blokowego TWBN240000/400. Widoczne przegrzania w otoczeniu wyprowadzenia odpływu DN 1 i na wysuniętym fragmencie 2 w pobliżu okna rdzenia.

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. 3.8 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. 3.4) 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. 3.8 łapy na skrajne blachy kolumnowe, wzmacniając efekt pokazany na tym rysunku.

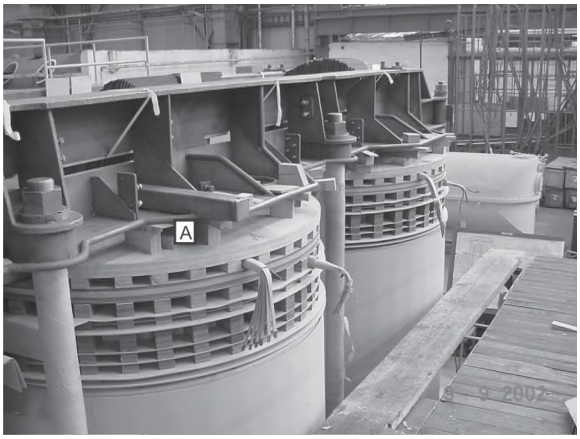


Rys. 3.7. Górna belka jarzmowa rdzenia trójramowego transformatora blokowego TWBN240000/400. Widoczne przegrza-nia w otoczeniu zmodyfikowanych sworzni jarzmowych.

Rys. 3.8. Pofalowana blacha kolumnowa 1 rdzenia dwuramowego autotransformatora RTdxP125000/200 z widocznymi śladami przegrzania.

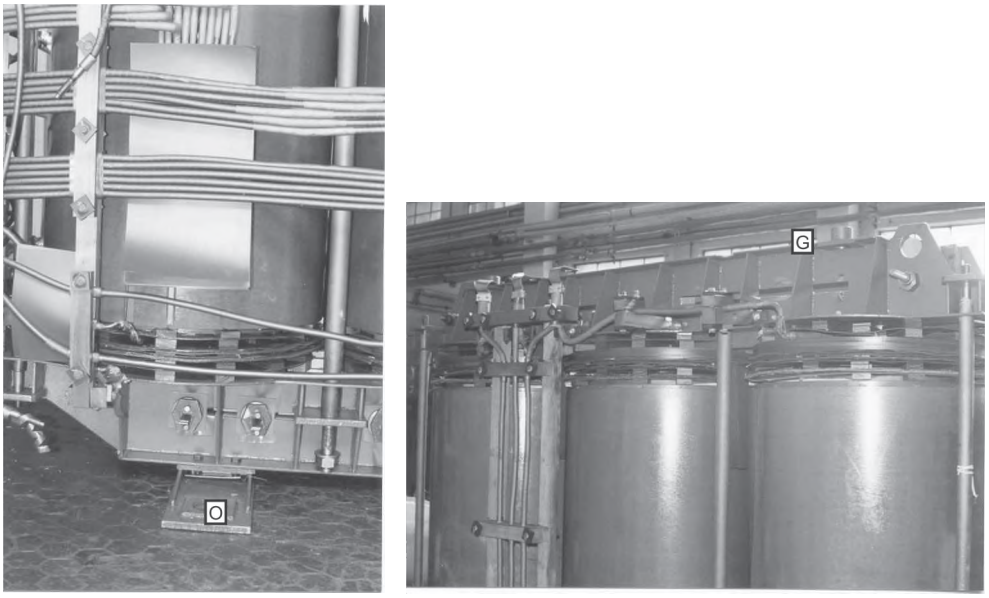
Bardzo pozytywnym efektem zakupionej licencji ELIN-UNION było również m.in. rozwiązanie precyzyjnego i sztywnego połączenia rdzenia oraz całej części wyjmowalnej z kadzią i pokrywą, co jest sprawą niezmiernej wagi nie tylko z punktu widzenia zachowania właściwych odległości izolacyjnych, ale także w 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. 3.5, 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. 3.9.

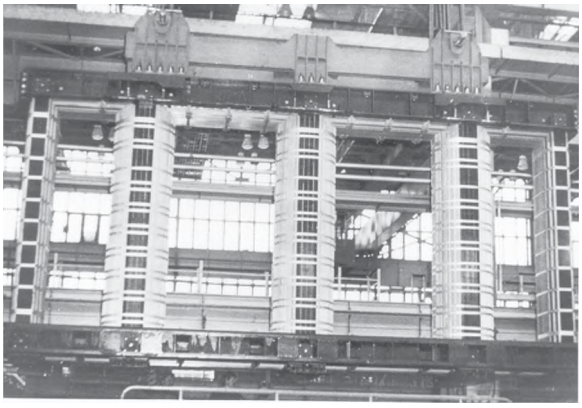



Rys. 3.9. Część wyjmowalna autotransformatora RTdxP125000/200. Na górnej belce widoczny odbój A, centrujący dodatkowo położenie rdzenia względem kadzi.

Stare rozwiązanie centrowania rdzeni i części wyjmowalnej względem kadzi i pokrywy, które w zależności od dokładności wykonania mogły dopuszczać nawet do 20 mm przemieszczeń tych części względem siebie, przedstawia rys. 3.10. Istota tego rozwiązania polegała na zastosowaniu kłów w dnie kadzi i pod pokrywą, które współpracowały z otworami w łapach dolnych belek jarzmowych (O – rys. 3.10) i odpowiednimi gniazdami (G – rys. 3.10) 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. 3.10. Część wyjmowalna transformatora 10MVA/110kV. Rdzeń dwuramowy wzorowany na licencji ELIN-UNION, centrowanie rdzenia w kadzi według „starego” rozwiązania.



Rys. 3.11. 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. 3.10 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 200 MW. 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 426 MVA/110..400 kV i autotransformatora 500 MVA/220-400 kV 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 $45^0$.

### 3.1.3. UZWOJENIA

Prezentując cechy konstrukcyno-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 5 mm/dwustronnie) i niskiej wysokości olejowymi kanałami międzycewkowymi (4..5 mm). 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 0,125 mm) 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. 3.12),
- przewodów nawojowych o dużym stosunku wysokości do szerokości (np. 22x1,8 mm), 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. 3.13). We własnych konstrukcjach tak wysokie przewody stosowano tylko w cewkach położonych z dala od krańców, a w cewkach skrajnych wysokość przewodów ograniczano do 12-15 mm [6] lub decydowano się na przewody czwórnikowe wykonywane we własnym zakresie,
- w uzwojeniach śrubowych pojedynczych przepleceń rozproszeniowych pełnych z za-

stosowaniem transpozycji przewodu „na płask” – jak pokazuje rys. 3.17. 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 (0,5 mm 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.

Rys. 3.12. Uzwojenie GN zmodernizowanego transformatora 270MVA/220kV. Jednostkę „wciśnięto” na rdzeń transformatora TW240000/110, przy zastosowaniu chłodzenia ODAF oraz zredukowaniu izolacji zwojowej i międzykanałowej.

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. 270 MVA 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

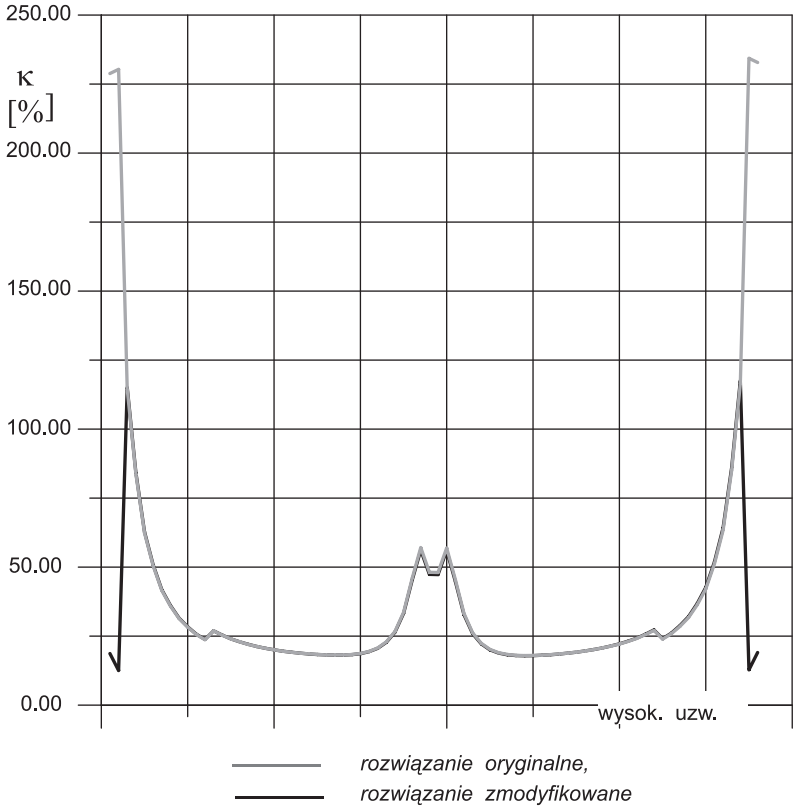
jednostka „stara", „nowa" ulegała w ciągu bardzo krótkiego czasu awarii. Przypadki te nie zostały jednoznacznie wyjaśnione do końca, m.in. z uwagi na potrzebę dokonania szybkich napraw przy możliwie małych kosztach, które – poza samym postojem bloku – dodatkowo obciążały poszkodowaną elektrownię[7]. 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 220 kV z rys. 3.12 podczas oględzin poawaryjnych.

W prezentowanym uzwojeniu – dla zmniejszenia jego gabarytów i „wciśnięciu" zmodernizowanego transformatora 270MVA/220 kV na rdzeń jednostki TW240000/110 kV – 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 16 mm, 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.

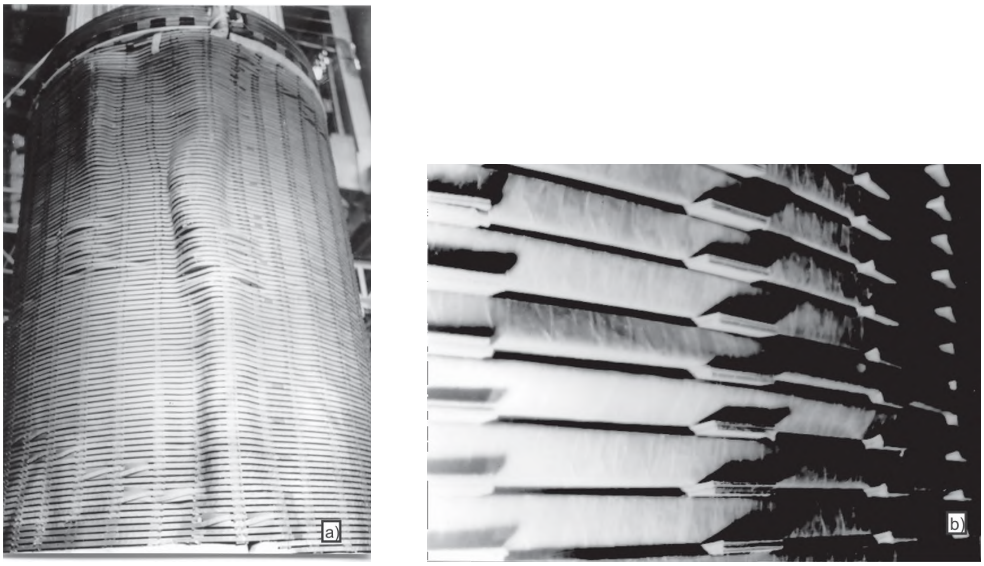
Problem niedostatecznej wytrzymałości zwarciowej jednostek blokowych 240 MVA/110 kV...400 kV był odnotowywany raczej sporadycznie i tylko w specjalnych sytuacjach. Jest to zrozumiałe jeżeli uwzględnić, że zastosowane po stronie DN połączenia szynoprzewodami z generatorem zabezpieczało je dość skutecznie 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 220 kV, a efekty dynamiczne – dość do siebie podobne – pokazują rys. 3.14, 3.15.




Rys. 3.13. Wskaźniki strat dodatkowych w uzw. GN trafo blok. 270 MVA/110-220 kV.

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. 3.14.



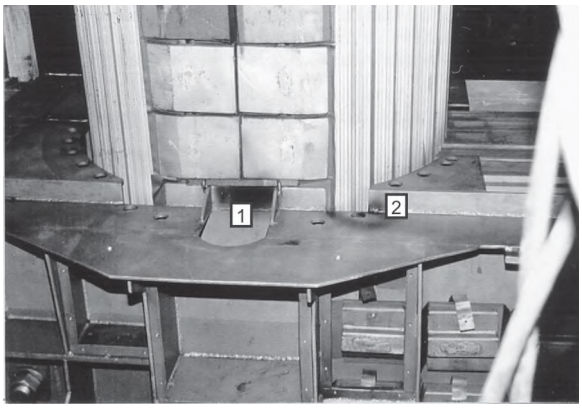

Rys. 3.14. Uszkodzenia transformatora TW240000/220 powstałe po niesynchronicznym załączeniu na sieć, a) wyboczone prawie na całej wysokości uzwojenie DN, b) pochylone przewody uzwojenia GN jako efekt zbyt dużych nacisków osiowych.

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. 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

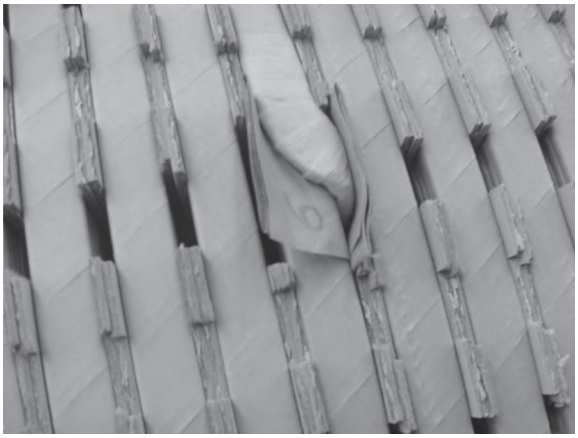
strat obciążeniowych, zbliżając się poziomem do nowych konstrukcji dostępnych w kraju. W przypadku jednostek będących w eksploatacji, zachowujących dobry stan techniczny, znaczącą poprawę wytrzymałości dynamicznej można też uzyskać przez instalowanie dławików przeciwzwarciowych, które są aktualnie oferowane przez niektórych producentów.

Rys. 3.15. Uszkodzone uzwojenie GN transformatora 270MVA/220 stwierdzone po awarii bloku i samego transformatora. Pochylone przewody wskazują na wystąpienie w czasie awarii dużych nacisków osiowych

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. 3.17. 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.



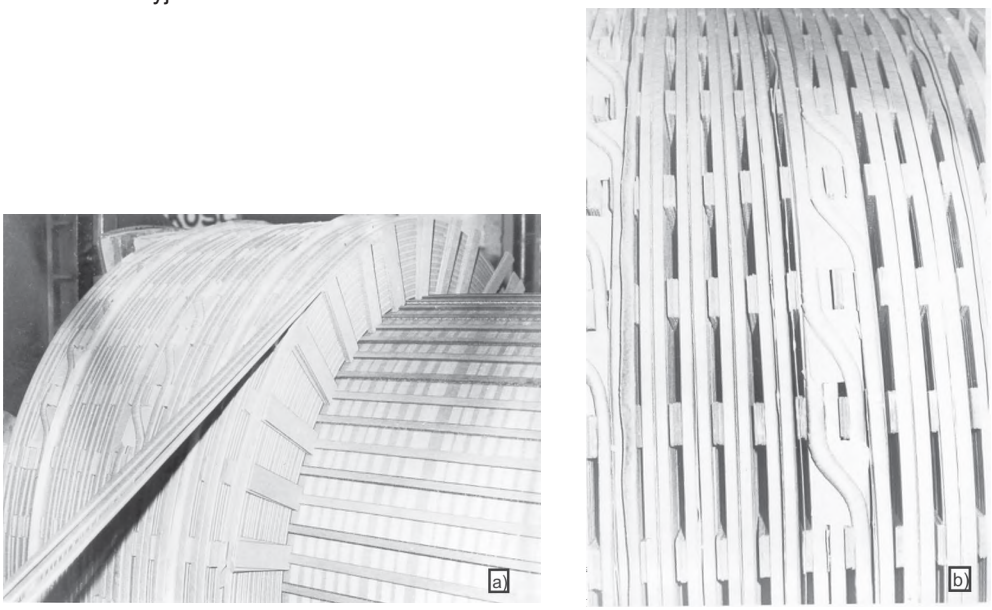

Rys. 3.16. Uszkodzone promieniowymi siłami zwarciowymi uzwojenie SN autotransformatora RTdxP125000/200.



Rys. 3.17. Śrubowe uzwojenie DN autotransformatora RTdxP125000/200 z rozproszeniowym przepleceniem wykonywanym 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. 3.18 uzwojenie wywrotkowe o dwóch torach równoległych, zastosowane w uzwojeniu SN jednostki głównej autotransformatora 500 MVA/400 kV, typu AISX3A500000/400PN. 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.




Rys. 3.18. Dwutorowe uzwojenie SN autotransformatora RTdxP125000/200 z przepleceniami napięciowymi, wykonywane 4-ma bliźniakami, a) widok podczas nawijania, b) widok przejść międzycewkowych.

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.

### 3.1.4 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 200 MW, były to ekrany przewodzące wykonywane z blachy Cu o grubości 4 mm. Doświadczenia eksploatacyjne oraz dane po-

miarowe 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.

Rys. 3.19. Ekran magnetyczny kadzi transformatora blokowego 270MVA -220kV

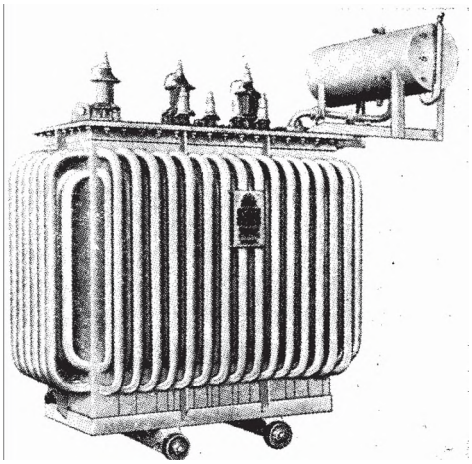
Jak wynika z powyższego, ekran przewodzący ma ograniczone możliwości redukcji przegrzań lokalnych konstrukcyjnych elementów stalowych transformatorów kategorii I. Ponadto straty mocy w samym ekranie mają wymierną wartość i winny być uwzględniane w ogólnym bilansie strat obciążeniowych transformatora. 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. 3.19. Dla ochrony przed prze-

grzaniami 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 426 MVA, 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 100 kW.

## 3.2. TRANSFORMATORY ROZDZIELCZE

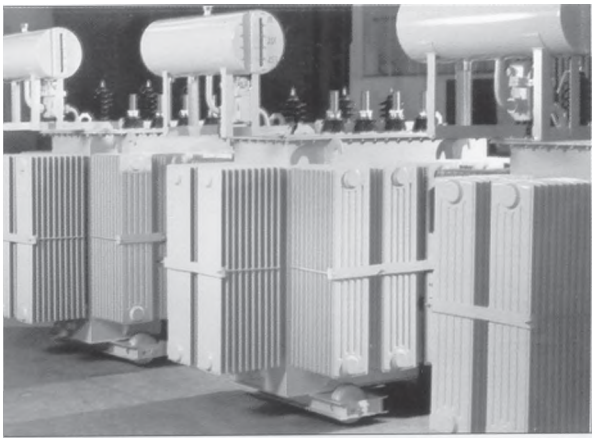
Powołanie w końcu lat 60-ych w F.T.iA.T. ELTA prototypowni transformatorów rozdzielczych oraz włączenie do prac modernizacyjnych nowopowstałego przy fabryce Oddziału Łódzkiego INSTYTUTU ELEKTROTECHNIKI[11]) zaowocowało szybkim postępem konstrukcyjnym i technologicznym tych jednostek, osiąganym bez wsparcia technicznego producentów zagranicznych. Każdy z modyfikowanych lub typów tych transformatorów przechodził pełne badania typu, łącznie z próbami wytrzymałości dynamicznej, poszerzane w miarę potrzeby o badania konstruktorskie i modelowe. Po uzyskaniu pozytywnego wyniku badań z efektów modernizacji korzystały fabryki transformatorów w Żychlinie i Mikołowie. Efekty wizualne tych modernizacji można dostrzec także po wyglądzie zewnętrznym wykonanych jednostek – rysunki 3.20, 3.22.



Rys. 3.20. Transformator rozdzielczy o mocy ok. 400 kVA z kadzią rurowa z początku lat 60-ych

Jeszcze w początkach lat 60-ych rozwiązania konstrukcyjno-technologiczne jednostek rozdzielczych były dość archaiczne. Z braku na rynku krajowym odpowiednich gotowych radiatorów dość powszechne było wykonywanie w fabryce we własnym zakresie kadzi rurowych (por. rys. 20), charakteryzujących się małym stosunkiem powierzchni chłodzącej do objętości, a w efekcie więc małą skutecznością chłodzenia i dużą masą. W stosunkowo dość krótkim czasie ten typ chłodzenia zastąpiono radiatorami małoolejowymi (por. rys. 21), pozwalającymi obniżyć koszty produkcji i zwiększyć efektywność chłodzenia zewnętrznego, zmniejszając jednocześnie masę oleju. Powszechną wówczas praktyką było

także wykonywanie uzwojeń GN jako cewkowe, wielozwojne, a wprowadzane modyfikacje polegały w pierwszym rzędzie na zastąpieniu w nich przewodów okrągłych w izolacji bawełnianej (wykonywanej we własnym zakresie w fabryce) przewodami gotowymi o izolacji lakierowej. Blacha zimnowalcowana w izolacji ceramicznej stanowiła wówczas wyjątek w tych jednostek, co łącznie z innymi stosowanymi rozwiązaniami czyniło, że parametry eksploatacyjne tych jednostek nie były imponujące. Jeżeli jednostki takie znajdują się jeszcze w eksploatacji, remont ich należy uznać za nieopłacalny (również z powodu nieatrakcyjnych parametrów eksploatacyjnych) i należy je zastępować nowymi o znacznie lepszych parametrach, oferowanymi przez krajowy przemysł transformatorowy.



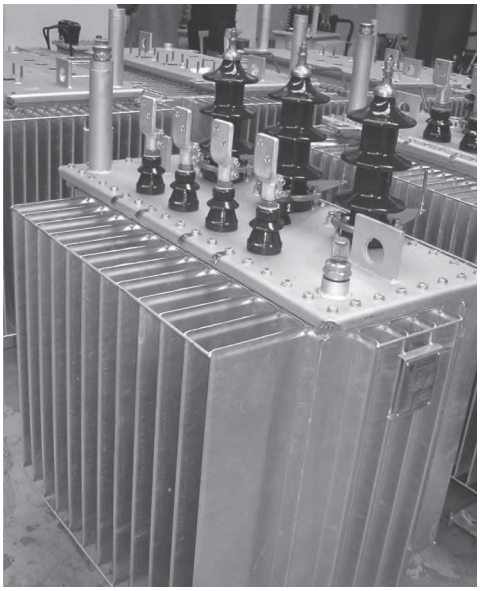
Rys. 3.21. Transformator rozdzielczy o mocy ok. 600 kVA z kadzią radiatorową i konserwatorem z końca lat 60-ych

Podjęte w owych latach prace modernizacyjne transformatorów rozdzielczych ukierunkowane były na następujące zagadnienia:

- wyeliminowanie z uzwojeń GN uzwojeń cewkowych i zastąpienie ich uzwojeniami warstwowymi i całkowitym przejściu na przewody lakierowane, których jakość i dostępność zaczynała się poprawiać. Ten typ uzwojeń pozwalał zmniejszyć pracochłonność ich wykonywania,
- wprowadzenie powszechnie blachy zimnowalcowanej, co przy jednoczesnym zastosowaniu zaplatania blach pod kątem 450, pozwoliło znacznie obniżyć straty, masy i gabaryty tych jednostek.
- wprowadzenie na belki jarzmowe zamiast stali drewna uwarstwionego (ELKONU) – rysunek 23, zmniejszające masę tych elementów konstrukcyjnych i zwiększające ich objętość, co wydatnie zmniejszało masę oleju w transformatorze. Poza tym, przy zastosowaniu drewnianych belek jarzmowych, łatwiejsze stało się rozwiązanie konstrukcyjno-technologicze połączeń strony GN, prowadzące do mniejszych odległości izolacyjnych do kadzi, a więc i ograniczenie masy oleju,
- wprowadzenie do produkcji specjalnych agregatów technologicznych do wykonywania kadzi falistych, a także minimalizacja grubości elementów konstrukcyjnych kadzi i pokrywy. Pozwoliło to docelowo obniżyć koszty produkcji, zwiększyć efektywność

chłodzenia zewnętrznego, a przy dużej elastyczności ścianki kadzi[12]) także zrezygnować z konserwatora i przejść do konstrukcji hermetycznej (por. rys. 22) lub hermetycznej z poduszką powietrzną,

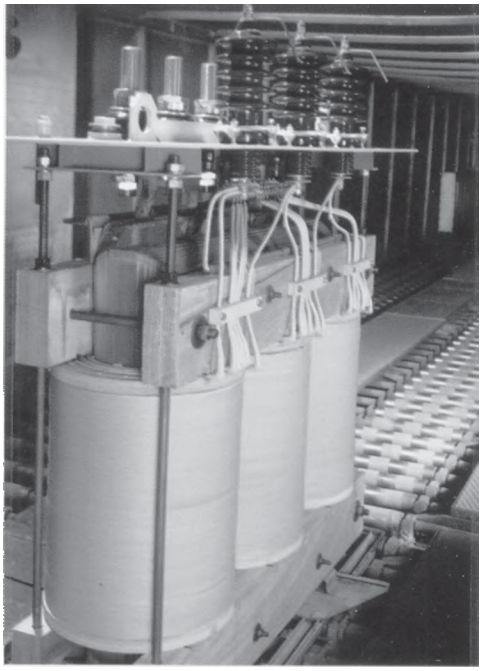
- wdrożenie do produkcji jednostek rozdzielczych uzwojeń DN wykonywanych z folii Cu lub Al, co docelowo wymagało zakupu specjalnego agregatu technologicznego[13]. W ramach tych prac przeprowadzono także badania modelowe wytrzymałości dynamicznej tych uzwojeń, zarówno w wykonaniu z Cu, jak i Al. Wyniki tych prac pozwoliły sformułować odpowiednie zalecenia do projektowania takich uzwojeń. Wyniki modelowych prób dynamicznych oraz badań prototypów jednostek rozdzielczych z uzwojeniami z folii pozwoliły sformułować zasady ich projektowania pod kątem zapewnienia wymaganej wytrzymałości dynamicznej na wyboczenie radialne,
- zaprojektowanie i wdrożenie do produkcji nowego typu przełącznika zaczepów do jednostek rozdzielczych, znacznie bardziej funkcjonalnego w eksploatacji i minimalizającego wymiary gabarytowe transformatora.



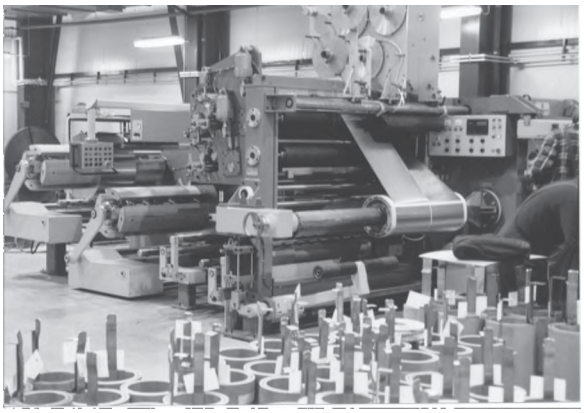
Rys. 3.22. Transformator rozdzielczy o mocy ok.400kVA z kadzią falistą, hermetyczny, bez konserwatora – aktualna produkcja Zychlińskiej Fabryki Transformatorów.

Dzięki tak ukierunkowanym pracom zaplecza technicznego i potencjału produkcyjnego F.T.iA.T ELTA do eksploatacji trafiło do końca 1989 r. wiele nowych dość ekonomicznych jednostek rozdzielczych, eliminując stare, ciężkie i o wysokim poziomie strat jałowych i obciążeniowych. Kierunki tych prac i zastosowanych modernizacji okazały się również trafne w obecnej ocenie, czego dowodem jest rozwijanie aktualnie tych rozwiązań konstrukcyjno-technologicznych w jednostkach olejowych sprywatyzowanych fabryk. Oczywistym jest, że aktualne warunki ekonomiczne i konkurencja stworzyły nowe impulsy do dalszych usprawnień opracowanych konstrukcji, również pod kątem minimalizacji kosztów eksploatacji i produkcji [12]. W efekcie tego produkowane aktualnie jednostki rozdzielcze

to rozwiązania tworzące w zasadzie nową jakość, a przyczyniły się do tego również znacznie ulepszone i łatwodostępne materiały oraz nowe technologie produkcji.



Rys. 3.23. Część wyjmowalna transformatora rozdzielczego z belkami jarzmowymi wykonanymi z ELKONU i uzwojeniami GN typu warstwowego. Produkcja ABB-ELTA.

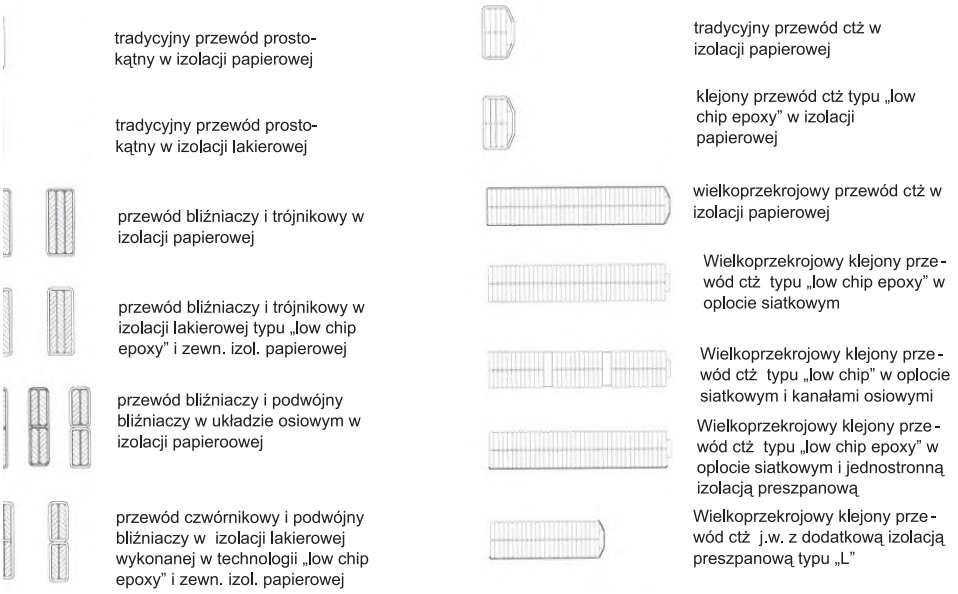


Rys. 3.24. Agregat do wykonywania uzwojeń DN z folii zainstalowany w Żychlińskiej Fabryce Transformatorów.

## 3.3. POSTĘP W BUDOWIE TRANSFORMATORÓW

Realizowany postęp w budowie transformatorów – przejawiający się znaczną minimalizacją ich mas i wymiarów oraz poprawą parametrów eksploatacyjnych i ich niezawodności – jest wynikiem wprowadzenia:

- nowych gatunków blach transformatorowych o znacznie zredukowanych stratnościach oraz wprowadzaniu zmodyfikowanych zapleceń blach w rdzeniu pod kątem $45^{o}$ typu „step lap". O ile w latach 80-ych ubiegłego wieku uważało się za bardzo dobrą np. blachę M3-H (producent Nippon Steel Corporation) lub równoważną o stratności $\Delta p = 1{,}19$ W/kg dla indukcji B = 1,7T i grubości 0,3mm, to aktualnie firma ta oferuje blachy laserowane 23ZDK80 o stratności $\Delta p = 0{,}8$W/kg dla indukcji B = 1,7T i grubości 0,23 mm,
- nowych rodzajów przewodów nawojowych (rys. 3.25), a w tym przewodów ctż o dużym sumarycznym przekroju, zwiększających znacząco współczynnik wypełnienia uzwojeń miedzią i znacznie redukujących dodatkowe straty obciążeniowe w uzwojeniach. Odnosi się to również do cewek skrajnych, które przy zastosowaniu przewodów tradycyjnych mogą być zagrożone przegrzaniami lokalnymi. Dodatkowo druty tych przewodów mogą posiadać „okład" z żywicy epoksydowej, utwardzającej się w procesie suszenia transformatora i sklejający przewód ctż w jeden monolit, co zapewnia bardzo dużą wytrzymałość dynamiczną uzwojeń dla stanów zwarć udarowych. Interesującym i bardzo użytecznym nowym rozwiązaniem oferowanym aktualnie przez f-mę ASTA (Austria) są przewody ctż w oplocie siatkowym (zamiast izolacji papierowej) o zredukowanym przyroście izolacji i zmniejszające przyrost temperatury uzwojeń, a także przewody klejone w technologii „low chip epoxy" przeznaczone dla uzwojeń wysokonapięciowych,



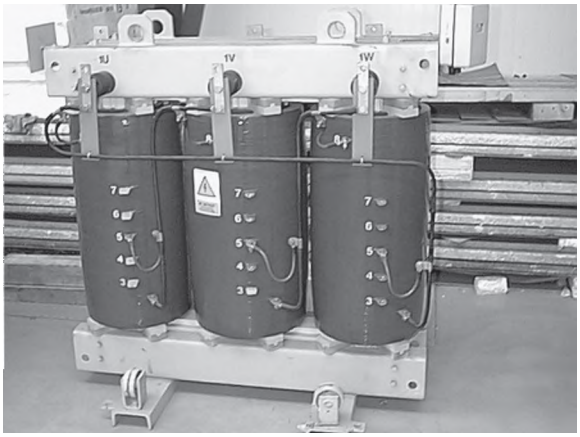

Rys. 3.25. Przewody nawojowe stosowane w uzwojeniach transformatorów – program produkcyjny firmy ASTA [13]

- izolacji głównej uzwojeń typu barierowego z odpowiednio wyprofilowanymi kołnierzami kątowymi dla krańców uzwojeń, wyposażone w razie potrzeby w dodatkowe tulejki na odpływy. Przy odpowiednim ukształtowaniu tej izolacji można uzyskać znaczące zredukowanie olejowych szczelin międzyuzwojeniowych, co przekłada się na wymierną poprawę parametrów eksploatacyjnych tak zaprojektowanych transformatorów,
- usprawnień technologicznych przy składaniu rdzeni (np. pakietowania rdzenia bez górnego jarzma), nawijaniu uzwojeń (nawijarki pionowe, nawijanie bloku uzwojeń, nawijarki dla uzwojeń z folii i uzwojeń typu RESIBLOC) oraz ich prasowania ostatecznego na rdzeniu, dla wszystkich faz jednocześnie (z wykorzystaniem zminiaturyzowanych siłowników hydraulicznych)
- nowoczesnych urządzeń technologicznych, obejmujących m.in.: – skomputeryzowane agregaty do automatycznego cięcia blach transformatorowych dla różnych typów zapleceń, a w tym tzw „step lap" – suszarnie ewaporacyjne zapewniające uzyskanie wysokiego stopienia wysuszenia i impregnacji olejowej izolacji.

Ponadto na podniesienie poziomu wyrobów przemysłu transformatorowego ma również istotny wpływ dostępność i bardzo dobra jakość nowoczesnych elementów wyposażenia, a w tym m.in.: – bezobsługowych, podobciążeniowych przełączników zaczepów z komorami próżniowymi, małogabarytowych, lekkich i cichobieżnych chłodnic o zredukowanym poborze mocy, – przepustów żywicznych z ich dodatkowym wyposażeniem osłaniającym części metalowe będące pod napięciem lub pozwalającego na bezpośrednie podłączenie do przepustu kabla (rys. 3.26).

Rys. 3.26. Nowe typy przepustów stosowane w transformatorach rozdzielczych fabryki w Żychlinie oraz ich dodatkowe wyposażenie.

Postęp techniczno-technologiczny oraz materiałowy dokonany w produkcji transformatorów suchych sprawił, że ten typ jednostki (rys. 3.27), niezawodny w eksploatacji może być polecany do zastosowania we wszystkich tych miejscach, gdzie decydujące są m.in. względy przeciwpożarowe.




Rys. 3.27. Transformator suchy, żywiczny z uzwojeniami typu RESIBLOC o mocy 400 kVA i napięciu 6 kV – produkcja Żychlińskiej Fabryki Transformatorów.

## 3.4. WYSOKONAPIĘCIOWE PRZEPUSTY TRANSFORMATOROWE

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)[14]. 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 charakterystykach przepustu. Izolatory przepustowe transformatorowe powinny spełniać wymagania określone w normie PN-EN 60137(U):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 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 rysunku 3.28a.

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 rysunku 3.28b. 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. 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 syciwa. 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 przepusty typu RBP, aktualnie nie produkowane w firmie 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 $\varepsilon_r$ | grubość jednej warstwy $a_i$ (w mm) |
|---|---|---|
| twarda | 4,5 | 1 - 2 |
| miękka | 3,6 | 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[15]. 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 przemienno kloszowych (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 mniej-

sza od bezpiecznej odległości gwarantowanej przez producenta. Wymaga to uzgodnienia z producentem przepustu.

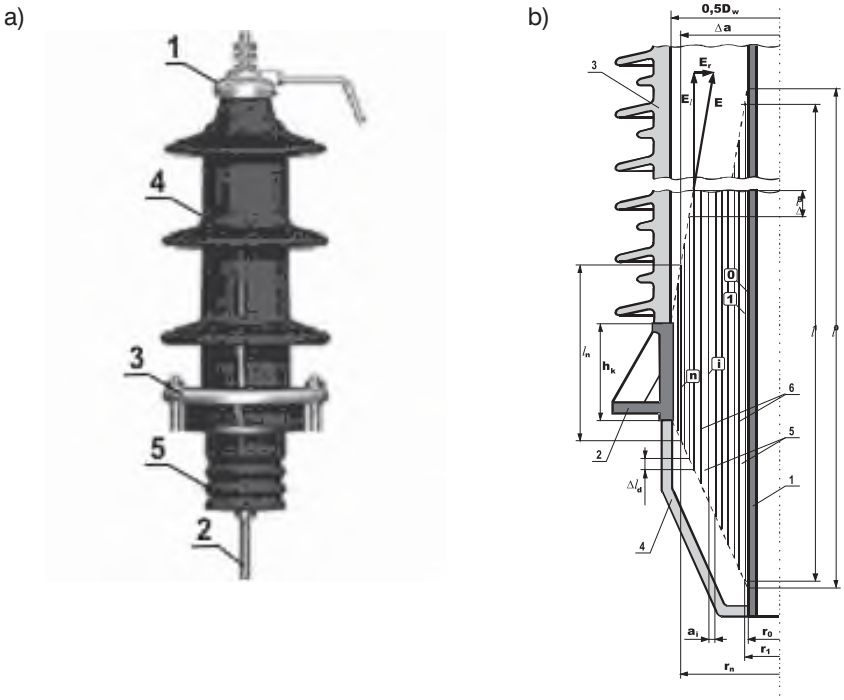
Izolacja wewnętrzna przepustów typu kondensatorowego jest narażona na wyładowania niezupełne w szczelinach powietrznych, zwłaszcza w okolicy ostrych krawędzi ekranów sterujących. Tym bardzo niekorzystnym zjawiskom zapobiega się przez staranne suszenie i nasycanie papieru żywicą lub olejem oraz stosowanie 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.




Rys. 3.28. Przykłady konstrukcji przepustów transformatorowych:
a) widok przepustu porcelanowego o polu niesterowalnym:
1 – głowica, 2 – rura nośna, 3 – kołnierz, 4 – osłona porcelanowa części napowietrznej,
5 – osłona części dolnej (olejowej);
b) szkic części przekroju przepustu typu kondensatorowego typu OIP
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

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$^{o}$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.

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 60137:2004, 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 sycíwem, 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 60137:2004 wyróżnia 4 strefy zabrudzeniowe i określa współczynnik pozwalający obliczyć drogę upływu dla danego napięcia znamionowego i strefy zabrudzeniowej.

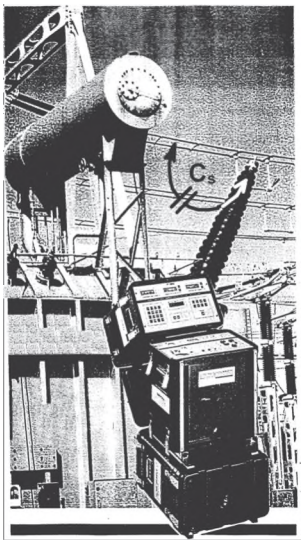
Przepusty wysokiego napięcia są wyposażone w gniazda pomiarowe, umieszczona na kryzie kołnierza mocującego przepust na pokrywie (kadzi) transformatora. Gniazda te umożliwiają pomiar parametrów elektrycznych transformatora i przepustu – głównie współczynnika strat dielektrycznych tgδ i intensywności wyładowań 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. 3.29).

Rys. 3.29. Gaszenie pożaru transformatora spowodowanego eksplozją widocznych przepustów

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 pozwałaby jednoznacznie określić zakres i sposób przeprowadzania badań eksploatacyjnych przepustów metodami elektrycznymi lub nieelektrycznymi.

Do podstawowych badań stanu izolacji przepustów w eksploatacji należy zaliczyć pomiary rezystancji, współczynnika strat dielektrycznych tg 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.30) Taki mostek zawiera specjalny układ do kompensacji prądu płynącego od sąsiednich torów prądowych (pod napięciem) przez pojemność do badanego transformatora.

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 (patrz – Rozdział VI poradnika).




Rys. 3.30. Przenośny mostek C-tgδ przystosowany do pomiarów współczynnika strat dielektrycznych transformatorów i ich przepustów podczas eksploatacji [14]

Podobnie jak w dużych transformatorach elektroenergetycznych, również w przepustach typu OIP można zastosować metodę chromatografii gazowej do oceny ich stanu technicznego [16]. 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. Dokładniej zagadnienie to jest omawiane w rozdziale 6.5. niniejszego poradnika.

## 3.5. 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, 1970 r.

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

[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, No 3, 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 RTdxp-P125000/200 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, 1993 r.
[12] S. Makowski: „O potrzebie zmiany metody kształtowania strat w transformatorach rozdzielczych.
[13] W. Felber: „ASTA winding Conductor Materials for Modern Power Transformers" – materiały z Konferencji TRANSFORM 98, Forum der Technik, kwiecień 1998, Monachium.
[14] 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.
[15] 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.
[16] Graham J. S.: Tendencje w konstrukcji wysokonapięciowych przepustów transformatorowych. Mat. Konf. Transformator–95, Koszalin 1995.
[17] PN-E-02051:2002 Izolatory elektroenergetyczne. Terminologia, klasyfikacja i oznaczenia.
[18] PN-EN 60137:2004 (U) Izolatory przepustowe na napięcie przemienne powyżej 1 kV.

## 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 110 kV (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 240 MVA, 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.
11) Przekształcony później w Oddział Transformatorów INSTYTUTU ENERGETYKI.
12) Szczególnie jeżeli dobrać odpowiednią wysokość fali na ściance kadzi.
13) Wprawdzie dla pierwszych jednostek uzwojenia z folii wykonywano na zaadoptowanej we własnym zakresie maszynie, jednak docelowo konieczny był zakup agregatu wykonanego przez profesionalnego producenta zachodniego.
14) Odrębnym problemem konstrukcyjnym i technologicznym są izolatory przepustowe wielkoprądowe na prady znamionowe równe lub większe od 4 kA.
15) Coraz częściej osłona górna jest konstrukcją kompozytową.

# 4. OLEJE TRANSFORMATOROWE

W urządzeniach elektrycznych olej i papier, jako materiały izolacyjne, stosowane są od prawie stu lat. Głównym powodem długoletniego stosowana oleju i papieru są bardzo dobre właściwości izolacyjne, w szczególności, gdy materiały te współpracują ze sobą. Można to pokazać na przykładzie efektu synergetycznego obserwowanego w papierze impregnowanym olejem. Wytrzymałość dielektryczna papieru i oleju wynosi odpowiednio 12 i 40 kV/mm. Natomiast wytrzymałość dielektryczna układu papierowo-olejowego wynosi około 64 kV/mm, a więc jest znacznie większa. Do powyższej zalety należy również dodać drugą, nie mniej ważną, jaką jest połączenie względnie łatwego wykonania izolacji o skomplikowanej geometrii z efektywnym układem chłodzenia. Jednak nawet w idealnych warunkach zarówno papier jak i olej ulegają degradacji i starzeniu. Procesy te zależą od warunków pracy oraz konstrukcji urządzeń. Tempo starzenia jest funkcją temperatury, dostępności tlenu oraz wilgoci. W transformatorze również znajdują się takie materiały jak np. miedź, emalia, pokost i inne metale, które mogą być katalizatorami starzenia się oleju. Głównym mechanizmem starzenia się oleju jest utlenianie, które prowadzi do powstania kwasów i innych związków polarnych. Niektórymi produktami utleniania są duże słabo rozpuszczalne w oleju cząstki, które tworząc osad powodują degradację izolacji papierowej.

Ten bardzo skrótowy przegląd zalet i problemów związanych z stosowania oleju w izolacji papierowo-olejowej zwraca uwagę na konieczność dokładnego poznania jego właściwości, zachowania się podczas pracy oraz wymagań i procedur pomiarowych, które umożliwiłyby racjonalny wybór rodzaju oleju i sposobu eksploatacji. Z drugiej strony wiedza na temat pożądanych właściwości olejów oraz fizyki procesów starzeniowych stymulują rozwój nowych, ulepszonych gatunków mineralnych olejów transformatorowych powstałych na drodze rafinację ropy naftowej

Rafinacja to termin obejmujący wiele procesów związanych z przetwarzaniem ropy naftowej na olej o właściwościach dostosowanych do konkretnych warunków pracy. Wybór ropy naftowej oraz techniki rafinacji decydują o właściwościach produktu finalnego. W zależności od użytej ropy naftowej, można otrzymać olej parafinowy lub naftenowy. Oleje transformatorowe są przeważnie olejami naftenowymi, dlatego charakteryzują się dobrymi właściwościami w niskiej temperaturze oraz dobrą rozpuszczalnością produktów utleniania, która zapobiega wytrącaniu się osadów, ich osiadaniu na uzwojeniach oraz blokowaniu kanałów przepływowych. Przedłużenie żywotności olejów ściśle związane jest z odpornością na utlenianie, która zależy od obecności inhibitorów utleniania oraz głębokości rafinacji.

Rozdział ten poświęcony jest omówieniu wyżej sygnalizowanych zagadnień zarówno z punktu widzenia podstawowych wymagań stawianym świeżym olejom transformatoro-

wym, ich znaczeniu dla izolacji transformatorów, jak i z punktu widzenia problemów towarzyszących eksploatacji olejów. Niektóre z właściwości, w zależności od ich znaczenia dla trwałości użytkowania transformatorów, zostały opisane bardziej lub mniej szczegółowo. Większość z nich jest dobrze znana ze standardowym wymagań, natomiast te mniej znane, również zostały ujęte ze względu na specyficzne zachowanie się w czasie eksploatacji lub na ich znaczenie dla konstrukcji transformatorów.

## 4.1. WŁAŚCIWOŚCI OLEJÓW TRANSFORMATOROWYCH

### 4.1.1. LEPKOŚĆ

Lepkość oleju jest ważną właściwością ze względu na znaczenie dla skuteczności chłodzenia transformatora; im niższa lepkość, tym chłodzenie jest lepsze. Wzrost temperatury powoduje spadek lepkości; przy czym mała jej zmiana wraz ze wzrostem temperatury odpowiada wysokiemu współczynnikowi lepkości (viscosity index – VI) i odwrotnie – duża zmiana przy wzroście temperatury oznacza niski współczynnik. Oleje z wysokim współczynnikiem lepkości (VI) mają lepsze właściwości smarne. Natomiast do chłodzenia (np. transformatorów w przedziale nominalnej temperatury roboczej) zalecane jest stosowanie olejów o niskim współczynniku lepkości. W tablicy 4.1. dokonano porównania współczynnika VI dla dwóch olejów – oleju naftenowego i oleju parafinowego. Obydwa mają taką samą lepkość w temperaturze 40$^{o}$C ale, jak widać, występuje między nimi stosunkowo duża różnica dla nominalnej temperatury roboczej transformatora.

**Tablica 4.1.** Współczynniki lepkości olejów parafinowych i naftenowych w T=70$^{o}$C

| **Olej transformatorowy IEC 60296** | **Olej parafinowy Wysoki współczynnik lepkości** | **Olej naftenowy Niski współczynnik lepkości** |
|---|---|---|
| Lepkość przy 70$^{o}$C mm$^2$/s | **4,2** | **3,4** |

Stosowanie olejów o wysokiej lepkości na ogół nie jest korzystne, ponieważ im jest ona wyższa tym gorsze są właściwości chłodzące, co skutkuje podniesieniem temperatury pracy oraz wyższymi stratami, które w sumie prowadzą do szybszego pogorszenia się właściwości oleju i celulozy. Z tej przyczyny w transformatorach zaleca się stosowanie olejów naftenowych.

Znowelizowane normy IEC 60296 oraz ASTM D3487 przewidują jedną klasę lepkości dla olejów transformatorowych o maksymalnej wartości równej 12 mm$^2$/s w temperaturze 40$^{o}$C. Natomiast najczęściej obecnie używane oleje posiadają lepkość w przedziale 9–10 mm$^2$/s w temperaturze 40$^{o}$C.

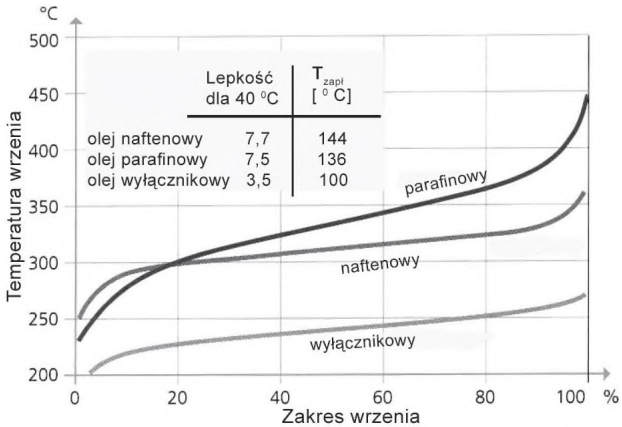
Olej mineralny to mieszanina tysięcy różnych molekuł i dlatego w takim przypadku możemy mówimy raczej o zakresie temperatury wrzenia a nie o jednej określonej temperaturze. Bowiem każda z tych molekuł przechodzi w stan gazowy we właściwej sobie, zależnej od struktury morfologicznej, temperaturze. Szerszy zakres temperatury wrzenia jest cechą charakterystyczną olejów o większej lepkości. Natomiast naturalna różnica pomiędzy rozmiarami molekuł naftenowych i parafinowych powoduje, że molekuły parafinowe mają szerszy zakres temperatur wrzenia przy takiej samej lepkości. Na rysunku 4.1 przedstawiono krzywe temperatury wrzenia dla oleju naftenowego oraz oleju parafinowego. Obydwa

oleje mają lepkość o zbliżonej wartości – około 8 $mm^2/s$ w temperaturze 40°C. Trzecia krzywa dotyczy typowego oleju wyłącznikowego o lepkości około 4 mm2/s w temperaturze. 40°C oraz temperaturze zapłonu równej 100°C.

Wszystkie oleje transformatorowe mają zbliżoną temperaturę zapłonu w granicach 140°C, co oznacza, że ich wrzenie rozpoczyna się w samej temperaturze. Lecz, przykładowo, olej parafinowy charakteryzuje się dużo wyższą temperaturą wrzenia dla połowy zakresu wrzenia jak również wyższą temperaturą końcową zakresu wrzenia. Takie właściwości spowodowane są przede wszystkim przez większą zawartość PAC (związki poliaromatyczne) o trzech lub więcej pierścieniach benzenowych. Należy dodać, że większa zawartość PAC wpływa również na takie właściwości, jak wytrzymałość udarowa na przebicie oraz elektryzacja statyczna.

Dla porównania, trójpierścieniowa molekuła antracenu ma temperaturę wrzenia o wartości 350°C. Odpowiada ona prawie końcowej wartości temperatury wrzenia oleju naftenowego (w tej temperaturze wrą wszystkie znajdujące się w oleju molekuły – czyli cała objętość). Natomiast w przypadku oleju parafinowego aż około 25% znajdujących się w objętości molekuł ma temperaturę wrzenia wyższą od 350°C. Więcej informacji na ten temat można znaleźć w literaturze firmy Nynas dotyczącej ekstrakcji.

Krzywe na rysunku 4.1 zostały wyznaczone na podstawie normy ASTM D2887 – „Metody chromatografii gazowej stosowanej w rafineriach przy optymalizacji procesów produkcyjnych".

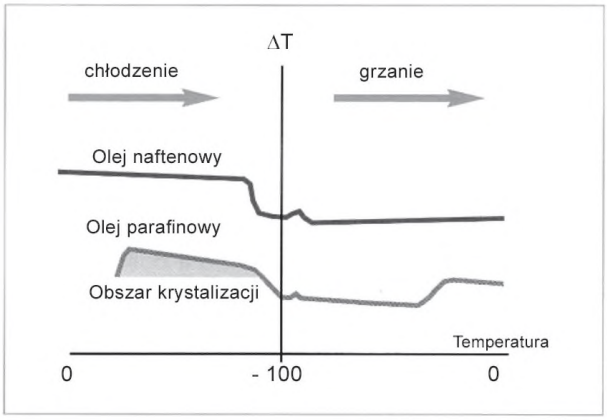



Rys. 4.1. Zależność temperatury wrzenia od zakresu wrzenia

### 4.1.2. WŁAŚCIWOŚCI W NISKIEJ TEMPERATURZE

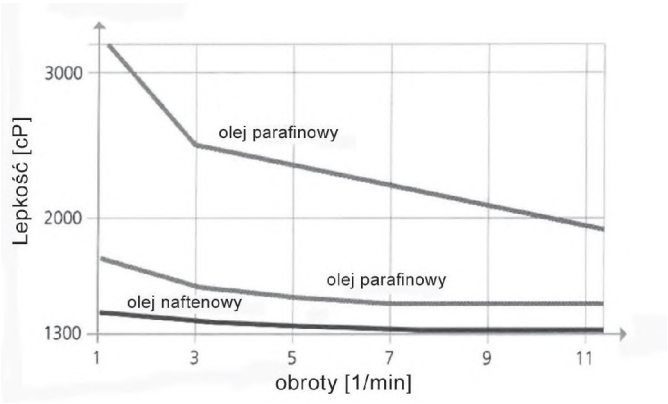
Właściwości olejów w niskiej temperaturze są bardzo ważne dla ich pracy w zimnym klimacie i dlatego większość norm zawiera zarówno wymagania dotyczące temperatury krzepnięcia jak i lepkości w niskich temperaturach, co ma na celu zapewnienia swobodnego obiegu oleju. W niektórych krajach, jak np. Szwecja i Kanada, wymagania są w tym względzie bardzo surowe. Stosowany jest np. pomiar lepkości w niskiej temperaturze (do – 40°C), w warunkach symulujących przepływ oleju przez pracujący w zimnym klimacie transformator.

Oleje parafinowe zawierają różne ilości N–alkanów (normalnych alkanów), które po schłodzeniu mogą ulec krystalizacji i zakłócić swobodny przepływ oleju. Rzeczywistą zawartość N–alkanów w olejach wyznacza się z analizy DSC (*różnicowa analiza kalorymetryczna*). W przypadku, gdy olej wskutek krystalizacji N–alkanów ulegnie zmętnieniu, nie może być klasyfikowany jako ciecz newtonowska, (tzn. jako ciecz, która nie zmienia lepkości przy różnej szybkości ścinania) ale musi być traktowany jako układ dwufazowy. Zatem do wymuszenia jego ruchu konieczne jest naprężenie ścinające na granicy dwóch faz. Z chwilą, gdy N-alkany zaczynają ulegać krystalizacji uwalnia się ciepło, które na krzywej DSC uwidacznia się postaci lokalnego przyrostu temperatury. Pojawia się wtedy różnica pomiędzy próbką i materiałem odniesienia (rys. 4.2.). Obszar zawarty między krzywą DSC a prostą odniesienia odpowiada ilości zawartych w oleju N–alkanów a punkt krystalizacji koreluje z temperaturą krzepnięcia oleju. Ważna właściwością olejów naftenowych, o mniejszej zawartości N–alkanów jest to, że nie występuje w nich obszar krystalizacji. Oznacza to, że do wymuszenia obiegu oleju naftenowego w niskiej temperaturze nie jest konieczne naprężenie ścinające. Wystarczy zatem np. tylko różnica temperatury (obieg konwekcyjny).

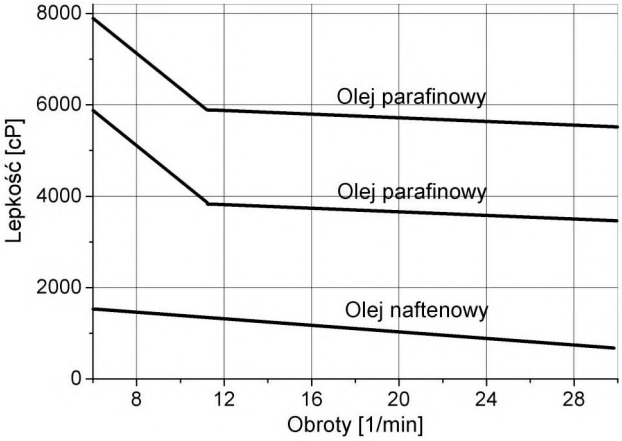



Rys. 4.2. Ilustracja formowania się kryształków wosku w oleju parafinowym na podstawie krzywych DSC

W przypadku oleju parafinowego zastosowanie metod dynamicznego pomiaru lepkości w postaci dużego przyrostu naprężeń ścinających w teście z użyciem wiskozymetru dynamicznego, umożliwia jej pomiar nawet gdy olej jest w stanie stałym. Takie pomiary dynamicznej lepkości, wykonane w temperaturze –30$^{o}$C i –40$^{o}$C, ilustrują rysunki 4.3 i 4.4. Wynika z nich, że olej parafinowy w temp. –30$^{o}$C ma wyższą lepkość przy niskich naprężeniach ścinających w porównaniu z olejem naftenowym, który praktycznie nie zmienia lepkości w całym zakresie naprężeń ścinających. Mimo to, oleje parafinowe, w znormalizowanych warunkach pomiaru spełniają wymagania dotyczące lepkości w temperaturze –30$^{o}$C.




Rys. 4.3. Lepkość Brookfielda przy temp. –30°C.




Rys. 4.4. Lepkość Brookfielda przy temperaturze –40°C.

### 4.1.3. TEMPERATURA ZAPŁONU

Wymogi bezpieczeństwa powodują, że istnieje konieczność określenia temperatury zapłonu oleju. W metodzie IEC 60296 podano następujące dopuszczalne minimalne temperatury zapłonu:

**Tablica. 4.2.** Temperatury zapłonu olejów wg IEC 60296

| | **Olej transformatorowy** | **Olej do aparatury rozdzielczej** |
|---|---|---|
| Temperatura zapłonu PM °C | **≥ 135°C** | **100°C** |

Norma IEC 60296 podaje temperaturę zapłonu wyznaczoną metodą zamkniętego tygla PM (Pensky Marten). Natomiast w normie ASTM D3487 wykorzystano metodę otwartego tygla COC (Cleveland Open Cup), która daje wyższą wartość temperatury zapłonu o

około 5–100°C. Temperatura zapłonu zależy od zawartości w oleju lekkich frakcji i jest silnie zależna od zawartości zanieczyszczeń pochodzących od takich lżejszych olejów, jak olej pogazowy lub benzyna. Chociaż obydwie metody charakteryzują się stosunkowo słabą powtarzalnością, to preferowana jest metoda zamkniętego tygla, w której rozrzuty wyników są mniejsze.

### 4.1.4. GĘSTOŚĆ

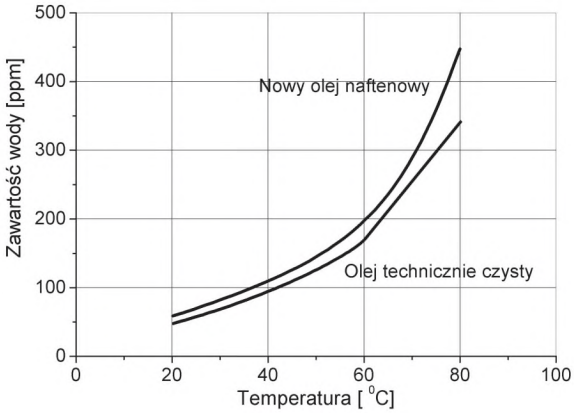
W warunkach zimnego klimatu ważną właściwością jest gęstość oleju, której wartość jest konieczna do obliczenia całkowitego ciężaru transformatora oraz w celu uniknięcia wystąpienia zjawiska unoszenia się kawałków lodu na powierzchni oleju w niskiej temperaturze. Efekt taki może mieć miejsce , gdy w odstawionym z ruchu, bądź będącym w rezerwie transformatorze pojawi się woda, która może doprowadzić do awarii podczas ponownego uruchamiania (por. rozdz. 5 poradnika). Oleje z dużą zawartością związków aromatycznych mają większą gęstość niż oleje z większą zawartością molekuł naftenowych i parafinowych. Ponieważ gęstość obniża się wraz ze wzrostem temperatury to przy jej obliczaniu w temperaturze innej niż podana w normie należy stosować współczynnik przeliczeniowy k = 0,00065/°C mimo, że może się on nieznacznie zmieniać się w zależności od struktury oleju i stopnia jego rafinacji.

### 4.1.5. ZAWARTOŚĆ WODY

Rozpuszczalność wody w oleju jest funkcją temperatury oraz ilości polarnych cząstek aromatycznych w oleju, które zależą od procesów rafinacji i przewidywanego zastosowania. Rysunek 4.5 pozwala zrozumieć jak trudno jest utrzymać niską zawartość wody w oleju, który jest przechowywany w miejscach o wysokiej wilgotności i temperaturze. Oczywistym jest również, że samo podgrzewanie oleju nie doprowadzi do zmniejszenia się całkowitej zawartości wody z tego powodu, że rozpuszczalność wody w oleju wzrasta wraz ze wzrostem temperatury. Czas potrzebny do ustalenia równowagi pomiędzy wodą molekularną (parą) a olejem wynosi od 2 do 8 godzin. Zagadnienie to, w kontekście izolacji papierowo-olejowej, szerzej omawiane jest w następnym rozdziale.

Jeżeli jednak mamy do czynienia z obecnością wody w stanie rozdrobnienia molekularnego, niższa lepkość uzyskana przez podgrzewanie oleju doprowadzi do szybszej separacji wody, lecz jednocześnie spowoduje zwiększenie ilości wody rozpuszczonej w oleju. Z rysunku 4.5. wynika również, że większa zawartość polarnych cząstek aromatycznych powoduje wyższą chłonność wody.

Oleje z większą zawartością wody wykazują tendencję do nadmiernego spieniania podczas obróbki w urządzeniach odgazowujących. Jest to spowodowane parowaniem wody. Prawdziwe, stabilne piany można jednak spotkać tylko w cieczach zanieczyszczonych – np. w olejach zanieczyszczonych cząsteczkami lub innymi niemieszalnymi z olejem płynami, np. olejem silikonowym, przy czym obowiązuje ogólna zasada, że technicznie czyste płyny nie pienią się.



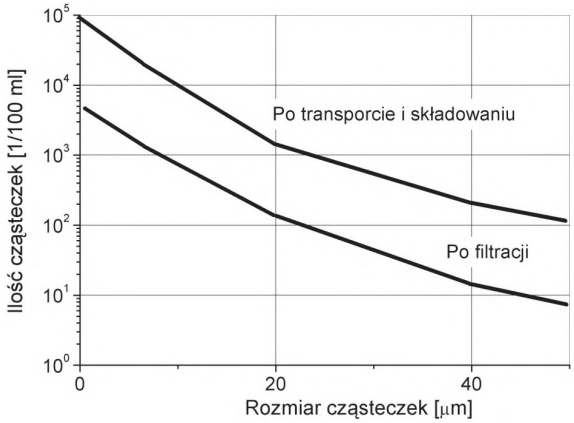

Rys. 4.5. Rozpuszczalność wody w oleju

### 4.1.6. CZĄSTKI STAŁE

Olej przetworzony przy pomocy nowoczesnych technik rafinacyjnych zawiera niewielką ilość cząstek stałych, lecz w procesie transportu i magazynowania ich zawartość szybko rośnie. Przepuszczając olej przez urządzenie odgazowujące, które wyposażone jest w filtr cząstek stałych, można zredukować ich zawartość do akceptowalnego poziomu. Dlatego też w warunkach eksploatacyjnych stosowanie wirowania oleju na ruchu powoduje oczyszczanie transformatora z kurzu i luźnych cząstek celulozy.

Na rysunku 4.6. przedstawiono wyniki badań zawartości cząstek stałych w oleju transportowanym z zakładu produkcyjnego do magazynu, a następnie poddawanego odgazowaniu. Górna krzywa przedstawia olej pobrany po przetransportowaniu i zmagazynowaniu, dolna krzywa przedstawia olej po odgazowaniu i przefiltrowaniu.

Ilość cząstek stałych w olejach pracujących w transformatorach może również zależeć m.in. od zjawiska karbonizacji oleju, które występuje w czasie elektrycznych wyładowań niezupełnych oraz degradacji celulozy.



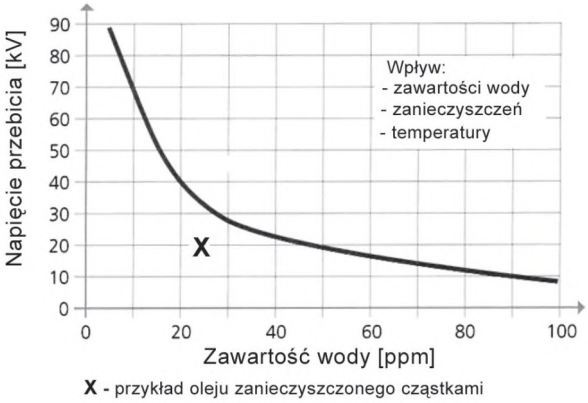

Rys. 4.6. Zanieczyszczenie oleju cząstkami po transporcie i magazynowaniu oraz po filtracji

### 4.1.7. NAPIĘCIE PRZEBICIA

Doraźna wytrzymałość elektryczna oleju dla napięcia sinusoidalnego o częstotliwości sieciowej (50÷60 Hz) zależy m.in. od zawartości różnego rodzaju zanieczyszczeń stałych, ciekłych (rozpuszczalniki polarne, w tym woda) i gazowych. Zależy również od metody pomiaru. Najczęściej stosuje się pomiar napięcia przebicia według norm IEC 60156 oraz ASTM D1816. W obu tych metodach używa się układu elektrod sferycznych lub półsferycznych z przerwa międzyelektrodową 2–2,5 mm. Natomiast napięcie zwiększane jest w tempie 2 kV/s aż do momentu wystąpienia przebicia. Ze względu na słabą powtarzalność pojedynczego pomiaru, wynik badania przedstawiany jest jako średnia z sześciu prób. Do pomiaru napięcia przebicia, oprócz wymienionych już metod, można również zastosować np. opisaną w wymaganiach ASTM D3487 metodę D877, która wykorzystuje taki sam typ elektrod jak IEC 60156. Dlatego też ich wyniki można porównać, gdy odległość pomiędzy elektrodami jest taka sama lub gdy wynik jest przeliczony na tą samą odległość międzyelektrodową. Inna metoda – ASTM D877 – ze względu na różną geometrię elektrod nie daje porównywalnych wyników. Bowiem występujące w niej maksymalne natężenia pola elektrycznego w strefie przyelektrodowej są znacznie większe, zatem wynik pomiaru jest bardziej wrażliwy na zawartość zanieczyszczeń. Należy przy tym zwrócić uwagę na fakt, że oleje o wysokiej rozpuszczalności zapobiegają tworzeniu się cząstek stałych z produktów i osadu powstającego w czasie starzenia, co w mniejszym stopniu wpływa na obniżenie wartości napięcia przebicia.

Wynik testu na napięcie przebicia elektrycznego zawiera w sobie informację o możliwościach izolacyjnych oleju. Zależą one głównie od zawartości wody i cząstek stałych w oleju. Nawet słabo rafinowany olej może charakteryzować się wysoką wartością napięcia przebicia, tak więc metoda ta nie jest wskaźnikiem innej ważnej i charakterystycznej właściwości związanej z rafinacją oleju, jaką jest starzenie na poziomie molekularnym. Usunięcie wody i cząstek może zapewnić każdemu olejowi napięcie przebicia elektrycznego na poziomie ponad 70kV. Większość wymagań normatywnych podaje natomiast wartość 30kV jako najniższy poziom napięcia przebicia dla dostarczanych olejów. Jeżeli wynik pomiaru napięcia przebicia w takich olejach jest niższy od 30 kV to należy zastosować proste laboratoryjne odgazowanie. Po takiej obróbce wartość napięcia przebicia wzrasta do ponad 70kV.

Na rysunku 4.7. podano zależność napięcia przebicia czystego technicznie oleju od zawartości czystej chemicznie wody. Należy podkreślić, że każde dodatkowe zanieczyszczenie gazowe, stałe lub ciekłe powoduje, że napięcie przebicia będzie niższe od wartości określonej przez krzywą na rysunku 4.7. Punkt X na tym rysunku wskazuje, że po odgazowaniu, olej o zawartości wody ok. 23 ppm będzie spełniać wymagania normatywne (Up = 30kV).




Rys. 4.7. Wpływ zawartości wody na napięcie przebicie oleju w temperaturze pokojowej.

### 4.1.8. WSPÓŁCZYNNIK STRAT DIELEKTRYCZNYCH – TAN DELTA

Każda specyfikacja oleju transformatorowego podaje dopuszczalną wartość współczynnika strat elektrycznych „tan delta". Jest ona zależna m.in. od zawartości polarnych i podatnych na jonizację cząstek w oleju, które z drugiej strony, w niewielkim stopniu wpływają na wzrostu temperatury oleju podczas pracy. W przypadku głębokorafinowanego oleju, wartość tan delta zawsze będzie bardzo niska. Jednak, jak wspomniano, parametr ten jest bardzo wrażliwy na zanieczyszczenia w podczas transportu oraz podczas składowania np. razem z olejami silnikowymi (możliwość zanieczyszczenia). Dyspergatory zawarte w tego rodzaju olejach doprowadzają bowiem do podniesienia wartości tan delta poza dopuszczalne granice. Czysta chemicznie woda praktycznie nie ma wpływu na wartość tan delta, lecz reagując z produktami utleniania lub z innymi zanieczyszczeniami może tworzyć trwałe związki i powodować znaczący jego wzrost.

Gdy olej zaczyna się starzeć (jego właściwości zaczynają się pogarszać), na początku procesu utleniania można zaobserwować wzrost wartości współczynnika tan delta, lecz po pewnym czasie następuje jego spadek. Prawdopodobnie jest to spowodowane tworzeniem się z nadtlenków w pierwszym etapie związków metalu o dużej polarności, która prowadzi do wzrostu współczynnika strat. Następnie związki te ulegają rozkładowi na wolne rodniki i tworząc nowe produkty utleniania powodują przejściowe obniżenie się wartości tan delta. Po tych wstępnych etapach powstają kwasy i estry, które powodują ponowny wzrost wartości tan delta.

Ogólnie spotykana wartość tan delta dla nowego oleju jest niższa od 0,001 w temperaturze 90$^{O}$C dla 50–60 Hz. W niektórych wymaganiach normatywnych zamiast parametru tan delta podaje się stratność, lecz z technicznego punktu widzenia, różnica jest niewielka, gdyż „stratność ≈ 2,2•tan delta".

### 4.1.9. NAPIĘCIE POWIERZCHNIOWE

Wartość napięcia powierzchniowego oleju wyznacza się dla kontaktu z czystą chemicznie wodą. Napięcie powierzchniowe silnie zależy od zawartości w oleju grup polarnych, podczas gdy tan delta (90$^{O}$C, 50 Hz) przede wszystkim od zawartości zanieczyszczeń podatnych na jonizację.

Świeże oleje powinny mieć wartość napięcia powierzchniowego co najmniej 40 mN/m; lecz przeważnie zawiera się ona między 45 a 50. Mimo, że napięcie powierzchniowe ma niewielki wpływ na własności eksploatacyjne, za to może być dobrym wskaźnikiem czystości oleju w czasie sładowania oraz starzenia w eksploatacji. Bowiem właściwość ta jest zależna od tworzenia się w eksploatowanym oleju szlamu (osadu) – jako rezultatu utleniania – tak więc jest ważnym narzędziem przy podejmowaniu decyzji dotyczących wymiany lub regeneracji olejów.

Tablica 4.3. Wpływ sposobu przechowywania na niektóre właściwości oleju

| | **TAN DELTA** | **NAPIĘCIE POWIERZCHNIOWE mN/m** | **ZAWARTOŚĆ WODY ppm** |
|---|---|---|---|
| Olej wystawiony na działanie światła słonecznego, przechowywany w przeźroczystych szklanych butelkach | **0,0031** | **36** | **50** |
| Olej przechowywany w butelkach aluminiowych jako materiał wzorcowy | **0,0010** | **44** | **18** |

Tablica 4.3. zawiera wybrane wyniki analiz różnych olejów. Wypływają z nich trzy wnioski: oleje są wrażliwe na działanie światła, napięcie powierzchniowe jest bardziej wrażliwe na obecność produktów utleniania, wartość tan delta oraz zawartość wody są wyższe w olejach na początku procesu utleniania. (Bardzo wyeksploatowane oleje mogą mieć napięcie powierzchniowe o wartościach niższych niż 20 mN/m).

### 4.1.10. KWASOWOŚĆ

W nowych, głębokorafinowanych olejach transformatorowych kwasowość powinna być mniejsza od 0,01 mg KOH/g. Istniejące metody pomiarowe, jak np. IEC 62021, pozwalają zmierzyć kwasowość o tak niskim poziomie. Stosowane obecnie technologie rafinacji z łatwością spełniają w/w wymagania, ale największe problemy związane z utrzymaniem wysokiej jakości olejów dotyczą warunków przechowywania i konfekcjonowania. Należy podkreślić, ze oleje o dużej kwasowości mogą chemicznie reagować z metalowymi elementami urządzeń. Ponadto duża zawartość substacji kwasnych wskazuje na intensywne procesy starzeniowe (uwaga ta dotyczy głównie olejów w eksploatacji – zagadnienie to szerzej omawiane jest w następnym rozdziale).

### 4.1.11. KOROZYJNOŚĆ

W normie IEC 60296, pomiar korozyjności oparty jest na metodzie, w której srebrny pasek zanurzany jest na okres 19 godzin w oleju o temperaturze 140$^{o}$C (ASTM D1275). Jest to bardzo czuła metoda identyfikująca przede wszystkim związki siarki, które powodują korozję. Niski współczynnik korozyjności wyznaczony według tej metody jest gwarancją, że metalowe części urządzenia elektrycznego nie ulegną korozji w otoczeniu oleju. Norma ASTM D3487 używa paska miedzianego. Test ten również wykonuje się w temperaturze 140$^{o}$C przez 19 godzin, ale jest uważany za mniej czuły w porównaniu do porzedniego. Alternatywną metodą jest miareczkowanie potencjometryczne siarki merkaptowej w oleju, z której można ilościowo wyznaczyć związki korozyjne.

W najbliższej przyszłości oczekuje się wprowadzenia surowszych testów na korozję według D 1275B (150$^{O}$C, 48 godzin, pasek miedzi dodatkowo owinięty w celulozę)

Oczywistym jest, że, w przypadku gdy chcemy uniknąć problemów ze urządzeniami napełnionymi olejami korozyjność oleju jest właściwością ważną. Np. w wyłącznikach ze stykami pokrytymi srebrem, możliwość korozji srebra jest jednym z najważniejszych zagadnień, jakie trzeba wziąć pod uwagę podczas eksploatacji.

### 4.1.12. STABILNOŚĆ UTLENIANIA

Na rynku dostępne są dwa typy olejów: oleje z zawartością inhibitorów i oleje bez zawartości inhibitorów. W gruncie rzeczy, wszystkie oleje zawierają inhibitory – te z zawartością inhibitorów zawierają syntetyczne związki z dominacją inhibitora typu fenolowego (DBPC i DBP), który rozkłada wolne rodniki; natomiast te bez celowo dodawanych inhibitorów zawierają za to inhibitory naturalne, które redukują głównie nadtlenki. Niemniej jednak, większość używanych w świecie olejów zawiera w różnych ilościach inhibitory fenolowe.

Szybkość utleniania zależy od dwóch głównych czynników: tlenu i temperatury. Również metale, które spełniają rolę katalizatorów reakcji, maja swój wpływ na kinetykę utleniania. Ale jest oczywistością, ze bez obecności tlenu olej nie ulegnie utlenieniu. Jednak wszystkie oleje, nawet po odgazowaniu, zawierają niewielką ilość powietrza (w uszczelnionym, suchym pojemniku pozostaje ciągle od 0,05% do 0,25% tlenu w objętości), który będzie uczestniczył w procesie utleniania. Temperatura przyspiesza ten proces, np. jej wzrost o 8–10$^{O}$C powoduje dwukrotne przyspieszenie tempa utleniania. Ta praktyczna zasada, nie sprawdza się jednak we wszystkich przypadkach, ponieważ typ reakcji chemicznych zależy również od temperatury, t.zn. w różnych temperaturach zachodzą różne reakcje.

Reakcją początkującą proces utleniania jest tworzenie wolnych rodników z węglowodoru (p. 1 – tabl. 4.4). Szczególnie chętnie zachodzi ona pod wpływem temperatury, światła ultrafioletowego oraz – co również jest ważne w przypadku transformatora – wysokiego pola elektrycznego. Rodnik węglowodorowy reaguje z tlenem i tworzy rodnik nadtlenkowy (p. 2 – tabl. 4.4).

Te dwie reakcje są bardzo ważne i występują we wszystkich olejach. W dalszym ciągu, rodnik nadtlenkowy reaguje z węglowodorem i tworzy nowy rodnik i nadtlenek (p. 3 – tabl. 4.4). Utworzony nadtlenek nie jest stabilny w wysokiej temperaturze oraz polu elektrycznym i rozpada się na dwa nowe rodniki (p.4 – tabl. 4.4). Utworzone w ten sposób nowe rodniki wejdą z kolei w reakcję z węglowodorami i utworzą alkohol, wodę oraz następne rodniki (odpowiednio p. 5 i p. 6). Ponieważ rodniki te powtórnie wejdą w reakcję z tlenem, to tworząc więcej nadtlenków sprzyjają kontynuacji procesu. Natomiast powstały alkohol będzie ulegał dalszemu utlenianiu dając w pierwszej kolejności aldehyd (p. 7 – tabl. 4.4.) a następnie kwas karboksylowy – jeśli będzie alkoholem pierwszorzędowym (p. 8). Alkohol drugorzędowy utworzy keton (p. 9). Natomiast kwas karboksylowy może wejść w reakcję z alkoholem do estru (p.10).

Należy pamiętać, że w wyniku wielu powyższych reakcji powstaje woda (odpowiednio punkty 6, 7, 8 i 10), która wpłynie na właściwości dielektryczne oleju oraz przyczyni się do rozkładu celulozy. Innym czynnikiem, który znacznie wzmacnia proces utleniania jest obecność jonów metalu (w przypadku transformatora, są to głównie jony miedzi), które przez swoją obecność, będą działały na kilku etapach utleniania jako „pompa jonowa". Aczkolwiek jeszcze nie w pełni znany jest mechanizm, to wiadomym jest, że związki metali, działają jako katalizatory reakcji utleniania oleju.

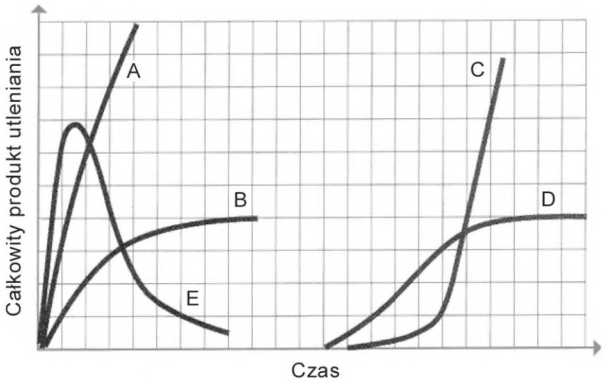
**Tablica 4.4.** Reakcje utleniania oleju w obecności tlenu.

| | |
|---|---|
| $RH \rightarrow R\bullet + H$ | (1) Powstanie rodników |
| $R\bullet + O_2 \rightarrow RO_2$ | (2) Powstanie rodnika nadtlenkowego |
| $RO_{22}\bullet + RH \rightarrow RO_2H + R\bullet$ | (3) Powstanie nadtlenku |
| $ROOH \rightarrow RO\bullet + OH\bullet$ | (4) Rozkład nadtlenku |
| $RO\bullet + RH \rightarrow ROH + R\bullet$ | (5) Powstanie alkoholu + rodnika |
| $OH\bullet + RH \rightarrow H_2O + R\bullet$ | (6) Powstanie wody + rodnika |
| $2ROH + O_2 \rightarrow 2RCHO + H_2O$ | (7) Powstanie aldehydu |
| $2ROH + O_2 \rightarrow 2RCRO + H_2O$ | (8) Powstanie ketonu |
| $2RCHO + O_2 \rightarrow 2RCOOH$ | (9) Powstanie kwasu karboksylowego |
| $RCOOH + ROH \rightarrow RCOOH + H_2O$ | (10) Powstanie estru. |

Przeciwdziałajc tym procesom stosuje się dwa podstawowe typy antyutleniaczy: reduktory rodników i reduktory nadtlenków. Reduktory rodników stabilizują wolne rodniki przez oddawanie im wodoru i tworzenie nasyconych, obojętnych związków oraz stabilnego rodnika. Najczęściej jako reduktory rodników stosuje się fenole i aminy. Natomiast reduktory nadtlenków zapobiegają tworzeniu dodatkowych rodników poprzez wchodzenie w reakcje z nadtlenkiem, co prowadzi do powstawania trwałych, nasyconych związków.

**Procesy utleniania w różnych olejach.**

Na rysunku 4.8 przedstawiono pięć rodzajów procesów utleniania, które z właściwą sobie kinetyką zachodzą w różnych typach oleju.




Rys. 4.8. Rodzaje utleniania olejów izolacyjnych

**Krzywa A** przedstawia utlenianie czystego technicznie oleju lub oleju rafinowanego nieoptymalnie. W tych typach olejów nie ma żadnych inhibitorów, które zatrzymywałyby proces utleniania; dlatego tworzy się duża ilość kwasów oraz żółty, lepki osad. Wzrasta również lepkość oleju.

**Krzywa B** dotyczy oleju, który zawiera naturalne inhibitory. Na początku procesu utleniania naturalne dodatki wiążąc się z nadtlenkami zatrzymują formowanie się rodników. Jednak po pewnym czasie tworzą się różne cząstki reagujące z rodnikami, np. związki

poliaromatyczne, które zawierają wysoce reaktywne fenole. Powstały osad jest ciemny. (W oleju od samego początku znajdują się śladowe ilości inhibitorów rozkładających nadtlenki i przez to, w czasie utleniania, powstają inhibitory zatrzymujące rodniki).

**Krzywa C** przedstawia taki sam olej, jak w przypadku A, lecz zawierający inhibitor fenolowy. Po pewnym czasie inhibitor zostaje zużyty, w rezultacie proces utleniania ulega przyspieszeniu tak jak w przypadku czystego technicznie oleju.

**Krzywa D** przedstawia olej zawierający zarówno naturalne jak i syntetyczne inhibitory. Ilość inhibitorów naturalnych jest mniejsza niż w optymalnie rafinowanym oleju (olej docelowo nie jest olejem inhibitowanym). Przeważnie olej rafinowany, ze względu na dobrą współpracę z inhibitorami, zawiera mniej cząstek poliaromatycznych oraz heteroatomów, które niezbędne są w oleju bez inhibitorów sztucznych. Po wstępnym utlenieniu, cząstki te, głownie związki aromatyczne, będą rozkładać rodniki i zapobiegać dalszemu utlenianiu.

**Krzywa E** przedstawia nadtlenki (patrz p. 3 – tabl. 4.4) wyprodukowane w oleju bez inhibitorów z przypadku B. Nadtlenki te tworzą również związki z jonami metalu.

**Pomiar stabilności utleniania.**

Jest kilka metod pomiaru stabilności utleniania oleju. Dla jasności zagadnienia, należy podkreślić, ze stabilność utleniania nie ma nic wspólnego ze stabilnością cieplną. Stabilność cieplna to temperatura, przy której olej ulega rozkładowi bez tlenu. Temperatura ta jest znacznie wyższa i zależy od rozmiaru i struktury cząstek występujących w temperaturze powyżej 300$^{o}$C.

Używane najczęściej testy utleniania to metody zawarte w IEC 61125, jako A, B i C (poprzednio IEC 74, 474 i 813). W Niemczech najczęściej używaną metodą jest DIN 51 554 a w USA – metoda ASTM D 2440.

**Metoda IEC 61125 A** jest używana od wielu lat do testowania olejów bez inhibitorów. Metoda ta wykorzystuje katalizator miedziany oraz przepływ tlenu przez olej w temperaturze 100$^{o}$C. Test trwa 164 godziny. Po zakończeniu testu dokonuje się pomiaru kwasowości oraz osadu rozpuszczalnego w heptanie.

**Metoda IEC 61125 B** głównie mierzy powstałe lotne kwasy. Temperatura testu jest wyższa niż w metodzie 61125A i wynosi 120$^{o}$C. Katalizatorem jest miedź, ale przepływ tlenu przez olej jest większy. Ponadto wprowadza on lotne kwasy do fazy wodnej. Woda zawiera określoną ilość wodorotlenku potasu a czas potrzebny do zneutralizowania tej ilości rejestrowany jest jako wynik testu. Metoda ta jest stosowana głównie do olejów z inhibitorami. Długi czas neutralizacji niekoniecznie oznacza, że dany olej jest lepszy do zastosowania w transformatorze niż inny olej o czasie krótszym; metoda ta mierzy jedynie lotne kwasy. Należy podkreślić, że olej może być ciemny, zawierać dużą ilość wytrąconego osadu i rozpuszczalnych kwasów, lecz mimo to wytwarzać małą ilość lotnych kwasów.

**Metoda IEC 61125 C** to w pewnym sensie połączenie dwóch metod; mierzy ona zarówno lotne jak i rozpuszczalne w oleju kwasy i osad. Temperatura testu wynosi 120$^{o}$C, a jego czas trwania zależy od typu oleju. Oleje bez inhibitorów testowane są przez 164 godziny, ze śladową zawartością inhibitorów – przez 332 godziny, natomiast z pełną zawartością inhibitorów – przez 500 godzin. Przez olej przepuszczana jest niewielka ilość tlenu, natomiast ilość katalizatora miedziowego jest taka sama, jak w metodzie 61125 B.

**Metoda ASTM D2112** przeznaczona jest dla olejów transformatorowych z inhibitorami. Test przeprowadzany jest w temp. 140$^{o}$C w obecności miedzi, wody oraz nadciśnienia tlenu (90 psi). Czas, w jakim olej reaguje z pewną ilością tlenu, jest zapisywany jako wynik

testu. Temperatura testowa jest znacznie wyższa niż w pracujących transformatorach, natomiast nadmiar tlenu może dać całkowicie inny wynik. Ogólnie mówiąc, wynik testu dostarcza informacji o przydatności oleju bazowego, do którego mają być dodane inhibitory.

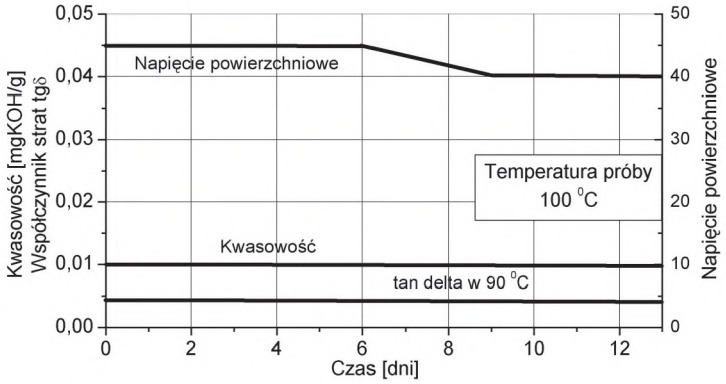
**Metoda ASTM D2440** jest podobna do metody IEC 61125 A z wyjątkiem tego, że temperatura testowa jest nieco wyższa – 110$^{O}$C, a czas jego trwania wynosi 72 oraz 164 godziny. Metoda ta dostarcza informacji o kinetyce utlenianiu oleju.

W przypadku metody DIN 51 552 lub testu Baadera, nie ma przepływu powietrza przez olej; w procesie utleniania udział bierze jedynie powietrze znajdujące się nad powierzchnią oleju. Temperatura wynosi 110$^{O}$C, katalizatorem jest miedź a czas trwania testu wynosi 140 godzin. Po zakończeniu próby analizuje się produkty utleniania, tzn. liczbę zmydlenia, kwasowość, osad oraz współczynnik tan delta. Pomiar liczby zmydlenia zamiast liczby kwasowej jest trochę wątpliwy, ponieważ w tym przypadku na wyniki testu mają wpływ produkty utleniania, które nie są szkodliwe dla celulozy lub miedzi.

Tablica 4.5. Wyniki testu utleniania.

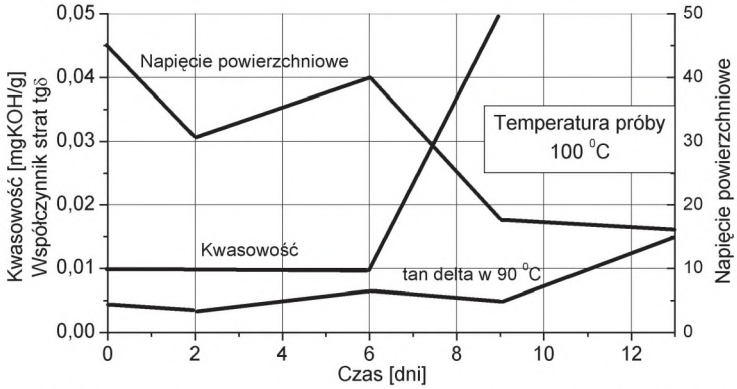
| **METODA TESTOWA** | **NYTRO 10GBN** | **NYTRO 3000** | **NYTRO 10GBX** | **NYTRO 3000X** |
|---|---|---|---|---|
| **IEC 61 125 C, 164 godziny:** | | | | |
| • Kwasowość całkowita, mg KOH/g | **0,27** | **0,16** | **nie ma** | **nie ma** |
| • Osad, ciężar % | **0,06** | **< 0,05** | **zastoso-** | **zastoso-** |
| • DDF przy 90$^{O}$C | **0,10** | **< 0,05** | **wania** | **wania** |
| **IEC 1125 C, 500 godzin:** | | | | |
| • Kwasowość całkowita, mg KOH/g | **nie ma** | **nie ma** | **0,50** | **0,04** |
| • Osad, ciężar % | **zastoso-** | **zastoso-** | **0,22** | **< 0,02** |
| • DDF przy 90$^{O}$C | **wania** | **wania** | **0,17** | **0,02** |
| **ASTM D2440, 72 godziny:** | | | | |
| • Kwasowość, mg KOH/g | **0,04** | **0,04** | **< 0,01** | **< 0,01** |
| • Osad, ciężar % | **0,21** | **0,05** | **< 0,01** | **< 0,01** |
| **ASTM D2440, 164 godziny:** | | | | |
| • Kwasowość, mg KOH/g | **0,08** | **0,05** | **< 0,0** | **< 0,01** |
| • Osad, ciężar % | **0,21** | **0,06** | **< 0,01** | **< 0,01** |

Przy omawianiu powyższych metod nasuwa się zasadnicze pytanie dotyczące wyboru metody, która najlepiej koreluje z procesami zachodzącymi w oleju podczas eksploatacji. Jedynym sposobem, aby odpowiedzieć na to pytanie, jest porównanie prób wykonanych w transformatorach pracujących pod takim samym obciążeniem, mających taką samą budowę oraz wypełnionych różnymi olejami o różnych poziomach stabilności utleniania. W tablicy 4.5 przedstawiono wartości podstawowych właściwości starszej generacji olejów transformatorowych prod. Nynas otrzymanych z testów stabilności utleniania według czterech metod. Warto zauważyć, że w metodzie ASTM D2440 nie ma różnic między olejami standardowymi a wyszczególnionymi w metodzie IEC 60296 olejami o wysokiej jakości.




Rys. 4.9. Zmiany podstawowych właściwości oleju o wysokiej jakości z zawartością inhibitorów w teście otwartej zlewki

Nynas dokonał również porównania zachowania się olejów przy stosowaniu innych metod. Na rysunkach 4.9 oraz 4.10 pokazano zmiany podstawowych właściwości olejów bez i z zawartością inhibitorów w czasie utleniania wykonanego metodą otwartej zlewki w temperaturze 100 0C z powietrzem powyżej powierzchni oleju. Jako katalizatora użyto paska miedzi. Warto zauważyć, że najbardziej czułym parametrem na, wynikające z utleniania, fizyko-chemiczne przemiany w oleju jest napięcie powierzchniowe. Dlatego metoda ta jest stosowana w Nynas Naphthenics do klasyfikacji olejów.




Rys. 4.10. Zmiany podstawowych właściwości oleju o wysokiej jakości bez inhibitorów w teście otwartej zlewki

W przypadku olejów bez inhibitorów, optymalizacja stopnia rafinacji ma pierwszorzędne znaczenie w celu osiągnięcia dobrej jakości i zachowanie się oleju w eksploatacji. Przykładowo, po odpowiedniej rafinacji stabilność gazowa w polu elektrycznym jest większa niż w olejach standardowych. Dlatego znalezienie kompromisu pomiędzy różnymi właściwościami wymaga optymalizacja rafinacji.

W przypadku olejów bez inhibitorów, istnieje równowaga pomiędzy wydajnością inhibitora oraz stabilnością utleniania oleju bazowego. Firma Nynas Naphthenics uważa, że

najlepszym wyborem będzie olej bazowy zawierający niewielką ilością naturalnych inhibitorów, które dają dobrą stabilność utleniania. W momencie gdy sztuczny inhibitor zostanie zużyty, nadal będą reagować inhibitory naturalne, które uchronią olej przed dalszym utlenianiem.

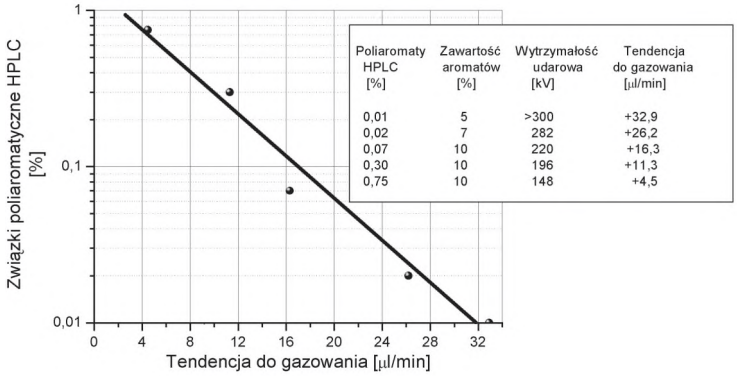
### 4.1.13. STABILNOŚĆ GAZOWA W POLU ELEKTRYCZNYM

W pracującym i sprawnym transformatorze, w wyniku oddziaływania pola elektrycznego, temperatury i powolnego utleniania się oleju, zawsze będzie się wydzielał gaz. W niektórych przypadkach ,ze względu na słabą impregnację izolacji stałej lub jej zawilgocenie, olej narażony jest na działanie wyładowań niezupełnych (por. rozdz. 5). Innymi czynnikami mogącymi przyczyniać się do powstania wyładowań niezupełnych są błędy w konstrukcji lub produkcji. W obecności wyładowań niezupełnych, niektóre cząstki oleju ulegają destrukcji, a ich fragmenty tworzą wodór oraz metan, które rozpuszczają się w oleju. W zależności od składu oleju, niektóre produkty rozkładu mogą następnie reagować z innymi cząstkami oleju tworząc nowe cząstki stałe. Reakcje te zachodzą głównie w obecności związków aromatycznych i, w pewnym sensie, zależą od ich ilości. Stosując opisane w IEC 60628 lub ASTM D3300 pomiary tendencji do gazowania można sprawdzić zachowanie się olejów pod tym względem, a uzyskane wyniki będą miarą ich zachowaniu się podczas eksploatacji.

Jeżeli w trakcie wyładowania niezupełnego wytwarzana jest duża ilość produktów lotnych, które nie mogą zostać wchłonięte ani rozpuszczone w oleju, to na jego powierzchni formują się bańki gazu. Mogą być one inicjatorem wyładowania zupełnego. W układach izolacji kablowej, w których natężenie pola elektrycznego jest bardzo duże, a powstałe lotne produkty tworzą wewnętrzną fazę gazową, od wielu lat stosuje się oleje absorbujące gaz. Innym powodem używania takich olejów jest zbyt mała jego objętość w izolacji kablowej w stosunku do ilości koniecznej do absorpcji powstałego gazu.

We współczesnych transformatorach na ogół takie problemy nie występują ze względu na znaczące postępy w konstrukcji i produkcji. Niemniej jednak może zaistnieć konieczność zastosowania olejów absorbujących gaz, aby skompensować braki odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych.

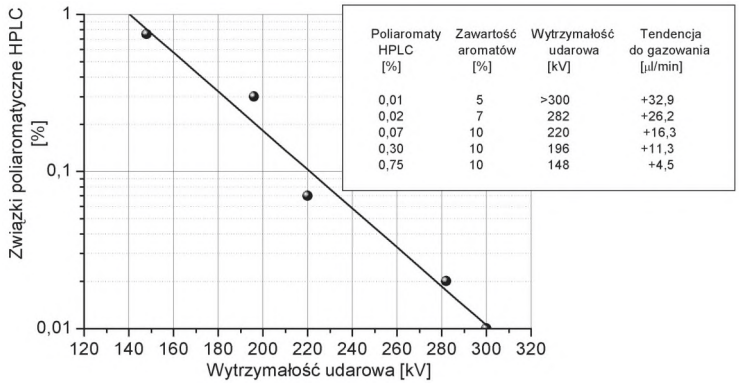
Gazowanie oleju oraz istnienie wyładowań niezupełnych można łatwo zidentyfikować na podstawie analizy gazów rozpuszczonych DGA (por. rozdz. 5). Ale w przypadku stosowania oleju o wysokiej zdolności absorpcji gazów obecność wnz przez długi okres czasu nie będzie wykazywana w analizach DGA. Ta wada może doprowadzić do powstania wyładowań o dużej energii, które spowodują przebicie izolacji stałej, a w konsekwecji poważną awarię. Dlatego zalecane jest stosowanie również innych metod identyfikacji wnz, np. pomiarów emisji akustycznej.




Rys. 4.11. Wpływ związków poliaromatycznych na tendencję do gazowania olejów w polu elektrycznym

## 4.1.14. WYTRZYMAŁOŚĆ UDAROWA

Wymagania dotyczące olejów na ogół nie określają wartości udarowego napięcia przebicia. Wyjątek stanowi norma ASTM D3487. Metoda ta została stworzona, aby przeprowadzić symulację wpływu przepięcia piorunowego na wytrzymałość oleju. Jako elektrod używa się igły oraz kulki stalowej. Elektrody umieszcza się w odległości 2,5 cm. Dla podanego na igłę udaru o ujemnej biegunowości, maksymalna wartość udarowego napięcia przebicia zależy od stopnia rafinacji oleju; przy niższej zawartości związków aromatycznych wytrzymałość udarowa jest większa (rys. 4.12). Nie stwierdzono natomiast wpływu zanieczyszczeń oleju.

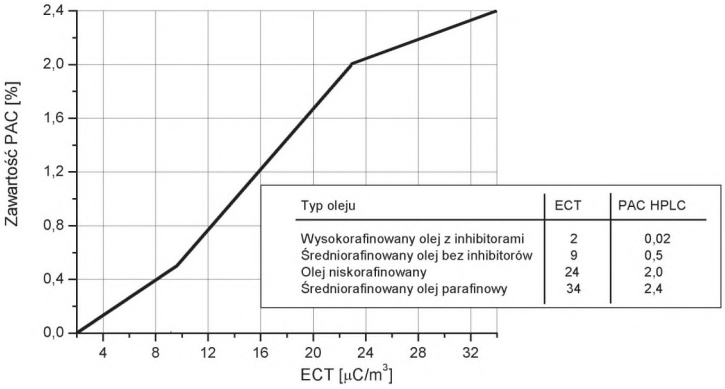



Rys. 4.12. Wpływ związków poliaromatycznych na wytrzymałość udarową olejów

Bardzo podobne metody badania ujęte są również w normach IEC 60897 oraz ASTM D3300. Natomiast wspomniana wyżej norma ASTM D3487 określa minimalną wartość wytrzymałości udarowej o ujemnej biegunowości na poziomie 145 kVmax. Należy dodać, że większość dostępnych na rynku olejów spełnia te wymagania, przy czym oleje głębokorafinowane mają wartość zbliżoną do 300 kVmax.

### 4.1.15. ELEKTRYZACJA STRUMIENIOWA

Podczas przepływu oleju przez kanały olejowe w transformatorze, ścianki kanału oraz kadź adsorbują ujemne ładunki z oleju. Oznacza to, że olej po opuszczeniu kanału będzie naładowany dodatnio. Według niektórych opinii stanowi to poważny problem i w tej chwili prowadzi się dużo badań mających na celu wyjaśnienie zjawiska elektryzacji strumieniowej. W najgorszym razie elektryzacja może doprowadzić do wyładowania iskrowego wewnątrz jak i na zewnętrznych elementach transformatora. Z powodu różnych technicznych rozwiązań systemów chłodzenia transformatorów, opisane wyżej zjawisko może być bardziej groźne w niektórych typach transformatorów niż w pozostałych. Prawdopodobieństwo wystąpienia zagrożenia elektryzacją strumieniową rośnie, gdy prędkość przepływu oleju jest większa niż 0,5 m/sek. Niektóre prace wskazują, że również starzenie się celulozy ma duży wpływ na tendencję do eletryzacji. Starzenie się oleju, sucha izolacja oraz temperatura także odgrywają rolę w zjawisku eletryzacji strumieniowej. Firma Nynas Naphthenics przetestowała w tym zakresie produkowane przez siebie oleje. Testy przeprowadzono w Stanach Zjednoczonych w firmie Doble Engineering Company za pomocą metody opisanej w IEEE Trans. PAS-103 No. 7, (1984). Otrzymane rezultaty jasno wykazały, że elektryzacja strumieniowa jest niewielka w głębokorafinowanych olejach z niską zawartością cząstek polarnych (rys.4.13). Należy podkreślić, że węglowodory aromatyczne, jako takie, nie ogrywają istotnej roli w tym procesie, co więcej, wpływ występujących w olejach w niewielkich ilościach (poziom ppm) cząstek azotu jest znacznie większy.

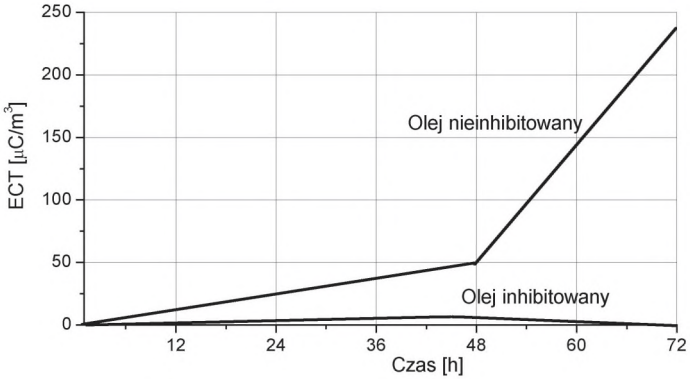



| Typ oleju | ECT | PAC HPLC |
|---|---|---|
| Wysokorafinowany olej z inhibitorami | 2 | 0,02 |
| Średniorafinowany olej bez inhibitorów | 9 | 0,5 |
| Olej niskorafinowany | 24 | 2,0 |
| Średniorafinowany olej parafinowy | 34 | 2,4 |

Rys. 4.13. Tendencja do elektryzacji strumieniowej.

Co prawda, jak wspomniano, głębokorafinowane oleje nie elektryzują się, lecz zachodzi pytanie co się dzieje, gdy olej zacznie tracić swoje właściwości?

W odpowiedzi na to pytanie przeprowadzono bardzo łagodny test utleniania w otwartej zlewce w temperaturze 100$^{o}$C. Otrzymane wyniki wyraźnie wskazują, że elektryzacja oleju inhibitowanego jest znacznie niższa w porównaniu do oleju nieinhibitowanego (rys. 4.14). Również w czystym oleju tendencja do elektryzacji strumieniowej jest mniejsza w porównaniu z olejami rafinowanymi tak, aby były klasyfikowane jako nieinhibitowane (zawierające cząstki hetero i poliaromatyczne). Z powyższych zależności wynika, że aby w oleju nie występowało zjawisko elektryzacji strumieniowej musi on zawierać inhibitory i być głębokorafinowany.




Rys. 4.14. Tendencja do elektryzacji olejów po 48-godzinnym utlenianiu. Czas testu – 72 godziny

## 4.1.16. METODY BADAŃ I PODSTAWOWE WYMAGANIA DOTYCZĄCE OLEJÓW IZOLACYJNYCH

W tablicach 4.5. oraz 4.6. wyszczególniono normy opisujące metody wyznaczania podstawowych właściwości olejów transformatorowych oraz graniczne ich wartości zamieszczone w normach IEC oraz ASTM. Niektóre z nich mają kilka oznaczeń, lecz w tablicach przytoczono tylko te, które są najczęściej używane. W niektórych przypadkach wymieniono również metody porównywalne (oznaczone gwiazdkami). Należy przy tym pamiętać, że wyniki mogą być różne w zależności od zastosowanej metody pomiarowej.

**Tablica 1.5.** Wykaz normatywnych metod pomiarowych właściwości olejów transformatorowych

| CHARAKTERYSTYKA | METODY | | |
|---|---|---|---|
| Lepkość kinematyczna | ISO 3104 | ASTM D445 | IP 71 |
| Temperatura zapłonu (zamknięta miska) | ISO 2719 | ASTM D93 | IP 34/304 |
| Temperatura krzepnięcia | ISO 3016 | ASTM D97 | IP 15 |
| Napięcie powierzchniowe | ISO 6295 | ASTM D971 | |
| Kolor | ASTM D1500 | IP 196 | |
| Siarka korozyjna | ISO 5662 | ASTM D1275 | BS 5680 |
| Rozkład weglowodorowy | IEC 60590 | *ASTM D2140 | |
| Resztki węgla | ASTM D189 | IP 13 | *ASTM D524 |
| Zawartość wody | IEC 60814 | ASTM D1533 | BS 6470 |
| Kwasowość | IEC 62021 | *ASTM D974 | *IP 139 |
| Napięcie przebicia | IEC 60156 | BS 5874 | *ASTM D1816 |
| Współczynnik strat dielektrycznych | IEC 60247 | BS 5737 | *ASTM D924 |
| Rezystywność skrośna | IEC 60247 | | |
| Wytrzymałość udarowa | IEC 60897 | ASTM D3300 | |
| Stabilność gazowa polu elektrycznym | IEC 60628 A | BS 5797 | *ASTM D2300 B |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Stabilność utleniania: | IEC 61125 A<br>IEC 61125 B<br>IEC 61125 C<br>DIN 51554<br>ASTM D2112<br>ASTM D2440 | **IEC 74<br>**IEC 474<br>**IEC 813 | |
| * Metody porównywalne | ** Stare oznaczenie | | |

**Tablica 4.6.** Normatywne wymagania stawiane olejom transformatorowym

| CHARAKTERYSTYKA | IEC 60296/03 nieinhibitowane | ASTM D3487 Typ 1 | BS 148/97 Klasa II Nieinhibitowane |
|---|---|---|---|
| Gęstość w temp. 20°C | ≤ 0,895 | ≤ 0,91*5 | ≤ 0,895 |
| Lepkość w temp. 40°C [mm²/s] | ≤ 12,0 | ≤ 12,0 | ≤ 11,0 |
| Lepkość w temp. – 30°C [mm²/s] | ≤ 1800 | | ≤ 1800 |
| Temperatura krzepnięcia [°C] | ≤ –40 | ≤ –40 | ≤ –45 |
| Temperatura zapłonu PM [°C] | ≥ 135 | | ≥ 130 |
| Temperatura zapłonu COC [°C] | | ≥ 145 | |
| Liczba kwasowa [mg KOH/g] | ≤ 0,01 | ≤ 0,03 | ≤ 0,03 |
| Stabilność gazowa w polu eletr. [μl/min] | – | ≤ 30*1 | ≤ 5*1 |
| Zawartość inhibitorów utleniania [%] | niewykrywalna | ≤ 0,08 | niewykrywalna |
| Zawartość wody [ppm] | ≤ 30 – ≤ 40*2 | ≤ 35 | ≤ 30 – ≤ 40*2 |
| Napięcie powierzchniowe [mN/m] | – | ≥ 40 | – |
| Napięcie przebicia | | | |
| W dostawie [kV] | ≥ 30 | – | ≥ 30 |
| Po obróbce [ kV] | ≥ 70 | ≥ 70*3 | – |
| Współczynnik strat dielektrycznych w temp. 90°C | 0,005 | 0,003*4 | 0,005 |
| Stabilność utleniania | brak | porównywalna | wymóg |

* 1 Liczby nieporównywalne. Podane aby wskazać, że stanowią wymóg
* 2 Niski poziom dla dostawy hurtowej I wyższy poziom dla dostawy w baryłkach
* 3 Obliczony do liczby porównywalnej
* 4 W temperaturze 100°C
* 5 W temperaturze 150°C

### 4.1.17. KIERUNKI ROZWOJU OLEJÓW

Obecnie Nynas Naphthenic ma w swojej ofercie całą gamę różnych olejów o różnych właściwościach spełniających wymagania wszystkich wiodących norm. W większości przypadków oleje te z dużym zapasem spełniają te wymagania. Stosowane są one w najróżniejszych urządzeniach elektrycznych, takich jak: systemy HVDC (systemy prądu stałego najwyższego napięcia), transformatory mocy i rozdzielcze, przekładniki, a także aparatura łączeniowa.

Zdaniem firmy Nynas podstawowa gama olejów transformatorowych w przyszłości będzie się składać z pięciu klas wyznaczonych przede wszystkich przez charakterystykę starzenia. Będą one łączone ze specjalnymi właściwościami takimi jak np. bardzo dobre zachowanie się w niskiej temperaturze, i.t.d.

**Klasa Super grade.** Oleje z inhibitorami z wyjątkowo dobrą odpornością na utlenianie – do bardzo wymagających zastosowań lub transformatorów w miejscach krytycznych (Nytro 4000 A, Nytro 4000 X).

**Klasa High grade.** Oleje inhibitowane (Nytro Lyra X, Nytro Gemini X) z naturalnymi i syntetycznymi inhibitorami odpowiednio, kojarzące bardzo wysoką odporność na utlenianie we wszystkich zastosowaniach z dobrymi właściwościami elektrycznymi.

**Klasa Standard grade.** Oleje nieinhibitowane (Nytro Libra, Nytro Taurus). Optymalnie rafinowane w celu zapewnienia naturalnej, wysokiej odporności na utlenianie spełniające jednocześnie nowe podwyższone normy korozyjne (wg ASTM D 1275B).

**Klasa Low temperature flow (przepływ w niskich temperaturach).** Oleje z inhibitorami i wyjątkowo niską lepkością w całym zakresie temperatur (Nytro 10XN, Nytro Lynx) zapewniające wspaniałe chłodzenie i bezpieczeństwo w niskich temperaturach olejów oraz wysoką stabilność utleniania.

## 4.2. BADANIA I KONSERWACJA OLEJÓW W EKSPLOATACJI

### 4.2.1. BADANIE STANU OLEJU

Badanie stanu oleju ma na celu monitorowanie jego jakości i określenie przydatności oleju do dalszej eksploatacji. Do monitorowania jakości oleju w eksploatacji można zastosować wiele prób, jednak opisane niżej badania są wystarczające do podejmowania decyzji dotyczących dalszych czynności kontrolnych i konserwacyjnych. Zagadnienie to regulują również międzynarodowe wytyczne dotyczące konserwacji oleju, np. IEC 60422 („Kontrola i konserwacja mineralnych olejów transformatorowych w urządzeniach elektrycznym”) oraz IEEE C57.106 („Wytyczne IEEE dotyczące wyboru i konserwacji oleju elektroizolajcynego w urządzeniach”).

### 4.2.2. POBIERANIE PRÓBEK I BADANIA EKSPLOATACYJNE

Nie ma sensu poświęcać czasu, wysiłku i pieniędzy na pobieranie próbek oleju i ich późniejsze badania, jeżeli nie będzie się przeprowadzać tych operacji prawidłowo. Dlatego też należy zwracać szczególną uwagę aby nie zanieczyścić oleju na żadnym etapie pobierania próbek, aby pojemnik do którego przenosi się próbkę był również czysty oraz aby pobrane próbki były reprezentatywne dla całego oleju wypełniającego transformator. Próbki powinny być pobierane przez w pełni przeszkolonego i doświadczonego pracownika, który tę procedurę wykonuje w oparciu o jedną z norm, np. IEC 60475 („Metodyka pobierania próbek płynnych dielektryków”) lub ASTM D929 („Próbkowanie elektrycznych płynów izolacyjnych”). oraz postępującego według instrukcji i rad producenta.

Jest równie ważne, aby badania oleju były wykonywane w laboratorium mającym doświadczenie i uznane wyniki. Należy wybrać laboratorium posiadające odpowiedni certyfikat i doświadczenie.

Wreszcie, na koniec, wyniki testów powinny być analizowane przez personel z dużym doświadczeniem w stosowaniu odpowiednich metod statystycznych oraz w interpretowaniu zachowań i tempa zmian poszczególnych olejów, zwłaszcza odnośnie wymagań stawianych olejom w eksploatacji.

Całą gamę różnorodnych badań i prób eksploatacyjnych olejów, ze względu na rodzaj właściwości, można podzielić na następujące grupy:

– badania fizyczne takie jak:
  - kolor i wygląd,
  - gęstość,
  - lepkość
  - temperatura krzepnięcia,
  - zawartość cząstek stałych
– badania chemiczne takie jak:
  - kwasowość,
  - zawartość siarki korozyjnej,
  - zawartość wody,
  - pomiar stabilności utleniania
– badania elektryczne takie jak:
  - współczynnik strat dielektrycznych tan delta,
  - rezystywność skrośna,
  - napięcie przebicia,
  - napięcie powierzchniowe (IFT)
– testy związane z bezpieczeństwem, ochroną zdrowia i środowiska, w tym:
  - temperatura zapłonu,
  - obecność polichlorowanych bifenyli (PCB)
  - testy na mieszalność olejów

Zasady pomiaru oraz znaczenie dla jakości oleju większości w wymienionych prób przedstawiono już wcześniej. Dlatego niżej omówione będą dwie dwie kolejne cechy olejów o istotnym znaczeniu dla eksploatacji olejów.

**Obecność polichlorowanych bifenyli (PCB).**

Polichlorowane bifenyle to rodzina syntetycznych chlorowanych węglowodorów aromatycznych. Z powodu swojej stabilności chemicznej oraz dobrych właściwości cieplnych i elektrycznych mają one wiele zastosowań komercyjnych. Jednakże od początku lat 70-tych ub. wieku, ze względu na wpływ na środowisko naturalne, ich stosowanie zostało poważnie ograniczone a międzynarodowy zakaz (rok 1986) zabronił używania ich w nowych urządzeniach oraz zakładach produkcyjnych. Głównym powodem zakazu jest właśnie ich stabilność, która powoduje, że trudno ulegają biodegradacji.

Zanieczyszczenie mineralnego oleju transformatorowego polichlorowanymi befenylami może być częste z powodu korzystania z tych samych urządzeń przy przelewaniu tych cieczy, tak więc testowanie oleju pod tym kątem jest niezbędne. Olej powinien również zostać poddany testowi na obecność PCB po wystąpieniu każdej sytuacji, w której mogło dojść do skażenia (zanieczyszczenia), jak np. w przypadku remontu transformatora.

**Mieszalność olejów transformatorowych.**

Praktyka mieszania dwóch olejów transformatorowych często występuje w czynnościach serwisowych, gdy istnieje konieczność uzupełnienia ubytków oleju w transformatorze lub wyłącznikach. Przeprowadzenie tej procedury wymaga t.zw. kompatybilności olejów podlegających mieszaniu. Uważa się przy tym, że oleje spełniające wymagania normy IEC 60296 lub ASTM D3487 oraz inne tej samej klasy/typu z definicji uważane są za kompatybilne i mogą być mieszane w każdej proporcji. Ponadto doświadczenie wskazuje, że gdy do oleju w transformatorze zostanie dodany świeży olej w niewielkiej ilości procentowej (do 5%) to w normalnych warunkach nie niesie za sobą jakichkolwiek negatywnych skutków. Jednak dodanie większej ilości oleju świeżego może spowodować wytrącenie się osadu. Efekt ten w olbrzymim stopniu zależy od typu zastosowanego do uzupełnienia oleju, ponieważ osad jest mniej rozpuszczalny w oleju parafinowym niż w oleju naftenowym.

W celu określenia czy świeży olej, który różni się typem i pochodzeniem może zostać wymieszany z olejem używanym, należy przeprowadzić testy kompatybilności. Powinny one wykazać, że podstawowe cechy charakterystyczne (napięcie powierzchniowe, temperatura krzepnięcia, współczynnik strat dielektrycznych oraz stabilność utleniania) uzyskanej w ten sposób mieszaniny są lepsze niż cechy gorszego oleju wchodzącego w jej skład.

### 4.2.3. WYMAGANIA STAWIANE OLEJOM PO ZALANIU TRANSFORMATORA

Transformatory przeważnie są napełniane olejem mineralnym przed ich dostarczeniem do klienta, aczkolwiek w przypadku dużych jednostek są one zalewane dopiero na miejscu zainstalowania. Po zalaniu olej nie może być traktowany jako świeży, tym samym nie dotyczą go normy IEC 60296 lub ASTM D3487. Takie podejście wynika z faktu, że olej przez pewien czas był w kontakcie ze stałymi elementami izolacyjnymi (np. celuloza) oraz konstrukcyjnymi (kadź, stal, miedź) transformatora. Zachodzi również możliwość wymieszania się z pozostałościami po starym oleju lub pozostałościami produktów starzeniowych. Z tego powodu wymagania dotyczące olejom po zalaniu są inne niż dla olejów świeżych. W zależności od górnego napięcia nominalnego transformatora zalecane wartości właściwości oleju po zalaniu podane są w normie IEC 60422 (tablica 4.7).

**Tablica 4.7.** Zalecenia IEC 60422 dotyczące olejów mineralnych po zalaniu transformatora lecz przed włączeniem do ruchu

| **WŁAŚCIWOŚĆ** | **NAPIĘCIE ZNAMIONOWE TRANSFORMATORA (kV)** | | |
|---|---|---|---|
| | **< 72,5** | **72,5 ÷ 170** | **> 170** |
| Wygląd | **klarowny, wolny od osadów i zawiesin** | | |
| Kolor (na skali podanej w normie ISO 2049) | **maks. 2,0** | **maks. 2,0** | **maks. 2,0** |
| Napięcie przebicia [kV] | **> 55** | **> 60** | **> 60** |
| Zawartość wody w temp. 20$^{o}$C [mg/kg] | **<10a** | **< 5** | **< 5** |
| Kwasowość [mg KOH/g] | **maks. 0,03** | **maks. 0,03** | **maks. 0,03** |
| Współczynnik strat dielektrycznych w temp. 900 C dla częstotliwości 40÷69 Hz. | **maks. 0,015** | **maks. 0,015** | **maks. 0,010** |
| Rezystywność w temp 90$^{o}$C [GΩ•m] | **min. 60** | **min. 60** | **min. 60** |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Stabilność utleniania | **jak w IEC 60296** | | |
| Napięcie powierzchniowe [mN/m] | **min. 35** | **min. 35** | **min. 35** |
| Całkowita zawartość PCB [mg/kg] | **niewykrywalne (< 2 łącznie)** | | |
| Całkowita zawartość gazu [%] | **2** | **2** | **1** |

### 4.2.4 WYMAGANIA STAWIANE OLEJOM EKSPLOATOWANYM

W tablicy 4.8 podano wymagania, które zgodnie z normą IEC 60422 powinny spełniać oleje eksploatowane. Należy przy tym podkreślić, że ocena wyników badań eksploatowanych olejów powinna być dokonywana przez wykwalifikowany personel, który oprócz prostego porównania do wymagań normatywnych, musi również wziąć pod uwagę charakterystyczne wartości dla poszczególnych typów oleju i urządzeń, jak również trendy i tempo zmian w odniesieniu do poprzednich testów. W przypadku wykrycia obecności polichlorowanych bifenyli (PCB), w celu zminimalizowania wpływu na środowisko naturalne, należy postępować zgodnie z lokalnymi uregulowaniami prawnymi (np. instrukcja eksploatacji).

**Tablica 4.8.** Wymagania stawiane olejom w eksploatacji (z normy IEC 60422).

| **WŁAŚCIWOŚĆ** | **NAPIĘCIE ZNAMIONOWE TRANSFORMATORA (kV)** | | |
|---|---|---|---|
| | **< 72,5** | **72,5÷170** | **> 170** |
| Kwasowość [mg KOH/g] | **< 0,3** | **< 0,20** | **< 0,15** |
| Napięcie przebicia [kV] | **> 30** | **> 40** | **> 50** |
| Kolor i wygląd | **Klarowny i bez widocznych zanieczyszczeń** | | |
| Współczynnik strat dielektrycznych w temp. 90$^{o}$C dla częstotliwości 40÷69 Hz. | **< 0,5** | **< 0,5** | **< 0,2** |
| Temperatura zapłonu | **Spadek maksymalnie o 10$^{o}$C od wartości nominalnej** | | |
| Zawartość inhibitora | **Wyższa niż 40% wartości nominalnej** | | |
| Napięcie powierzchniowe [mN/m)] | **> 24** | **> 24** | **> 24** |
| Zawartość PCB | **Określona przez przepisy lokalne** | | |
| Rezystywność w temp 90$^{o}$C [GΩ•m] | **> 0,2** | **> 1** | **> 1** |
| Zawartość wody w temp. 20$^{o}$C [mg/kg] | **< 25** | **< 15** | **< 10** |

### 4.2.5. CZĘSTOTLIWOŚĆ BADAŃ I OCENA OLEJÓW W EKSPLOATACJI.

Częstotliwość, z jaką należy badać eksploatowane oleje, zależy od jego typu oraz od napięcia znamionowego i mocy transformatora, a także warunków serwisowania. Ponadto, w przypadku gdy we wcześniejszych badaniach stwierdzono pogorszenie się stanu oleju, zaleca się zwiększenie częstotliwości testowania oleju w celu monitorowania zmian. Jeżeli chodzi o częstotliwości przeprowadzania badań, często występują pewne ograniczenia ekonomiczne, lecz należy w takim przypadku znaleźć równowagę pomiędzy ekonomią a niezawodnością pracy urządzeń.

Innych czynnikiem, który ma wpływ na częstotliwość i zakres pomiarów jest rodzaj eksploatowanego oleju. Jak już wspomniano, charakterystyka starzenia się olejów inhibitowanych jest inna niż nieinhibitowanych i fakt ten należy uwzględnić przy ustalaniu okresów badań.

W oleju inhibitowanym dodatkowo wprowadzony inhibitor syntetyczny ulega stopniowemu zużyciu w czasie pracy. Jeżeli w odpowiednim momencie nie zostanie on uzupełniony olej zacznie się utleniać w tempie zależnym od odporności na utlenianie oleju bazowego. Dlatego też zawartość inhibitora syntetycznego powinna być regularnie kontrolowana aby można było go uzupełnić jeszcze przed początkiem formowania się produktów utleniania.

Olej nieinhibitowany jest przeważnie monitorowany poprzez pomiar liczby kwasowej i zawartości osadu rozpuszczalnego i nierozpuszczalnego w oleju. Wzrost wartości współczynnika strat dielektrycznych w połączeniu ze spadkiem napięcia powierzchniowego mogą być traktowany jako oznaka utleniania się oleju transformatorowego.

W tablicy 4.9. przedstawiono wytyczne dotyczące częstotliwości przeprowadzania badań olejów dla transformatorów o różnym napięciu znamionowym. Należy podkreślić, że proponowane terminy nie są obligatoryjnymi. Są tylko zalecanymi terminami badań dla najczęściej spotykanych warunków eksploatacji. Ustalając, w konkretnych przypadkach, terminy kolejnych badań olejów należy również wziąć pod uwagę ocenę stanu oleju z poprzednich testów, a także np. zmianę obciążenia transformatora. W przypadku szczególnie mocno obciążonej jednostki częstotliwość badania powinna być zwiększona. Natomiast czasokres prób olejowych może być wydłużony w przypadku istnienia specjalnie zaprojektowanych i wykonanych systemów, które ograniczają kontakt oleju z powietrzem (za taki system można np. uważać konstrukcję transformatorów hermetyzowanych).

**Tablica 4.9.** Zalecane, według normy IEC 60422, częstotliwości badań olejów w eksploatacji dla transformatorów o różnym napięciu znamionowym

| **TESTY** | **NAPIĘCIE ZNAMIONOWE TRANSFORMATORA (kV)** | | |
|---|---|---|---|
| | **< 72,5 kV** | **72,5 – 170 kV** | **> 170 kV** |
| Testy rutynowe:<br>Kwasowość, napięcie przebicia, kolor, współczynnik strat dielektrycznych, zawartość wody i inhibitora | **2 – 6 lat** | **1 – 4 lat** | **1 – 2 lat** |
| Test uzupełniający:<br>Napięcie powierzchniowe | **Należy przeprowadzić, gdy wartości kwasowości, współczynnika stratności dielektrycznej lub koloru są poniżej zalecanych wymagań** | | |
| Testy specjalne:<br>Stabilność utleniania, temperatura zapłonu, mieszalność olejów, temperatura krzepnięcia, gęstość, lepkość, polichlorowane bifenyle, siarka korozyjna | **Test powinien zostać wykonany w przypadku zaistnienia specjalnych okoliczności.** | | |

Na podstawie oceny wyników pomiarów oleje w eksploatacji można podzielić na pięć grup związanych z przydatnością do dalszego użytkowania:

1. Olej jest w zadawalającym stanie do dalszego użytku,
2. Olej wymaga uzdatnienia przed ponownym użyciem,
3. Oleje inhibitowany ze zmniejszoną zawartością inhibitorów lecz pozostałymi war-

tościami w normie. Wymaga uzupełnienia inhibitorami w celu przedłużenia żywotności,
4. Olej w złym stanie, który wymaga regeneracji,
5. Olej w bardzo złym stanie i z technicznego punktu widzenia należy go wymienić.

### 4.2.6. KONSERWACJA OLEJÓW EKSPLOATOWANYCH

Zakwalifikowanie oleju do odpowiedniej grupy przydatności związane jest z podjęciem określonych działań konserwacyjnych. Należy jednak podkreślić, że powinny być one zawsze poprzedzone ponownymi badaniami, których zadaniem jest potwierdzenie wcześniejszej oceny na nowej próbce oleju. Ponadto działania renowacyjne są uzasadnione jedynie wtedy, gdy co najmniej kilka właściwości oleju wskazują na jego zły stan. Zakres oraz rodzaj czynności przywracających pożądane fizykochemiczne właściwości olejów zależy od typu zanieczyszczenia lub pogorszenia się jakości oleju. Inny rodzaj zabiegów wymagany jest przy pogorszeniu się tylko fizycznych właściwości, a inne konieczne są do przywrócenia struktury chemicznej.

Typowe działanie konserwacyjne, które należy podjąć w przypadku pogorszenia się poniżej dopuszczalnych wartości określonych właściwości eksploatowanych olejów zamieszczono w tablicy 4.10.

**Tablica 4.10.** Zalecane działania renowacyjne eksploatowanych olejów

| WŁAŚCIWOŚCI | DZIAŁANIA RENOWACYJNE |
|---|---|
| Jaskrawy kolor | **Wymień lub zregeneruj olej** |
| Niskie napięcie przebicia | **Przefiltruj i osusz olej** |
| Wysoka zawartość wody | **Osusz olej** |
| Wysoka kwasowość | **Wymień lub zregeneruj olej** |
| Niska rezystywność | **Wymień lub zregeneruj olej** |
| Wysoki współczynnik strat dielektrycznych | **Wymień lub zregeneruj olej** |
| Wysoka zawartość cząstek stałych | **Przefiltruj olej** |
| Niskie napięcie powierzchniowe | **Wymień lub zregeneruj olej** |
| Niska temperatura zapłonu | **Wymień olej** |
| Niska zawartość inhibitora (dla oleju inhibitowanego) | **Dodaj inhibitora do przywrócenia poziomu pierwotnego** |
| Zawartość polichlorowanych bifenyli | **Wymień olej** |

W dalszej części rozdziału opisane będą podstawowe zasady przeprowadzania zabiegów konserwacyjnych dla najczęściej spotykanych w eksploatacji przypadków

**Uzdatnianie oleju.**

Przeprowadzenie procedury uzdatniania oleju jest konieczne wtedy, gdy został on fizycznie zanieczyszczony do takiego stopnia, że nie może dalej funkcjonować jako medium izolacyjne lub chłodzące. Stan ten ustala się na podstawie badań na zawartość wody, napięcia przebicia oraz zawartość cząstek stałych. W ekstremalnych przypadkach w oleju może występować woda wydzielona np. w postaci kropel lub emulsji.

Uzdatnienia oleju można dokonać bezpośrednio u użytkownika transformatora, przy pomocy urządzeń do usuwania zanieczyszczeń takich jak woda oraz zanieczyszczenia sta-

łe. Należy mieć świadomość, ze w trakcie tego procesu zostaną również usunięte gazy rozpuszczone w oleju oraz furfuraldehydy. Proces uzdatniania polega na podgrzaniu oleju do temperatury 60–70$^{o}$C, usunięcia rozpuszczonych gazów oraz wody w komorze próżniowej, a następnie dokładnym przefiltrowaniu. Olej powinien być także, w zależności od stopnia zanieczyszczenia oraz wydajności urządzenia, kilkakrotnie odgazowany W normalnych warunkach trzykrotne przepuszczenie oleju przez zespół odgazowujący wystarcza na obniżenie zawartości wilgoci w oleju do akceptowalnego przez normy poziomu. W przypadku, gdy stopień zanieczyszczenia cząstkami jest wysoki, a celuloza wilgotna, proces uzdatniania musi trwać tak długo, aż zawartość wilgoci oraz napięcie przebicia oleju osiągną właściwe wartości. Należy przy tym podkreślić, że proces uzdatniania oleju on-line ma techniczny sens tylko wtedy, gdy zawilgocenie izolacji nie jest nadmierne (< 2,5%). Bardzo wolna i niewielka ilościowo wymiana wilgoci między olejem a celulozą powoduje, że stosowanie wirowania oleju na ruchu jako sposobu usuwania wilgoci z celulozy jest metodą kosztowną i skrajnie nieefektywną (por. rozdz. 5). Ponadto, w przypadku zawilgoconej izolacji, skuteczność zabiegu jest wątpliwa, gdyż po pewnym czasie (ok. 6 miesięcy) stopień zawilgocenia oleju powraca praktycznie do wartości początkowych.

**Wymiana oleju.**

W przypadku, gdy regeneracja oleju okaże się niemożliwa lub nieekonomiczna, olej powinien być wymieniony. Transformator musi zostać opróżniony ze starego oleju, który należy poddać utylizacji w sposób zgodny z lokalnymi przepisami. W większości przypadków zużyte oleje transformatorowe są kwalifikowane jako odpady niebezpieczne.

Ważne jest, aby transformator dokładnie opróżnić ze starego oleju. W przypadkach, gdy olej uległ poważnemu pogorszeniu zaleca się przepłukanie transformatora porcją świeżego oleju aby wypłukać pozostałości zużytego oleju. Wymiana oleju obejmuje takie same czynności jak napełnianie olejem nowego transformatora. Podczas napełniania, w celu zapewnienia niskiej zawartości wilgoci i cząstek stałych w oleju oraz pozbycia się gazu, należy stosować urządzenie odgazowujące.

Nie należy przy tym oczekiwać, że po wymianie olej będzie spełniał wymagania stawiane olejom świeżym po zalaniu nowego transformatora. Należy również pamiętać, że świeży olej w starym transformatorze będzie miał krótszą żywotność ze względu na zanieczyszczenia zawarte w starej kadzi oraz elementach stałych izolacji.

**Uzupełnianie inhibitorów w oleju.**

Są dwie sytuacje, w których należy rozważyć dodanie syntetycznych inhibitorów do olejów transformatorowych w eksploatacji:

- gdy oleje inhibitowane mają mniejsze stężenie inhibitorów,
- gdy inhibitory naturalne lub syntetyczne w olejach regenerowanych ulegną zużyciu.

W obydwu przypadkach dodanie inhibitorów ma na celu ograniczenie kinetyki lub utrzymanie dotychczasowego tempa starzenia się oleju, co wiąże się z przedłużeniem okresu jego użytkowania.

Oleje inhibitowane, w których poziom inhibitorów znajduje się pomiędzy 0,15 a 0,05% można uzupełnić inhibitorami pod warunkiem, że pozostałe właściwości olejów spełniają wymagania normatywne. Właściwości, które trzeba sprawdzić przed podjęciem decyzji o uzupełnieniu inhibitorów to: kwasowość (< 0,06 mg KOH/g), napięcie powierzchniowe (> 30 mN/m) oraz współczynnik strat dielektrycznych (< 0,05). W przypadku gorszych

wartości powyższych parametrów, dodanie inhibitorów będzie mniej efektywne, ale w krótkim okresie czasu może przynieść dobre efekty. Dokładniejszą ocenę wpływu nowego inhibitora na starzenie oleju można otrzymać na podstawie laboratoryjnego testu utleniania. Oleje regenerowane z reguły charakteryzują się dużo lepszymi wartościami od podanych wyżej, stąd na ogół nadają się do uzupełniania inhibitorami. Należy jednak podkreślić, że odporność na utlenianie olejów z uzupełnionymi inhibitorami jest gorsza w porównaniu do olejów świeżych. Główną przyczyną takiego zachowania jest obecność produktów utleniania, które pozostają w transformatorze lub które dyfundują z izolacji stałej.

Najczęściej używanym inhibitorem jest di-tertiary-butyl-paracresol (DBPC znany również jako BHT). Innym podobnym inhibitorem, akceptowanym do stosowania w olejach transformatorowych, jest di-tertiary-butyl-phenol (DBP). Do oleju transformatorowego należy dodawać inhibitora takiego samego typu jaki był poprzednio w oleju. Jeżeli typ inhibitora nie jest znany, z dużą dozą prawdopodobieństwa można zakładać, że był to DBPC. Inhibitor powinien pochodzić od sprawdzonego i rzetelnego dostawcy, który jest w stanie dostarczyć czysty inhibitor gotowy do dodania do oleju. Są również dostępne gotowe mieszanki koncentratu DBPC.

Czysty DBPC/DBP to biały krystaliczny proszek, który przed wlaniem do kadzi musi być wstępnie rozpuszczony w oleju transformatorowym. Koncentrat o stężeniu 10% jest łatwy w użyciu i stabilny do temperatury $0^{o}C$. Większe stężenia można stosować w wyższej temperaturze, ale mimo to istnieje zwiększone ryzyko wytrącania się kryształków. DBPC łatwo rozpuszcza się w oleju transformatorowym w temperaturze 40 – $50^{o}C$. Do przygotowania roztworu należy użyć czyste i odpowiednie naczynie. Zaleca się, aby roztwór został przygotowany przez doświadczonych pracowników wyposażonych w odpowiednie zabezpieczenie wyszczególnione we wskazówkach dotyczących inhibitorów i oleju. Specjalne firmy serwisowe mogą przygotować roztwór i przeprowadzić odpowiednie czynności.

Należy zwrócić uwagę, że bezpośrednio do transformatora nie wolno wsypywać inhibitora w stanie stałym. Nawet jeżeli inhibitor łatwo rozpuszcza się w oleju istnieje ryzyko, że część kryształków nie ulegnie rozpuszczeniu i może spowodować awarię elektryczną. Oprócz tego uszkodzeniu mogą ulec pompy i filtry.

Koncentrat inhibitora powinien być dolewany do oleju w transformatorze przy użyciu urządzenia odgazowujący w taki sam sposób, w jaki wlewa się nowy olej. Zalecana ilość inhibitora w objętości znajdującego w kadzi oleju wynosi około $0,3 \div 0,4$ %.

W przypadku transformatorów z wymuszonym obiegiem oleju zaleca się uruchomienie pomp w celu zapewnienia równomiernego rozprowadzenia inhibitora. Zaleca się ustawienie takiego czasu obiegu oleju, aby cała objętość oleju została przepuszczona przez zespół odgazowującego trzy do pięciu razy. Dla transformatorów z obiegiem konwekcyjnym, zaleca się użycie filtra odgazowującego oraz przefiltrowanie całego olej tyle samo razy co w przypadku transformatorów z obiegiem wymuszonym.

Po dodaniu inhibitora do oleju, należy pobrać próbkę oleju aby sprawdzić koncentrację inhibitora w oleju oraz napięcie przebicia. Dodatkowo po upływie pewnego okresu eksploatacji należy przeprowadzić następny pomiar stężenia inhibitora, ponieważ olej w konserwatorze mógł nie brać udziału w procesie uzupełniania inhibitora. Wynik drugiego pomiaru powinien być uważany linię bazową dla przyszłego monitorowania stanu oleju.

Oleje z uzupełnionym inhibitorem powinny być częściej badane niż świeże ze względu na fakt, że oleje takie mają bardziej nieprzewidywalny czas i tempo starzenia się.

**Regeneracja oleju w eksploatacji.**

Oleje transformatorowe, które osiągnęły taki etap starzenia, że w myśl wytycznych producenta oraz doświadczenia użytkownika powinny być wymienione mogą być poprzez regenerację przywrócone do stanu umożliwiającego dalsze ich eksploatowanie. Regeneracja jest działaniem, który przy pomocy chemicznego i/lub fizycznego procesu, eliminuje z oleju zanieczyszczenia rozpuszczalne i nierozpuszczalne. Polega ona na filtrowaniu oleju przez warstwę aktywnego absorbentu w celu usunięcia z niego produktów starzenia. Proces ten może odbywać się w trybie bezpośrednim (on-line) lub autonomicznym (off-line). Proces regeneracji stanowi alternatywę dla wymiany oleju i ma swoje zalety oraz wady. Główną zaletą jest to, że proces ten może być stosowany w trakcie pracy transformatora oraz to, że produkty starzenia są stopniowo usuwane z wnętrza transformatora. Główną wadą są koszty zestawu do regeneracji oleju w trybie bezpośrednim (on-line), które powodują, że w przypadku małych transformatorów jest ona mało opłacalna.

Po właściwej obróbce regenerowany olej powinien mieć właściwości podobne do świeżego oleju po zalaniu transformatora. Przy zastosowaniu właściwej technologii, tempo starzenia się regenerowanego oleju może być zbliżone lub nawet wolniejsze w porównaniu do oleju świeżego. Trzeba jednak pamiętać, że niezależnie od tego jak dobra jest jakość oleju regenerowanego, to jednak środowisko wewnątrz transformatora nie jest już takie same jak w przypadku transformatora nowego.

Regeneracji mogą podlegać eksploatowane oleje o dużej kwasowości i wartosci współczynnika strat dielektrycznej. Inne wskaźniki starzenia oleju jak napięcie powierzchniowe (IFT), rezystywność, kolor, czy też wytrącony osad również mogą być wykorzystane do oceny przydatności oleju do regeneracji. Należy podkreślić, że oleje w których nastąpiło wytrącenie się osadu również mogą być regenerowane. Jednak istnieje pewne niebezpieczeństwo, że osad nie zostanie usunięty z wnętrza transformatora, co z kolei może prowadzić do miejscowego przegrzania ze względu na niewystarczającą cyrkulację oleju. W takiej sytuacji nawet wymiana oleju będzie mało skuteczna. Jedyną alternatywą jest oczyszczenie wnętrza transformatora przy wykorzystaniu specjalnych technik.

Proces regeneracji usuwa z oleju jedynie polarne produkty starzenia, możliwe jest również usuwanie cząstek stałych i wody. Natomiast pozostają w oleju niepolarne produkty starzenia, co oznacza, że regeneracja nie ma żadnego wpływu na takie właściwości oleju jak temperatura zapłonu, lepkość, temperatura krzepnięcia, itd. Do właściwości, które ulegną poprawie należą: kwasowość, kolor, napięcie powierzchniowe, współczynnik strat dielektrycznych, rezystywność, napięcie przebicia oraz zawartość wody.

Oleje zawierające polichlorowane bifenyle (PCB) nie powinny być regenerowane z powodu ryzyka skażenia (zanieczyszczenia) innych urządzeń. Kolejnym powodem są duże ograniczenia i niewielkie efekty usuwania polichlorowanych bifenyli przy pomocy regeneracji.

Olej regenerowany również podlega procesowi starzenia. A więc zużyciu podlegają zarówno naturalne jak i syntetyczne inhibitory. Aby osiągnąć pożądaną charakterystykę starzenia w regenerowanym oleju, należy uzupełnić go o nowy inhibitor. Najpopularniejszym sposobem jest dodanie DBPC (di-tertiary-butyl-paracresol) do takiego samego poziomu, jak w przypadku oleju świeżego, przy czym zalecana zawartość inhibitora wynosi od 0,30 do 0,40% (por. uzupełnienie inhibitora).

Oleje regenerowane powinny być monitorowane w taki sam sposób, jak wszystkie oleje w eksploatacji. Należy przy tym pamiętać, że:

- z powodu przechodzenia produktów starzenia z izolacji stałej wzrosnąć mogą wartości takich właściwości jak współczynnik strat dielektrycznych, rezystywność oraz obniżyć się napięcie powierzchniowe i pogorszyć kolor;
- jeżeli olej pierwotnie był nieinhibitowany regularne analizy powinny obejmować również badanie koncentracji inhibitora.

**Dehalogenacja (usuwanie PCB).**

Obecnie istnieje kilka technologii usuwania polichlorowanych bifenyli (PCB) z oleju transformatorowym, które mogą być stosowane na skalę przemysłową. Większość tych procesów oparta jest na wykorzystaniu metali alkalicznych jak np. sód lub też glikoli polietylenowych (PEG) i wodorotlenku potasowego.

Zalecany i preferowany jest proces z wykorzystaniem sodu, gdyż zapewnia szybkie niszczenie polichlorowanych bifenyli w oleju. Olej poddany takiej obróbce powinien przejść następnie proces regeneracji w celu usunięcia niepożądanych materiałów z oczyszczonego oleju. Po takim podwójnym zabiegu olej może zostać wykorzystany jako ciecz elektroizolacyjna. Technologia z wykorzystaniem sodu jest dobrze sprawdzoną i popularną w wielu krajach na świecie metodą usuwania PCB.

# 5. ROLA BADAŃ OLEJU W DIAGNOSTYCE TRANSFORMATORÓW

## 5.1. WSTĘP

Wieloletnie doświadczenia eksploatacyjne wykazały, że badania próbki oleju pobranej z kadzi, podczas pracy ciągłej transformatora stanowią źródło informacji o stanie jego układu izolacyjnego. a w szczególności o zmianach wywołanych: pojawieniem się defektów, zaawansowaniem procesów starzeniowych oleju i izolacji celulozowej, zawilgoceniem układu i w ślad za tym – obniżeniem jego wytrzymałości elektrycznej i trwałości.

Poprawność wykonania badań, a następnie - interpretacji uzyskanych na ich podstawie wyników wymaga:

- spełnienia zaleceń odnoszących się do warunków pobierania próbki (w tym znajomości temperatury górnej warstwy oleju w kadzi transformatora) , właściwego przygotowania pojemnika do próbkowania oraz zapewnienia odpowiednich warunków transportu i przechowywania pobranej próbki,
- znajomości danych znamionowych badanej jednostki oraz warunków pracy, charakterystyki transformatora i jego historii tj. lat pracy, obciążenia ( małe, średnie, duże z zaznaczeniem przeciążeń), dokonywanych zabiegów konserwacyjnych lub modernizacji, uzdatniania lub wymiany oleju, okresów ewentualnych przestojów, terminów i wyników wcześniej wykonywanych badań. W tym za szczególnie ważne uznaje się wyniki badań wykonanych w początkowym okresie eksploatacji (tzw. odcisk palca; ang. fingerprint).

W skład kompleksowych badań bezinwazyjnych wchodzą:

- analiza gazów rozpuszczonych w oleju (Dissolved Gas Analysis, w skrócie DGA),
- pomiary zawartości w oleju związków furanu, stanowiących podstawę do oceny stopnia zużycia izolacji celulozowej w następstwie procesu starzenia cieplnego,
- pomiary zawartości wody rozpuszczonej w oleju,
- pomiary podstawowych właściwości dielektrycznych, w tym najważniejszego wskaźnika, jakim jest wytrzymałość elektryczna oraz wybranych właściwości fizyko-chemicznych oleju.

## 5.2. ANALIZA GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU (DGA)

### 5.2.1. DEFEKTY UKŁADÓW IZOLACYJNYCH TRANSFORMATORÓW

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA), przy użyciu chromatografii gazowej, stanowi podstawową metodę bezinwazyjnej diagnostyki, umożliwiającą rozpoznanie rodzaju oraz szybkości zmian wolno-rozwijających się defektów układu izolacyjnego transformatora. We współczesnej nomenklaturze jest ona określana również jako metoda analizy gazów rozpuszczonych w oleju w systemie „off-line".

Do szczególnych zalet DGA należą:

- przewyższająca techniki pomiarów elektrycznych czułość, która umożliwia wykrywanie i śledzenie defektów w początkowym stadium ich rozwoju,
- mała objętość próbki oleju koniecznej do analizy (w zależności od stosowanej metody od 50 do 250 ml, łącznie z możliwością pomiaru związków furanu).

Natomiast ograniczeniem metody DGA jest niemożność dokładnej lokalizacji defektu. Z tego względu decyzje w zakresie planowania zabiegów konserwacyjnych, remontów czy też wycofania jednostek z ruchu, w szeregu przypadkach wymagają zastosowania rozszerzonego zakresu badań.

W przypadkach, w których należy się obawiać występowania przyśpieszonego rozwoju defektu kończącego się awarią transformatora, a w szczególności w odniesieniu do transformatorów najwyższych napięć i mocy stosowany jest monitoring w systemie on-line, lub on/off line na bazie DGA. Ten pierwszy polega na monitoringu gazów kluczowych i wstępnym, elektronicznym przetwarzaniu danych. Drugi zaś na monitoringu szybkości narastania koncentracji wybranych gazów kluczowych i sygnalizowaniu stanu zagrożenia. W szerszym zakresie zagadnienia te omawiane są w rozdziale 6.5 poradnika.

Międzynarodowa norma IEC 60599: 1999 „Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis", jest podstawowym dokumentem w zakresie interpretacji wyników badań DGA oraz klasyfikacji defektów występujących w układach izolacyjnych transformatorów. Klasyfikacja ta dokonywana jest w pierwszym rzędzie wg charakteru występującego zjawiska : elektrycznego bądź wyłącznie – cieplnego. W każdej z tych klas rozróżniane są 3 rodzaje defektów, a mianowicie:

w przypadku narażeń elektrycznych –

- wyładowania niezupełne
- wyładowania niskoenergetyczne
- wyładowania wysokoenergetyczne.

w przypadku narażeń wyłącznie cieplnych –

- defekt o temperaturze < 300$^{o}$C
- defekt cieplny o temperaturze 300–700$^{o}$C
- defekt cieplny o temperaturze >700$^{o}$C.

Przykładowe źródła ich występowania przedstawiono w tablicy 5.1.

**Tablica 5.1.** Przykładowe źródła występowania defektów

| | |
|---|---|
| Wyładowania niezupełne | – Wyładowania w kawernach gazowych izolacji celulozowej powstałych na skutek niedostatecznego przesycenia olejem, a także wyładowania wywołane silnym zawilgoceniem izolacji papierowej.<br>– Wyładowania wskutek obecności fazy gazowej w oleju spowodowane przez emitowane w miejscu pojawienia się defektu pęcherze gazowe, bądź na skutek zjawiska kawitacji generowanego podczas szybkiego przepływu oleju.<br>– Wyładowania niezupełne, które powodują tworzenie się wosku X. |
| Wyładowania niskoenergetyczne | Iskrzenia lub przeskoki, występujące:<br>– wskutek wadliwie wykonanych połączeń elementów konstrukcyjnych, które w następstwie tego znajdują się pod różnymi potencjałami o charakterze statycznym lub wolnozmiennym,<br>– wskutek zakłóceń w rozkładzie pola elektrycznego np. wokół elementów sterujących rozkład pola ( pierścieni ekwipotencjalnych),<br>– w postaci wyładowań ślizgowych po powierzchni izolatorów przepustowych ( wewnątrz kadzi),<br>– w postaci wyładowań ślizgowych wzdłuż sklein belek, klinów lub wstawek izolacyjnych oraz izolacji kątowej,<br>– wskutek uszkodzenia izolacji między przewodami równoległymi w uzwojeniu,<br>– w postaci iskrzenia na zestykach wadliwie wykonanych lub poluzowanych połączeń toru prądowego oraz uziemień<br>– w postaci iskrzenia na stykach klatki wybierakowej podobciążeniowego przełącznika zaczepów,<br>– wskutek przeskoków w oleju |
| Wyładowania wysokoenergetyczne | – Przeskoki w oleju, wyładowania ślizgowe lub łukowe o dużej lokalnej energii,<br>– zwarcia międzyzwojowe, prądy zwarciowe występujące w rdzeniu |
| Defekt cieplny o temp. T < 300$^{o}$C | – Przeciążenia transformatora w sytuacjach awaryjnych z zakłóceniami w przepływie oleju w kanałach chłodzących,<br>– efekt oddziaływania strumienia rozproszenia na belki jarzmowe |
| Defekt cieplny o temp. T 300–700$^{o}$C | – Wadliwy zestyk połączeń śrubowych, (szczególnie szyn aluminiowych)<br>– połączeń płaskich – styków (karbonizacja elementów izolacyjnych klatki wybierakowej podobciążeniowego przełącznika zaczepów), przyłączy kablowych i przyłączy do sworzni izolatorów przepustowych,<br>– przepływ prądu wskutek zwarć pomiędzy belkami ściskającymi jarzmo i bolcami ściągającymi, belkami ściskającymi rdzeń i blachami magnetycznymi rdzenia,<br>– prąd indukowany w obwodach uziemień,<br>– wady zestyków połączeń zaciskowych lub spawanych ekranów magnetycznych,<br>– uszkodzenia izolacji między przewodami równoległymi w uzwojeniu |
| Defekt cieplny o temp. T > 300$^{o}$C | – Duże prądy indukowane w kadzi i w rdzeniu spowodowane nieskompensowanym strumieniem magnetycznym i strumieniem rozproszenia,<br>– zwarcia między blachami rdzenia |

### 5.2.2. WYTYCZNE DOTYCZĄCE SPOSOBU WYKRYWANIA I ŚLEDZENIA ROZWOJU DEFEKTÓW.

Podstawę interpretacji DGA stanowią wytyczne ujęte w normach oraz uzupełniających je instrukcjach laboratoriów specjalistycznych.

Główny dokument, jak już wspomniano, stanowi norma IEC 60599, [1], jej odmianą jest norma amerykańska IEEE/ANSI Std. C57.104–1991 [2].

Zawarte w obu dokumentach zalecenia wspomagane są przez instrukcje laboratoriów specjalistycznych różnych krajów, opracowane na podstawie własnych doświadczeń. Do najważniejszych z nich należą: Laboratoire Central des Industries Electriques, LCIE (Francja),Laborelec(Belgia), Siemens (Niemcy), National Grid Company (Wielka Brytania), Energopomiar-Elektryka (Polska). Ostatnio, (2007 r.) również główny producent olejów izolacyjnych firma Nynas, we współpracy z Energo-Complex, uruchomił nowoczesne laboratorium olejowe, które zlokalizowane jest w Piekarach Śląskich.

Należy jednak podkreślić, że wszystkie w/w dokumenty i instrukcje laboratoriów nie są obowiązujące. Jest regułą, że dokonujący diagnozy korzysta ponadto z doświadczeń własnych wynikających z wieloletnich badań transformatorów i wiedzy na temat konstrukcji i narażeń wynikających z warunków pracy poszczególnych jednostek.

Interpretacja DGA opiera się na wynikach pomiarów koncentracji gazów, określanych mianem „kluczowych", w skład których wchodzą: wodór $H_2$, oraz węglowodory – metan $CH_4$, etanu $C_2H_6$, etylen $C_2H_4$ i acetylen $C_2H_2$, (w skrócie węglowodory $C_1$ – $C_2$), ponadto tlenki węgla CO i $CO_2$. Część laboratoriów do „gazów kluczowych" zalicza ponadto takie węglowodory jak: propan – $C_3H_8$ i propylen – $C_3H_6$ (w skrócie węglowodory $C_3$) oraz również tlen i azot – jako składniki powietrza rozpuszczonego również w oleju.

Utrzymujący się stały poziom koncentracji danego gazu odpowiada stanowi równowagi pomiędzy generowaną przez źródło ilością, a jego zanikiem wskutek reakcji wtórnych i dyfuzji poza obszar kadzi głównej transformatora.

Doświadczalnie stwierdzonym faktem jest, że kwazistabilizacja koncentracji stosowanych w diagnostyce gazów występuje zarówno w transformatorach niehermetyzowanych jak i hermetyzowanych.

Interpretacja wyników DGA stwarza pewne trudności, wynikające m.in. stąd, że źródłem emisji gazów generowanych przez różne defekty układu izolacyjnego, mogą być również inne komponenty tego układu, które pozostają poza obszarem defektów. Takim przykładem jest rdzeń transformatora, a także elementy metalowe wykonane ze stali nierdzewnej. Mogą one być np. źródłem wodoru, który wydzielany jest podczas zachodzących na powierzchni reakcji z udziałem zawilgoconego oleju.

Z drugiej strony doświadczenia eksploatacyjne wykazują, że obecność „tła" można traktować w każdym transformatorze jako stan kwazistacjonarny, który jest niezależny od danych znamionowych transformatora, jego rozmiarów, a także użytych sposobów ochrony przed penetracją powietrza atmosferycznego

Powyższe uwagi prowadzą do ogólnego wniosku, że każdy transformator cechuje charakterystyczne dla niego „tło" w widmie gazów rozpuszczonych w oleju, W praktyce, okazało się, że może być ono cechą właściwą danej serii produkcyjnej transformatorów. W zależności od temperatury transformatora, a także w miarę upływu czasu eksploatacji; „tło" może jednak ulegać fluktuacjom, np. w początkowym okresie „życia" transformatora, często obserwuje się generowanie wodoru ze spawów elementów stalowych.

W praktyce okazuje się, że poziom „tła" jest zróżnicowany. Dlatego sformułowanie ja-

kichkolwiek wymagań w tym względzie jest nieuzasadnione. Można jedynie ograniczyć się do wyznaczenia, na drodze badań statystycznych, zakresu koncentracji gazów występujących w jednostkach „zdrowych". W ten sposób sformułowano pojęcie zakresu „koncentracji typowych". Najwyższe zaś wartości typowe nazwano „wartościami granicznymi".

**Diagnosta przystępujący do badań określonego transformatora zmuszony jest do odpowiedzi na pytanie: jaki poziom „wartości typowych" przyjąć w danym przypadku?**

Problem ten można rozwiązać w dwojaki sposób, zgodny zresztą ze wskazaniami normy IEC 60599:

- posłużyć się wyznaczonym przez siebie typowym kwazi-ustalonym poziomem wartości koncentracji, albo
- odnieść się do „wartości typowych" podanych w cytowanej normie lub w innej wiarygodnej instrukcji.

W przypadku świeżo zainstalowanego transformatora wyznaczanie „poziomu typowego" koncentracji gazów powinno być dokonywane możliwie wcześnie, jednak najkorzystniejszym terminem jest koniec okresu gwarancyjnego jednostki,. przy czym odgrywają tu rolę m.in. warunki obciążania.

„Poziom typowy" (tzw. „odcisk palca – ang. fingerprint") wyznacza się w drodze kolejnych pomiarów. O ile jest to możliwe, wyniki tych pomiarów porównuje się, z wynikami uzyskanymi w przypadku tego samego typu innych transformatorów, pochodzących od tego samego producenta. Idealnym przypadkiem byłoby gdyby sam producent służył informacją w tym względzie.

Dla transformatorów, które nie mają własnego poziomu odniesienia (fingerprint), wartości „typowych poziomów gazów kluczowych" można określić na podstawie wartości typowych podanych w normach IEC, IEEE bądź też w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [3]. Zostały one porównawczo zestawione w tablicy 5.2. Jeśli w badanej jednostce stwierdza się przekroczenie wartości granicznych gazu/gazów a jednocześnie nie ma symptomów wystąpienia defektu oraz powtórzone w ciągu 1 roku pomiary, nie wykażą wzrostu koncentracji, to takie właśnie wartość/wartości przyjmuje się jako punkt odniesienia w ocenie wyników późniejszych badań.

**Tablica 5.2.** Wartości graniczne, „poziomów typowych” koncentracji „gazów kluczowych” wg IEC, IEEE i Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów
(boldem oznaczono wartości silnie różniące się od podanych w IEC)

| Norma | $H_2$ [ppm] | $CH_4$ [ppm] | $C_2H_2$ [ppm] | $C_2H_4$ [ppm] | $C_2H_6$ [ppm] | CO [ppm] | $CO_2$ [ppm] | Suma gazów palnych |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IEC 60599 | 150 | 110 | 50 | 280 | 90 | 900 | 13000 | 1580 |
| IEEE C57.104 –1991 | 100 | 120 | 35 | **50** | 65 | **350** | **2500** | **720** |
| Ramowa Instrukcja | **500** | 200 | 70 | 260 | 170 | **260** | **4000** | 1460 |

W zestawieniu zwraca uwagę dość znaczne różnice wartości granicznych, które w szczególności dotyczą wodoru i tlenków węgla.

Jeśli chodzi o wodór, to jego wartość w normie IEC i IEEE jest zbliżona. Wartość przyjętą w Ramowej Instrukcji należy obecnie uznać za nieaktualną, odnosi się ona bowiem do starszej generacji transformatorów i zapowiedziano jej skorygowanie w drugim wydaniu Instrukcji.

Jeśli chodzi o tlenki węgla, to wytyczne normy IEC oparte są przede wszystkim na wynikach badań dużej populacji transformatorów pracujących z dostępem powietrza oraz dużym udziale transformatorów o długim okresie eksploatacji, wykazujących zaawansowany proces starzenia izolacji celulozowej. Pomimo, że proces ten nie jest przedmiotem oceny w w/w dokumentach, jednak zwiększona koncentracja zarówno CO jak i $CO_2$ jest jego skutkiem i dlatego powinna być brana pod uwagę. Niskie wartości obu tlenków, jakie przyjmuje norma IEEE, opierają się głównie na wynikach doświadczeń z transformatorami hermetyzowanymi, w których proces starzenia cieplnego jest znacznie spowolniony.

Doświadczenia krajowe ostatnich lat stwarzają możliwość konfrontacji uzyskiwanych wyników pomiarów z wartościami granicznych koncentracji gazów kluczowych w w/w dokumentach. I tak badania DGA populacji 39 transformatorów różniących się napięciem roboczym, mocą oraz miejscem zainstalowania ( sieciowe i przemysłowe) pozwoliły na statystyczną ocenę maksymalnych koncentracji gazów kluczowych (tablica 5.3). Pomiary te wykonano w latach 2004–2006 na jednostkach, które nie wykazywały defektów, a jednocześnie duża grupę stanowiły transformatory o długim okresie eksploatacji.

**Tablica 5.3.** Wartości maksymalne koncentracji gazów, kluczowych (w ppm), w populacji 39 krajowych transformatorów bez defektów

| $H_2$ | $CH_4$ | $C_2H_2$ | $C_2H_4$ | $C_2H_6$ | CO | $CO_2$ | Suma gazów palnych |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 78 | 52 | 35 | 52 | 95 | 574 | 4900 1/ | 886 |

1/ w jednej jednostce, po 51 latach pracy, wystąpiła wartość 11125 ppm

Przedstawione powyżej wartości, łącznie z wartościami koncentracji $H_2$, CO oraz $CO_2$, nie przekraczały a nawet nie były zbliżone do wartości granicznych określonych przez normy IEC oraz IEEE (por. z tablicą 5.2).

W innych przykładach (tablica 5.4), potwierdzenie zgodności pomiarów koncentracji CO i $CO_2$ z wytycznymi IEC, uzyskano w przypadku obecności starzenia cieplnego izolacji celulozowej, które dodatkowo udokumentowano pomiarem 2-furfuralu (2FAL). Związek ten jest specyficznym produktem powstającym podczas destrukcji celulozy. Pomiar jego koncentracji wykonuje się zwykle łącznie z badaniami DGA przy ocenie procesów cieplnych zachodzących w celulozie, zarówno podczas starzenia (patrz pkt. 5.3.) jak i przegrzań miejscowych.

**Tablica 5.4.** Porównanie wartości CO, $CO_2$ i 2FAL w ocenie procesu starzenia cieplnego izolacji celulozowej na przykładzie 8 jednorazowo badanych transformatorów

| Lp | Przegrzanie wg Ramowej Instrukcji ($^oC$ )[1/] | 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 |

[1/] Zakresy temperatur wyznaczane w oparciu o stosunki węglowodorów $C_2$ i $C_3$.

W powyższej tabeli jedynie w przypadku transformatora nr 2 koncentracja $CO_2$ przekroczyła wartość graniczną wg IEC; w tym też przypadku koncentracja 2FAL wskazała jednoznacznie na wystąpienie przegrzania miejscowego. Dla pozostałych jednostek wartości 2FAL były typowymi dla procesu starzenia naturalnego ( patrz pkt. 2.). Występujące jednocześnie tlenki węgla wykazywały koncentracje bardzo różne: CO – od 150 do ok. 400 i $CO_2$ – od 3000 do ok. 7000 ppm. Wyjątek stanowił transformator z poz. 3, w którym możliwe było jednoczesne występowanie zarówno starzenia jak i przegrzania miejscowego. Przypadek ten wymagał śledzenia dalszych zmian koncentracji obu rodzajów wskaźników. Należy zwrócić uwagę na fakt, że w oparciu o wytyczne Ramowej Instrukcji, we wszystkich przypadkach przedstawionych w tablicy 5.4., należałoby upatrywać przegrzań miejscowych, których temperaturę wyznaczają stosunki koncentracji występujących jednocześnie węglowodorów $C_2$ i $C_3$.

**Kolejne pytanie dotyczy roli, jaką pełnią poszczególne gazy w ocenie występującego defektu.**

Jakościowe określenie rodzaju występującego defektu podczas pracy transformatora umożliwiają dokumenty: normy IEC i IEEE, ponadto – tablica sprawdzianów LCIE [4] oraz tablica informacyjna Siemens`a [5]. Ustalona na ich podstawie klasyfikacja wyróżnia wśród

gazów kluczowych: grupę gazów podstawowych charakteryzujących określony defekt oraz gazy im towarzyszące i/lub tzw. „gazy niespecyficzne”, obecne ale nie wnoszące dodatkowych informacji co do charakteru defektu.

Do gazów podstawowych, określających charakter dominującego defektu zalicza się:

- $H_2$ – wyładowania zarówno wysoko- jak i niskoenergetyczne (z udziałem $C_2H_2$)
- $C_2H_2$ – wyładowania wysoko-energetyczne (z udziałem $H_2$)
- $C_2H_4$ – przegrzanie miejscowe wysokotemperaturowe (z udziałem $C_3H_6$)
- $C_2H_6$ – przegrzanie niskotemperaturowe (z udziałem $C_3H_6$ i $C_3H_8$)
- CO i $CO_2$ – przegrzanie izolacji celulozowej

W uzupełnieniu do oceny koncentracji gazów kluczowych, których dominanta nie zawsze jest jednoznaczna, diagnoza charakteru defektu oceniana jest w oparciu o wybrane stosunki gazów, określanych hasłowo jako „kody”. Norma IEC opiera się na zestawie 3 kodów: $C_2H_2/C_2H_4$, $CH_4/H_2$ i $C_2H_4/C_2H_6$.

Ponadto każde z laboratoriów specjalistycznych stosuje ich dodatkowy zestaw. Posługiwanie się nimi umożliwia uściślenie diagnozy. Schematyczne przedstawienie przyjętych przez większe laboratoria zasad interpretacji charakteru defektu przedstawia tablica 5.5.

Tablica 5.5. Zestawienie podstawowych wytycznych w zakresie interpretacji defektu wg wytycznych laboratoriów specjalistycznych

| Laboratorium/firma | Zasada interpretacji |
|---|---|
| Laboratoire Central des Industries Electriques, LCIE, Francja [4] | Interpretacja na podstawie koncentracji gazu dominującego: $C_2H_2$, $C_2H_4$, $H_2$ i $CO_2$<br>Rozpatrywane gazy: $C_1$ – $C_3$, $H_2$, CO i $CO_2$ |
| Siemens Niemcy [5] | Interpretacja na podstawie 5 kodów:<br>$C_2H_2/H_2$, $C_2H_2/C_2H_6$, $H_2/CH_4$, $C_2H_4/C_2H_6$, i $CO_2/CO$<br>oraz charakterystyki gazu dominującego |
| The National Grid Company Wielka Brytania [6]<br>Laborelec, Belgia [7] | Interpretacja na podstawie 4 kodów:<br>$CH_4/H_2$, $C_2H_6/CH_4$, $C_2H_4/C_2H_6$ i $C_2H_2/C_2H_4$<br>Interpretacja na podstawie koncentracji wybranych gazów i ich kodów (wg IEC) |
| Doble USA [8] | Interpretacja na podstawie koncentracji gazu dominującego: $C_2H_2$, $C_2H_4$, $H_2$ i CO (zgodnie z IEEE/ANSI), ponadto –<br>Interpretacja na podstawie 4 kodów :<br>$CH_4/H_2$,$C_2H_6/CH_4$, $C_2H_4/C_2H_6$ i $C_2H_2/C_2H_4$<br>(wg Rogers`a) oraz<br>$CH_4/H_2$, $C_2H_6/C_2H_2$, $C_2H_2/CH_4$ i $C_2H_2/C_2H_4$<br>(wg Dornenburg`a) |

Na podstawie analizy DGA szczególnie trudna jest interpretacja przegrzania izolacji celulozowej w przypadku, gdy opiera się ona o koncentrację bądź stosunki zawartości CO i $CO_2$. Tlenki węgla tworzą się bowiem nie tylko w wyniku zachodzących w celulozie procesów cieplnych, ale również podczas starzenia oleju transformatorowego. W transformatorach pracujących z dostępem powietrza duże wahania ich koncentracji w oleju powodowane są ponadto kontaktem z atmosferą (bliższe omówienie zawarto w roz. 5.3.).

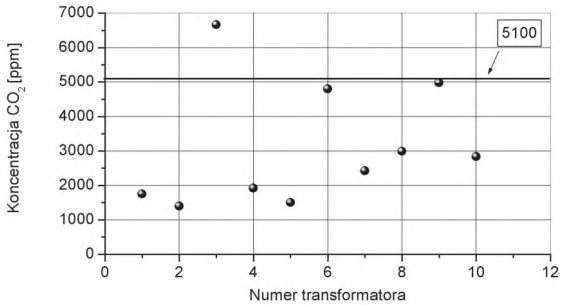
W celu wykluczenia bądź potwierdzenia przegrzania miejscowego w obszarze izolacji zwojowej większość laboratoriów przyjmuje, jako zasadę wykonywanie, przy badaniach DGA, pomiaru związków furanu, traktując 2FAL jako wskaźnik ilościowy procesu degradacji. Został on ujęty w wydanej w 2004 r. publikacji CIGRE nr 227 [9], w której rozpatrzono zasady oceny defektu cieplnego w obszarze izolacji celulozowej poprzez zdefiniowanie dwóch poziomów: poziomu ostrzeżenia i poziomu alarmu. Przyjęte, według różnych dokumentów, kryteria podziału przedstawiono w tablicy 5.6.

**Tablica 5.6.** Ocena defektu cieplnego izolacji celulozowej transformatorów dokonywana przez wiodące ośrodki badawcze [9].

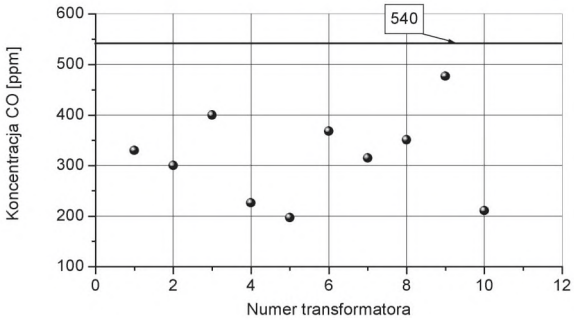
| Mierzony wskaźnik | Poziom ostrzeżenia | | Poziom alarmu | |
|---|---|---|---|---|
| CO | > 540 – **900** ppm | [IEC] | > 1400 | [IEEE] |
| | > 350 ppm | [IEEE] | > 1400 | [EPRI] |
| | > **300** ppm | [10] | | |
| | >350 – 570 ppm | [EPRI], | | |
| $CO_2$ | 5100 – **13000** ppm | [IEC] | > 10000 | [IEEE] |
| | > 2500 ppm | [IEEE] | > 10000 | [EPRI] |
| | **2400** – 4000 ppm | [EPRI] | | |
| Furfural | > **1,5 ppm** | [10] | > **15 ppm** | [10] |

Zgodnie z tymi danymi, wartość koncentracji 2FAL w oleju powyżej 1,5 ppm określa lokalizację defektu cieplnego w izolacji celulozowej na poziomie ostrzeżenia ( porównaj interpretację 2FAL w pkt .2). Należy zaznaczyć, że przedstawione w tej samej publikacji zakresy koncentracji CO i $CO_2$ różnią się znacząco przy takiej samej ocenie procesu starzenia celulozy.

W uzupełnieniu do powyższych danych, na rysunkach 5.1 oraz 5.2 pokazano przypadki niskich koncentracji CO i $CO_2$, które zarejestrowano w obecności przegrzań miejscowych w izolacji celulozowej (zawartość 2FAL, w oleju w zakresie od 2 do 2,6 ppm). Dane dotyczą eksploatowanych w kraju transformatorów sieciowych na napięcie 110 kV, o małym obciążeniu. Na rysunkach tych linią poziomą oznaczono wartości, które odpowiadają najniższym koncentracjom poziomów typowych wg IEC.




Rys. 5.1. Koncentracje $CO_2$ występujące w transformatorach 110 kV, w których wartość 2FAL zawierała się w granicach 2-2.6 ppm




Rys. 5.2. Koncentracje CO występujące w transformatorach 110 kV, w których wartość 2FAL zawierała się w granicach 2-2.6 ppm

Należy nadmienić, iż w obecności przegrzania miejscowego pojawiają się, poza 2FAL, jeszcze inne związki furanu, w tym głównie 5-hydroksy-metylo-furfural (5HMF) oraz 5-metylo-furfural (5MEF), stanowiące dodatkowe wskaźniki rozwoju zjawiska [11]. 5HMF pojawia się jako pierwszy lub występuje jednocześnie z 2FAL w początkowym okresie przegrzania, drugi z nich, 5MEF, stanowi efekt zaawansowania procesu, w szczególności przy podwyższonej temperaturze.

**Kolejny etap diagnozy dotyczy oceny szybkości narastania „wolno-rozwijającego" się defektu.**

Wymienione wyżej dokumenty definiują następujące kryteria rozpoczęcia śledzenia szybkości narastania zaistniałego defektu.:

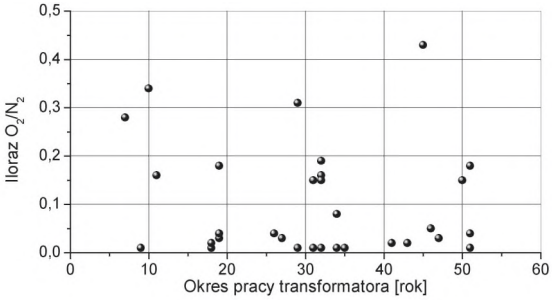
- przekroczenie koncentracji jednego lub kilku „gazów kluczowych" powyżej wartości „typowych", względnie i/lub przekroczenie sumarycznej koncentracji gazów palnych (tj. z wyeliminowaniem $CO_2$) – norma IEC, IEEE, lub też wartość„odcisku palca". Miarodajnym w tym względzie wskaźnikiem jest odniesienie różnicy zmierzonych koncentracji gazu/gazów w dowolnie wybranym okresie czasu do objętości oleju znajdującego się w transformatorze. To ostatnie daje większe możliwości porównania z zachowaniem się jednostek o różnych mocach znamionowych
- ocenę stosunków koncentracji wybranych gazów (kodów) – norma IEC oraz instrukcje laboratoriów specjalistycznych

Diagnoza obecności defektu układu izolacyjnego transformatora na podstawie DGA staje się niewiarygodną gdy istnieje nieszczelność pomiędzy przełącznikiem mocy podobciążeniowego przełącznika zaczepów, a kadzią transformatora. Bowiem w takim przypadku nieunikniona jest penetracja gazów z przełącznika mocy do kadzi głównej. Dominujący w ich składzie acetylen, produkt rozkładu oleju pod wpływem łuku, staje się przyczyną błędnej diagnozy stanu układu izolacyjnego. Wskaźnikiem obecności w/w nieszczelności jest stosunek koncentracji acetylenu do wodoru, który przy dobrym stanie przełącznika powinien być mniejszy od wartości równej 3. Zalecane jest aby wartość tę kontrolować z chwilą przekroczenia typowych koncentracji wodoru i/lub acetylenu.

W transformatorach niehermetyzowanych penetracja powietrza poprzez konserwator powoduje, że w oleju zawartym w kadzi rozpuszcza się tlen $O_2$ i azot $N_2$. Rozpuszczalność tlenu w oleju jest większa niż azotu. Uwzględniając ten fakt, stosunek koncentracji $O_2/N_2$,

rozpuszczonych w oleju, powinien wynosić co najwyżej 0,5 [1]. W rzeczywistości stosunek ten jest znacznie mniejszy a nawet – w przypadku transformatorów niehermetyzowanych – ma tendencję malejącą (rys. 5.3).

Przyczyną takiego zachowania są reakcje tlenu z olejem i celulozą. Na przebieg tych procesów wpływ wywiera również temperatura oraz szybkość dyfuzji powietrza do wnętrza kadzi transformatora, czyli – ogólnie biorąc – warunki obciążania transformatora. Zbiór tych czynników jest powodem fluktuacji wartości stosunku $N_2/O_2$, których obecność potwierdzają prezentowane na rysunku 5.3. wyniki pomiarów. W transformatorach hermetyzowanych wzrost stosunku $N_2/O_2$ jest wskaźnikiem nieszczelności transformatora (np. uszkodzenia przepony).




Rys. 5.3. Iloraz $O_2/N_2$, rozpuszczonych w oleju, w transformatorach o różnym okresie eksploatacji

## 5.3. OKREŚLENIE STOPNIA „ZUŻYCIA" ZWOJOWEJ IZOLACJI CELULOZOWEJ

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

Miarą „zużycia" izolacji uzwojeń jest pogorszenie się właściwości mechanicznych. Korelacja właściwości mechanicznych ze zmianami stopnia polimeryzacji papieru DP stanowi podstawę diagnozowania procesu starzenia izolacji zwojowej transformatorów [12].

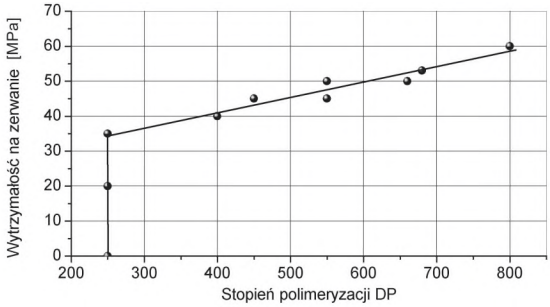
Za punkt wyjścia do oceny zmian właściwości mechanicznych zwojowej izolacji celulozowej przyjmuje się wartość DP równą ok. 800, tj. najczęściej spotykany stopień polimeryzacji celulozy po procesie suszenia u producenta. Należy przy tym nadmienić, że dla DP > 800 wytrzymałość papieru na zerwanie praktycznie się nie zmienia. Natomiast dla DP < 800 jest ona prawie proporcjonalna do stopnia polimeryzacji. Dlatego właśnie od tej wartości można określać procentowo stopień zużycia izolacji [13]. I tak dla wartości DP ≈ 400÷500 wytrzymałości papieru na zerwanie spada o połowę, co odpowiada 50 %-mu zużyciu izolacji. Całkowity zanik wytrzymałości mechanicznej izolacji zwojowej (papier staje się podatny na skruszenie) występuje dla DP ≈ 200÷250, zatem dla takiego stanu stopień zużycie izolacji zwojowej sięga 100%.

Bezpośrednie wyznaczenie wartości tych wskaźników w warunkach eksploatacyjnych wymaga ingerencji do wnętrza transformatora, co może mieć miejsce jedynie podczas

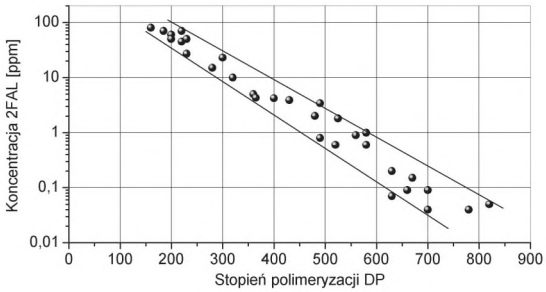
przeglądów wewnętrznych lub remontów transformatorów. Konieczne są zatem metody pośrednie. Ale, jak już wspomniano, doświadczenia w analizie gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) wykazały, iż mierzone wartości koncentracji CO i $CO_2$, mimo że są one głównymi produktami rozkładu izolacji, nie określają w jednoznaczny sposób stopnia zużycia papieru. Koncentracja tych gazów nie wykazuje bowiem jednoznacznej korelacji do wartości DP. W szczególności efekt ten obserwuje się w przypadku transformatorów niehermetyzowanych [14, 15], w których zmiany koncentracji $CO_2$ mogą być skutkiem:

- kontaktu z atmosferą: zachodzi penetracja $CO_2$ z atmosfery do oleju, zwłaszcza w regionach przemysłowych, bądź też dyfuzja do atmosfery,
- zmian rozpuszczalności w oleju, spowodowanych wahaniami temperatury pod wpływem zróżnicowanego obciążenia transformatora,
- tworzenia się tych gazów również w wyniku starzenia oleju,
- strat w warunkach uzdatniania oleju.

Rolę podstawowego wskaźnika starzenia zwojowej izolacji celulozowej transformatorów pełni, specyficzny dla tego procesu, związek furanu jakim jest 2-furfural (2FAL). O znaczeniu 2FAL dla diagnozowania procesu starzenia decyduje proporcjonalność zmian jego koncentracji do stopnia polimeryzacji DP, w zakresie odpowiadającym zmianom wytrzymałości papieru na zerwanie (rys 5.4 i 5.5) [16, 17, 18, 19].




Rys. 5.4. Zależność wytrzymałości papieru na zerwanie od stopnia polimeryzacji DP [12]




Rys. 5.5. Zależność koncentracji 2FAL od DP w układzie papier-olej [18]

Należy dodać, że zależność przedstawiona na rysunku 5.4. jest prawdziwa w normalnych warunkach pracy transformatorów niehermetyzowanych, w których poziom wilgoci zawartej w izolacji celulozowej nie przekracza 2,5%.

Doświadczenia wypływające z eksploatacji dużej populacji transformatorów różnych napięć, mocy oraz o różnym czasie pracy pozwoliły na sformułowanie wytycznych dotyczących diagnozowania starzenia cieplnego zwojowej izolacji celulozowej transformatorów w oparciu o 2FAL [13, 20, 21, 22, 23].

Umożliwiły one wyznaczenie sześciu kryterialnych wartości koncentracji 2FAL, które uzupełnione o ocenę szybkości jego narastania pozwoliły na ocenę kinetyki przyśpieszonego procesu starzenia izolacji oraz stopnia jej zużycia :

A: Poziom koncentracji 2FAL równy 0,2 ppm. jest wyjściowym poziomem w początkowym okresie rozwoju procesu starzenia izolacji zwojowej i utraty właściwości mechanicznych. Odpowiada on wartości DP ≈ 800 oraz stopniu zużycia izolacji równym ≈ 0%.

B: Przedział koncentracji 2FAL = 0,2 – 1 ppm określa normalny stan izolacji transformatora pod względem przebiegu procesu starzenia. Odpowiada on wartości DP ≈ 800 ÷ 500; zużycie izolacji nie przekracza wówczas 50%. W tym stanie, 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 ). Taka koncentracja 2FAL występuje dla DP ≈ 500 ÷ 350, co odpowiada ok. 60%-mu zużyciu izolacji. W okresie tym szybkość narastania koncentracji 2FAL w oleju ulega zwiększeniu, tym nie mniej, nie powinna ona przekroczyć 0,1 ppm/rok.

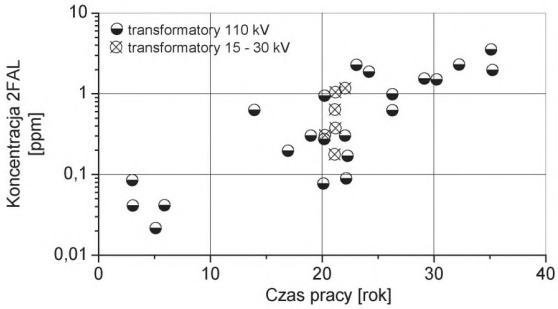
D: Wartość koncentracji 2FAL w granicach 1 – 2 ppm występuje czasem w „młodych" (<15 lat) transformatorach. W takim przypadku jest ona efektem jednego z dwóch zjawisk:

– 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 powyżej 2 ppm jest charakterystyczna dla transformatorów długo pracujących przy zaostrzonych reżimach (zwykle w warunkach dużych obciążeń). W takim przypadku należy się liczyć ze spadkiem wartości DP poniżej 350 i odpowiednio ze stopniem zużycia izolacji, w pewnym obszarze uzwojenia, powyżej 60%. Zarówno pomiary szybkości narastania 2FAL jak i wyniki pomiarów uzupełniających, takich jak „młodych" (poniżej 15 lat: zawartość 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 jednostkach z miejscowymi przegrzaniami.

W normalnych warunkach pracy transformatora, pierwsze objawy zestarzenia izolacji celulozowej, rejestrowane w formie obecności 2FAL w oleju, pojawiają się po okresie eksploatacji transformatorów rzędu 15 – 20 lat (rys. 5.6.) [21, 24]. Dalszy rozwój procesów starzeniowych w celulozie powoduje stopniowy wzrost koncentracji 2FAL w oleju.




Rys. 5.6. Zmiany wartości 2FAL w funkcji czasu pracy transformatorów 110 kV i 15-30 kV [24]

Przedstawione powyżej przedziały koncentracji 2FAL stanowią podstawę do oceny zaawansowania procesu starzenia izolacji celulozowej transformatora. Należy przy tym podkreślić, że w temperaturze jaka występuje w transformatorze, w normalnych warunkach jego pracy, koncentracja 2-FAL wykazuje dużą stabilność [25]. Nie mniej jednak istnieją pewne czynniki, które wpływają na jej wartość. Do tych czynników można zaliczyć takie defekty układu izolacyjnego jak:

A/ pojawienie się przegrzania miejscowego w izolacji celulozowej, które znacznie przyspiesza proces starzenia izolacji celulozowej, powoduje wydatny wzrost koncentracji 2FAL [26];

B/ defekt o charakterze elektrycznym (szczególnie wysokoenergetyczny), który powoduje częściowy lub całkowity rozkład 2-furfuralu [26];

C/ zawartość wody w izolacji celulozowej wyższa niż 3%, która powoduje kilkunasto-procentowe obniżenie wartości 2FAL [27]. Zawilgocenie takie zwykle występuje w transformatorach o bardzo długim okresie pracy (powyżej 40 lat);

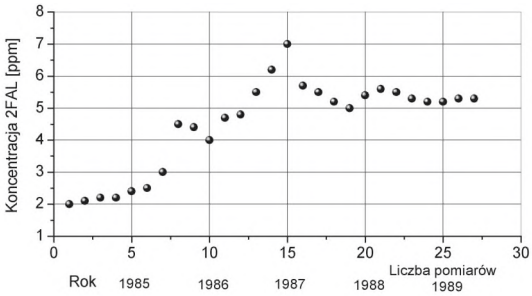
Do czynników występujących rzadziej, a odgrywających również rolę w zmianach koncentracji 2FAL w oleju, należą ponadto:

D/ występujące w sposób ciągły obciążenie znamionowe (np. transformatorów blokowych) i/lub okresowe przeciążenia przyśpieszające proces starzenia izolacji celulozowej a zatem również wzrost koncentracji 2FAL [26].

E/ zabiegi regeneracji oleju; prowadzone w przypadku jego przyśpieszonego starzenia (np. w wyniku wystąpienia w oleju defektu wysokotemperaturowego) powodują usuwanie, razem z pozostałymi związkami wysokocząsteczkowymi, 2-furfuralu, co jednakże, ma charakter przejściowy [15]. Dotyczy to również procesu uzdatniania, a także wymiany oleju.

Dominujący udział 2-furfuralu w izolacji celulozowej sprawia, ze po pewnym czasie od zakończenia zabiegu, wytworzony zostaje nowy stan równowagi pomiędzy jego koncentracją w papierze i oleju, który jest zbliżony do stanu wyjściowego. Wpływ każdego z w/w czynników na ilość 2FAL ilustrują zamieszczone poniżej przykłady wzięte z danych eksploatacyjnych.

**Ad A**/ Wpływ przegrzania miejscowego zobrazowany został dwojako: w przebiegu zmian jakie zachodzą w wyniku rozwoju defektu (rys. 5.7.) oraz, porównawczo, dla 3 różnych grup transformatorów o różnej intensywności procesów przegrzania (tabela 5.7).




Rys. 5.7. Zmiany koncentracji 2FAL w obecności przegrzania miejscowego izolacji celulozowej

Na rysunku 5.7. można wyróżnić 2 etapy narastania koncentracji 2FAL: pierwszy, który jest rezultatem narastania procesu przegrzania oraz drugi, o względnie ustabilizowanym poziomie, który towarzyszy trwającej przez 3 lata zaawansowanej miejscowej destrukcją izolacji wywołującej częściowy rozkład związku.

Tablica 5.7. Zestawienie wyników pomiarów 3 grup transformatorów o różnej intensywności procesów starzeniowych

| Liczba badanych jednostek | 2FAL [ppm] | CO [ppm] | | $CO_2$ [ppm] | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Min | Max | Min | Max |
| Brak defektów o charakterze cieplnym | | | | | |
| 33 | 0,02 | 50 | 400 | 600 | 6500 |
| Symptomy przegrzania miejscowego | | | | | |
| 19 | 0,02 – 1 | 100 | 500 | 1000 | 7500 |
| Przegrzanie miejscowe | | | | | |
| 6 | 1,5 – 2,6 | 200 | 500 | 2400 | 6500 |

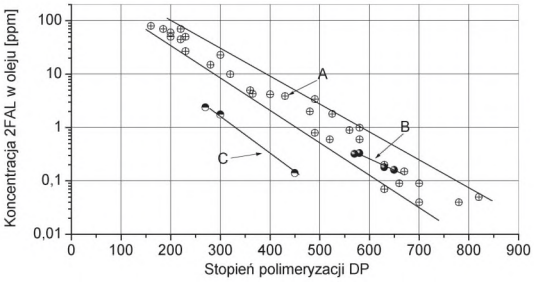
Na zwrócenie uwagi zasługuje fakt, iż w trzecim przypadku (w wyniku ewidentnego przegrzania miejscowego w izolacji celulozowej), pomimo istotnych zmian wartości 2FAL, zmiany koncentracji CO i $CO_2$ ograniczyły się jedynie do wzrostu wartości minimalnych.

**Ad B**/ Identyfikacja obecności defektu o charakterze elektrycznym wymaga analizy występujących w oleju węglowodorów i została omówiona w pkt. 2.

W takim przypadku 2FAL nie występuje.

**Ad C**/ W przypadku wystąpienia dużego zawilgocenia izolacji celulozowej występuje zmniejszenie koncentracji 2FAL w oleju. Dla przykładu, posłużono się porównaniem 2 różnych populacji transformatorów: o różnym stopniu zawilgocenia izolacji (rys. 5.8.):

- populacją transformatorów, po przeszło 30 latach ich pracy w sieciach krajowych, w których zawartość wody w izolacji celulozowej nie przekraczała 2,5% (krzywa B), oraz
- populacją transformatorów, pracujących w sieciach zagranicznych, z zawartością wody w izolacji celulozowej zawierającą się w granicach 3 – 4,5% (dane CIGRE – krzywa C).




Rys. 5.8. Zmiany koncentracji 2FAL od stopnia polimeryzacji DP w transformatorach o różnym zawilgoceniu izolacji. A – charakterystyka modelowa, B – zawilgocenie niższe od 2,5%, C – zawilgocenie wyższe od 3%

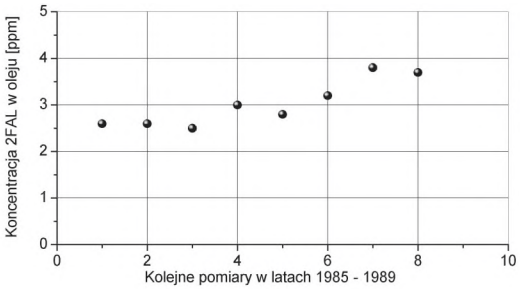
Podczas gdy w pierwszym przypadku, współzależność pomiędzy DP i 2FAL zawierała się w obrębie wartości typowych, zgodnych z rysunkiem 5.1, w drugim przypadku tym samym wartościom DP odpowiadały niższe wartości 2FAL.

**Ad D**/ Zwiększenie obciążenia jednostki ma wpływ na podwyższenie temperatury punktu gorącego, tym samym na zwiększenie obszaru zmian zachodzących w izolacji celulozowej. Efekt ten znajduje odbicie we wzroście koncentracji 2FAL, które są wyższe od uzyskiwanych w podobnym okresie czasu lecz przy niższych obciążeniach. Jako ilustrację takiego zachowania w tablicy 5.8. podano wyniki pomiarów dla transformatorów o różnym obciążeniu oraz dla transformatora obciążanego nominalnie w sposób ciągły (rys. 5.9).

W rozpatrywanych przypadkach wzrostowi 2FAL towarzyszyły znaczące przyrosty wartości CO i $CO_2$.

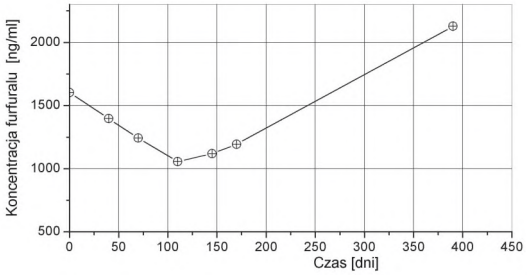
**Tablica 5.8.** Wpływ obciążenia na koncentrację 2FAL (przykłady prezentowane w CIGRE.)

| Obciążenie, lata pracy | CO | $CO_2$ | 2FAL | Zużycie izolacji, % |
|---|---|---|---|---|
| małe, 33 | 322 | 4944 | 0,14 | ok. 0 |
| średnie, 25 | 875 | 8547 | 0,52 | < 50 |
| duże, 38 | 1294 | 32273 | 2,1 | > 60 |




Rys. 5.9. Zmiany koncentracji 2FAL w transformatorze 600 MVA pracującym w sposób ciągły przy obciążeniu nominalnym

**Ad E**/ W przypadku regeneracji (a także uzdatniania) oleju występuje przejściowe zmniejszenie koncentracji 2FAL. Usuwany w procesie regeneracji związek jest uzupełniany z części izolacji celulozowej, w której występuje w największej ilości, z tym że ponowne osiągniecie stanu równowagi wymaga odpowiedniego czasu. Na rysunku 5.10. przedstawiono przytoczony przez Griffina [15], przykład zmiany koncentracji 2 furfuralu, które nastąpiły po wysuszeniu transformatora i wymianie oleju.




Rys. 5.10. Zmiany koncentracji 2FAL po wysuszeniu i wymianie oleju

## 5.4. OCENA ZAWILGOCENIA TRANSFORMATORA NA PODSTAWIE BADANIA PRÓBEK OLEJU.

### 5.4.1. MECHANIZMY MIGRACJI WILGOCI Z ZEWNĄTRZ I WEWNĄTRZ TRANSFORMATORA

Problem utrzymania odpowiedniego poziomu zawilgocenia izolacji transformatorów nabiera ostatnio coraz większego znaczenia w związku z ogólną tendencją do przedłużania okresu eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, a także – spodziewanymi zmianami w polityce ubezpieczeniowej, spowodowanymi wchodzeniem w życie „Prawa Energetycznego". Stosunkowo często spotykanymi przypadkami są jednostki niehermetyzowane eksploatowane powyżej 20 lat w sieciach rozdzielczych na napięcia 110 kV, w których wprawdzie nie występują wolnorozwijające się defekty (bądź intensywność występowania tych defektów mieści się w granicach dopuszczalnych) jednak wykazujące duże zawilgocenie izolacji celulozowej [1, 3]. Już 50 lat temu stwierdzono, że izolacja celulozowa

transformatorów znajdujących się w eksploatacji, ulega stopniowemu zawilgoceniu. Dzieje się to pomimo przesycenia jej olejem i pomimo obecności sorbenta umieszczonego u wylotu rury z konserwatora, przez którą następuje „oddychanie" transformatora. Fenomenologiczne ustalono, że impregnacja olejem powoduje jedynie spowolnienie procesu dyfuzji wilgoci do izolacji celulozowej i wewnątrz tej izolacji, nie zmienia natomiast końcowego poziomu jej zawilgocenia wynikającego ze stanu równowagi termodynamicznej układu, który w przypadku transformatora pracującego w systemie otwartym (tj. z dostępem powietrza atmosferycznego), obejmuje izolację celulozową, olej i powietrze atmosferyczne.

Budowa chemiczna (łańcuchy celulozy) i struktura fizyczna surowca powodują dużą chłonność wilgoci przez wyroby celulozowe (papier, preszpan). W niniejszym rozdziale, określenie: „chłonność wilgoci" odniesiono wyłącznie do procesu sorpcji wody w stanie rozdrobnienia molekularnego, który to stan cechuje parę wodną w powietrzu i wodę rozpuszczoną w oleju. W tym stanie również, odbywa się migracja wody pomiędzy powietrzem, olejem i izolacją celulozową. Charakterystyczne dla tego rodzaju migracji jest tzw. zjawisko nasycenia polegające na tym, że powyżej określonej koncentracji wody ( w postaci molekularnej ) następuje zmiana jakościowa, w następstwie której tworzy się faza ciekła. To przejście, łatwo dostrzegalne w parze jako roszenie, i w oleju – jako zmętnienie (tj. tworzenie się zawiesiny koloidalnej) a następnie wykroplenie, w przypadku izolacji celulozowej – jest nie tylko trudne do uchwycenia, ale i do zdefiniowania, ponieważ wyroby celulozowe chłoną wodę również będącą w stanie ciekłym.

Zależność stanu nasycenia wody rozpuszczonej w oleju nosi nazwę charakterystyki rozpuszczalności. Natomiast zależności poziomu nasycenia od temperatury (przy danym ciśnieniu p = const.), w przypadku pary w powietrzu i wody rozpuszczonej w oleju opisują proste funkcje matematyczne. Poziom nasycenia pary wodnej w powietrzu i poziom rozpuszczalności w oleju rosną ze wzrostem temperatury.

W przeciwieństwie do podanych wyżej zasad dotyczących powietrza i oleju, chłonność wilgoci przez izolację celulozową ze wzrostem temperatury maleje.

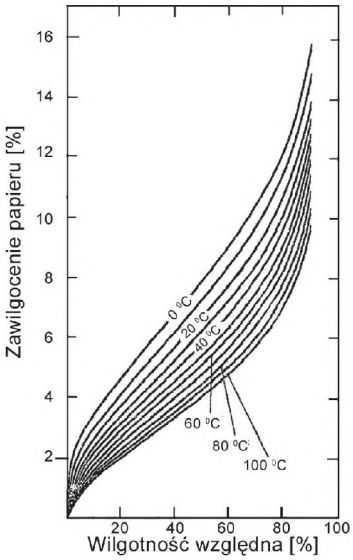
Przyczyną tego jest właściwość makromolekuły celulozy polegająca na tym, że pewne człony jej łańcucha, a mianowicie grupy OH, pomimo wysycenia swych wiązań w strukturze polimeru, zachowują zdolność przyłączania molekuł wody. Wiązanie to, w porównaniu do wiązań łączących atomy w molekułach, jest znacznie słabsze [28]. Główną rolę w tym wiązaniu odgrywa atom wodoru. Stąd bierze się nazwa – „wiązanie wodorowe". Jest ono wynikiem oddziaływania między-molekularnego, co oznacza, że przyłączona tym wiązaniem molekuła wody do łańcucha celulozy zachowuje swoją tożsamość tzn. nie przyczynia się do tworzenia nowego związku chemicznego.

Obecnością wiązań wodorowych i ich stopniowym wysycaniem w miarę wzrostu zawilgocenia, można, w uproszczeniu, wytłumaczyć przebieg izoterm chłonności wilgoci przez materiały celulozowe, w tym – spadek tej chłonności ze wzrostem temperatury. Powodem tego spadku jest bowiem, wartość energii wiązań wodorowych, która jest porównywalna do energii drgań cieplnych makromolekuł celulozy [28]. Wzrost energii tych drgań powoduje zatem zmniejszenie prawdopodobieństwa przyłączania molekuł wody, a ponadto – zwiększa prawdopodobieństwo uwolnienia molekuł wody połączonych uprzednio wiązaniami wodorowymi z łańcuchami celulozy.

Wymienione zjawiska sprawiają, że ze wzrostem temperatury, efektywność adsorpcji molekuł wody maleje, co w skali makro – objawia się spadkiem chłonności wilgoci. Obrazu-

je to rysunek 5.11., na którym przedstawiono wykresy izoterm chłonności wilgoci z powietrza przez surowiec służący do wytwarzania papieru jakim jest pulpa celulozowa [29].

Izotermy te określają stan równowagi pomiędzy zawartością wody w pulpie a wilgotnością względną RH powietrza, przy różnych temperaturach. W skali makro – proces chłonności wody zalicza się do zjawisk włoskowatości. Jak łatwo zauważyć, chłonność wilgoci materiałów celulozowych wzrasta ze wzrostem wilgotności względnej czynnika otaczającego (w tym przypadku – powietrza). Towarzyszy temu zjawisko pęcznienia materiału.




Rys.5.11. Izotermy chłonności wilgoci z powietrza przez pulpę celulozową [29]

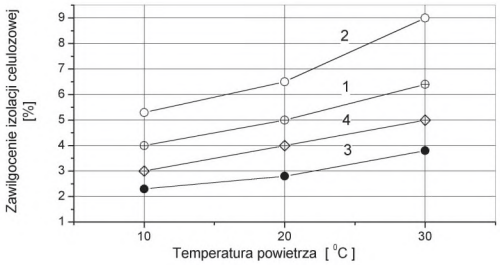
Doświadczenia potwierdziły możliwość posługiwania się wilgotnością względną RH do wyznaczania jednoznacznych zależności pomiędzy ilością wody pochłoniętej przez materiał celulozowy, a wilgotnością względną powietrza. Dotyczy to również relacji pomiędzy wodą rozpuszczoną w oleju, liczoną w jednostkach względnych w stosunku do stanu nasycenia (in. rozpuszczalności), a zawilgoceniem izolacji celulozowej. W tym miejscu należy zaznaczyć, że stan równowagi między zawartością wilgoci w powietrzu i w oleju, przy danej temperaturze T, zostaje osiągnięty, kiedy w obu ośrodkach wystąpi ta sama wartość względna zawartości wilgoci liczona w stosunku do stanu nasycenia (tj. – RH w przypadku powietrza, i w jednostkach względnych liczonych w stosunku do rozpuszczalności w oleju).

Dzięki powyżej opisanym zjawiskom, wyznaczenie zależności między zawartością wilgoci w izolacji celulozowej, a wilgotnością względną powietrza jest równoznaczne z wyznaczeniem zależności między zawilgoceniem izolacji celulozowej, a wilgotnością względną oleju, przy tej samej temperaturze T. W praktyce, umożliwiło to wyznaczenie (dla stanów równowagi) charakterystyk zawartości wilgoci w układach: „izolacja celulozowa-olej-powietrze atmosferyczne" oraz „izolacja celulozowa-olej|".

Charakterystyki stanu równowagi termodynamicznej układu: „izolacja celulozowa-olej–powietrze atmosferyczne", przy różnych temperaturach powietrza atmosferycznego

i jego wilgotności RH dla różnych temperatur oleju opublikowali Fabre i Pichon [30] oraz Norris [31].

Pokazano je na rysunku 5.12., gdzie przedstawiono zależności zawilgocenia izolacji celulozowej od temperatury powietrza atmosferycznego przy dwóch różnych wartościach RH (50 i 100%) oraz przy dwóch różnych temperaturach oleju (40 i 60$^{O}$C).




Rys. 5.12. Zależność zawilgocenia izolacji celulozowej od temperatury powietrza atmosferycznego przy różnych wartościach RH (50 % – krzywe 1 i 3 oraz 100% – krzywe 2 i 4) oraz różnych temperaturach oleju (40$^{O}$C– krzywe 1 i 2 oraz 60$^{O}$C – krzywe 3 i 4.).

Analiza przebiegu tych charakterystyk prowadzi do następujących wniosków praktycznych:

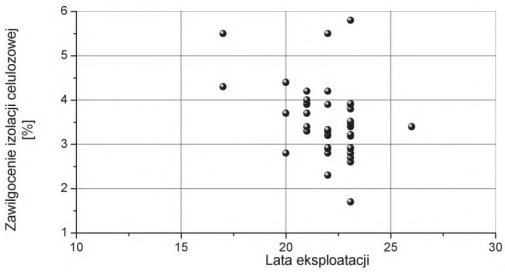
- Poziom zawilgocenia izolacji celulozowej, osiągany po długim okresie eksploatacji transformatora, zgodnie z oczekiwaniem, zależy od warunków otoczenia (temperatura, RH) ale istotną rolę odgrywa przy tym temperatura oleju, czyli upraszczając – wykorzystanie mocy znamionowej danej jednostki; im większe obciążenie – tym mniejsza penetracja wilgoci atmosferycznej.
- Z tego powodu, szczególnie niekorzystnie działa odstawianie transformatora z ruchu. Już bowiem przy obniżeniu temperatury oleju do 40$^{O}$C przy RH równym 100%, zawilgocenie izolacji celulozowej może dojść do 9%,
- Biorąc pod uwagę warunki klimatyczne panujące w naszym kraju i małe aktualnie wykorzystanie mocy znamionowej transformatorów należy się liczyć z tym, że przeważająca liczba jednostek, po bliżej nieokreślonym czasie osiągnie stan zawilgocenia izolacji celulozowej przy którym nie będą spełnione wymagania na zawartość wody rozpuszczonej w oleju, (vide Ramowa Instrukcja Eksploatacji [3]), a w ślad za tym może nastąpić spadek wytrzymałości elektrycznej oleju tj. jego napięcie przebicia będzie niższe od wymagań zawartych w cytowanej instrukcji.

W związku z powyższym, w zależności od warunków eksploatacyjnych jednostek należących do populacji transformatorów pracujących ok. 20 lat i więcej, można oczekiwać dość dużego rozrzutu stanu zawilgocenia. Potwierdzeniem tego są wyniki badań przedstawione na rysunku 5.13 oraz w rozdziale 6.4. poradnika.

Podkreślić przy tym należy, że najwyższych wartości zawilgocenia (nawet ≥ 5%) należy się spodziewać w jednostkach pracujących prze długi okres czasu (np. 10 lat) w stanie niedociążonym (temperatura oleju ≤ 40$^{O}$C), zaś znacznie niższych wartości w jednostkach pracujących przy dużym średniodobowym obciążeniu.

Wykazany na rys. 5.13., „rozrzut” zawilgocenia, tłumaczy różnicę zdań występującą

w różnych krajach co do celowości hermetyzacji transformatorów. W dyskusji na ten temat, która toczyła się głównie w latach 60-tych ubiegłego wieku, nie brano jednak pod uwagę, że zaistnieje, ekonomicznie uzasadniony trend do przedłużania długości życia transformatorów, znacznie powyżej uprzednio spodziewanego okresu eksploatacji tj. powyżej 25-30 lat. Wiąże się to m.in. z ogólnie obserwowanym spadkiem wykorzystania mocy znamionowej transformatorów zainstalowanych w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych ubiegłego wieku.

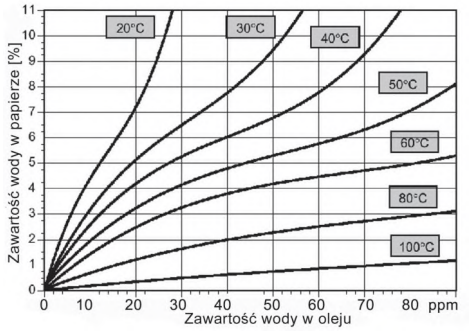



Rys. 5.13. Zestawienie pomiarów stanu zawilgocenia izolacji celulozowej transformatorów o różnym okresie eksploatacji.

Na zakończenie omawiania problemu zawilgacania się transformatorów niehermetyzowanych wskutek penetracji powietrza atmosferycznego, należy podkreślić, że jest to proces bardzo powolny, rozłożony na lata.. Jest on jednakże procesem nieodwracalnym, bo zdeterminowanym przez takie czynniki jak:

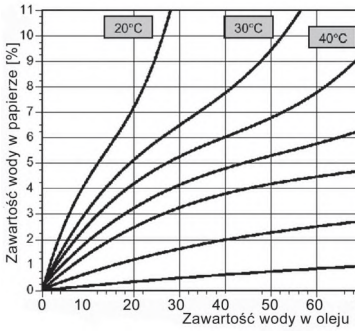
- gradient koncentracji wody, który decyduje o kierunku dyfuzji wilgoci pochodzenia atmosferycznego skierowany jest do wnętrza transformatora,
- chłonność izolacji celulozowej, której cechą m.in. jest to, że na „oddanie" zaabsorbowanej wody potrzebne jest dostarczenie dodatkowego ciepła potrzebnego do pokonania energii wiązań wodorowych; jest to tzw. zjawisko histerezy towarzyszące sorpcji i desorpcji wilgoci z izolacji celulozowej.

Powolność procesu zawilgocenia wywołanego kontaktem oleju z powietrzem, upoważnia do tego, ażeby migrację wody między izolacją celulozową, a olejem, powodowaną doraźnymi zmianami temperatury roboczej transformatora, traktować jako proces, na który nie wywierają wpływu czynniki atmosferyczne. Założenie takie, wychodząc ze stanu równowagi układu „izolacja celulozowa–olej", umożliwia posługiwanie się pomiarami zawartości wody rozpuszczonej w oleju do określenia zawilgocenia izolacji celulozowej (rys. 5.14.) [29].




Rys. 5.14. Charakterystyki stanu równowagi pomiędzy zawartością wody rozpuszczonej w oleju i zawartością wody w izolacji papierowej wg. Oommen'a [3].

Ograniczenie skali zawilgocenia izolacji papierowej objętej charakterystykami Oommen`a w porównaniu do charakterystyk przedstawionych na rysunku 5.11., wynika z zakresu wartości spotykanych w praktyce eksploatacyjnej transformatorów. Wartości te zawierają się w granicach kilku procent, co przy wziętych pod uwagę temperaturach na wykresie odpowiada zmianom zawartości wody rozpuszczonej w oleju (nie wykazującym objawów starzenia tj. o liczbie kwasowej $N_v \leq 0{,}02$ mg KOH/g) w granicach od kilku do kilkudziesięciu ppm wagowych. W przypadku olejów o większej liczbie kwasowej, wskazującej na zaawansowane procesy starzenia, konieczne jest wzięcie pod uwagę wzrost rozpuszczalności wody (rys. 5.15.) [3]. Oznacza to, że tej samej względnej wartości wody rozpuszczonej, liczonej w stosunku do stanu nasycenia, w miarę starzenia się oleju będzie odpowiadać wyższa wartość wody rozpuszczonej, liczona w ppm. Różnice te są na tyle duże, że wymagają uwzględnienia przy posługiwaniu się charakterystykami Oommen'a w wyznaczaniu zawilgocenia izolacji celulozowej.




Rys. 5.15. Wpływ temperatury na rozpuszczalności wody w olejach spełniających normę IEC 296. A – olej dobry, B – olej o liczbie kwasowej $N_v = 0{,}3$ mg KOH/g [9].

### 5.4.2. ASPEKTY PRAWIDŁOWEGO OKREŚLENIA ZAWILGOCENIA IZOLACJI CELULOZOWEJ

W praktyce eksploatacyjnej, zawilgocenie izolacji papierowej określa się na podstawie zmierzonej zawartości wody rozpuszczonej w próbce oleju pobranej na ogół z dolnej części kadzi transformatora i tę wartość odnosi się do temperatury górnej warstwy oleju, jaka panowała w momencie pobierania próbki. Jest oczywiste, że temperatura pobieranej próbki jest znacząco niższa od temperatury panującej w górnej części kadzi, co pozornie nie odpowiada parametrom charakterystyk Oommen`a [31]. Wątpliwości może nasuwać również fakt, że pomiar zawartości wody rozpuszczonej w oleju nie jest dokonywany w warunkach ściśle odpowiadającym warunkom równowagi termodynamicznej, tj. przy wyrównanej temperaturze w całym transformatorze, a w konsekwencji – przy zaniku ruchu konwekcyjnego oleju.

Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że próbki oleju do badań powinno się pobierać przy temperaturach górnej warstwy oleju w kadzi, w zakresie 40 – 60$^{o}$C, co sprowadza się w praktyce do pobierania próbek podczas pracy transformatora.

W rzeczywistości zatem, stan zawilgocenia izolacji celulozowej jest określamy w stanie równowagi dynamicznej transformatora przy czym przez równowagę należy w tym przypadku rozumieć ustalony rozkład temperatury w transformatorze oraz ustaloną wartość koncentracji wody rozpuszczonej w oleju. W takim przypadku temperatura pobieranej próbki, jak to będzie wykazane poniżej, nie wnosi znaczącego błędu.

Posługiwanie się w/w charakterystykami w praktyce eksploatacyjnej można uzasadnić uwzględniając łączny udział dyfuzji i konwekcji w wymianie wody między celulozą i olejem. Z dostateczną dokładnością bowiem można przyjąć, że w przylegających do siebie warstwach oleju i izolacji celulozowej, w niedużej odległości od powierzchni granicznej, panuje jednakowa temperatura. Wysokość tej temperatury decyduje o koncentracji wody w oleju i w izolacji papierowej w stanie równowagi, a w przypadku braku równowagi – o szybkości wymiany między nimi wilgoci. O występującej wymianie decyduje zarówno proces dyfuzji jak i szybkość przepływu oleju znajdującego się w ruchu konwekcyjnym. Im wyższa temperatura, tym większa jest szybkość dyfuzji molekuł wody i tym większa jest szybkość przepływu oleju w ruchu konwekcyjnym. Ruch konwekcyjny powoduje stopniowe wyrównywanie koncentracji wody rozpuszczonej w całej objętości oleju bez względu na temperatury panujące w różnych miejscach transformatora.

Zgodnie z krzywymi Oommen`a [31], w miarę wzrostu temperatury, przy stałej wartości zawilgocenia izolacji celulozowej, rośnie ilość wody rozpuszczonej w oleju (rys. 5.14.). A zatem, o ilości wody w oleju znajdującym się w ruchu konwekcyjnym, decydują warunki równowagi panujące na granicy olej – izolacja celulozowa w obszarze najwyższej temperatury. Tą najwyższą temperaturą panującą na styku: olej – izolacja celulozowa jest w przybliżeniu temperatura górnej warstwy oleju w kadzi transformatora.

Wyrównanie koncentracji wody rozpuszczonej w całej objętości transformatora po zmianie temperatury jego pracy wymaga określonego czasu. Jeśli przebiegowi tego procesu przypisać funkcję wykładniczą to jest oczywiste, że stała czasowa tej funkcji będzie tym mniejsza im wyższa będzie temperatura pracy. Tym bowiem szybszy będzie obieg oleju i tym szybsza będzie dyfuzja molekuł wody uczestniczących w wymianie wilgoci między izolacją celulozową, a olejem. Stała czasowa tego procesu, np. dla 70$^{o}$C, stanowi ok. 0,02 wartości stałej czasowej przy 20$^{o}$C [33]. Dyfuzja ta dotyczy bardzo cienkiej warstwy izolacji celulozowej, jeśli wziąć pod uwagę dysproporcję ilości wody liczonej w gramach z ilością

wody zawartej w izolacji celulozowej. Przykładowo, dla temperatury 60oC oraz zawilgocenia izolacji celulozowej 2%, w 1 $cm^3$ preszpanu jest około 1700 razy więcej wody niż w 1 $cm^3$ oleju. Nie dziwi zatem stosunkowo szybki czas wyrównywania się koncentracji wody rozpuszczonej w oleju przy dobowych zmianach temperatury roboczej transformatora w granicach 40 – 60$^{O}$C.

Główną zaletą opisanej powyżej metody określania zawilgocenia izolacji celulozowej jest jej prostota. Warunkiem koniecznym do uzyskania poprawnego wyniku jest jednak dokonywanie pomiaru w warunkach równowagi dynamicznej pomiędzy koncentracją wody rozpuszczonej w oleju, a wodą zawartą w izolacji celulozowej, przy ustalonej temperaturze pracy transformatora. Należy brać przy tym pod uwagę, że ze względu na udział procesów dyfuzji i konwekcji, czas osiągnięcia stanu równowagi jest uzależniony od temperatury. Czas ten będzie krótszy przy wyższej temperaturze.

Jak już wspomniano, absorpcję i desorpcję wilgoci z izolacji celulozowej cechuje zjawisko histerezy. Podane na rysunku 5.14. charakterystyki Oommen`a odnoszą się do desorpcji wody z izolacji celulozowej. Wskazane jest zatem, ażeby próbkę oleju do badań pobierać z transformatora o ustabilizowanej temperaturze, wyższej od poprzedniego okresu obciążenia.

Nasuwa się pytanie: „czy należy się liczyć z pewnymi rozbieżnościami w wynikach pomiarów wykonywanych metodami elektrycznymi, w tym – opartych na zjawiskach polaryzacji elektrycznej i metody fizyko-chemicznej jaką jest posługiwanie się charakterystykami Oommena”?. Odpowiedź na to pytanie jest twierdząca – tak. Rozkład zawilgocenia izolacji transformatora jest bowiem nierównomierny (por. roz. 6.4.). Posługiwanie się krzywymi Oommena odnosi się do stanu zawilgocenia najgorętszej części uzwojenia. Dokładność tej metody zależy od osiągnięcia kwazi-równowagi termodynamicznej transformatora znajdującego się w ruchu. Metody elektryczne – do stanu równowago statycznej w transformatorze odstawionego z ruchu na czas pomiarów. Pomiary tymi metodami odnoszą się do zawilgocenia całej masy izolacji celulozowej. Tak więc, niewątpliwie obie metody uzupełniają się. Za korzystaniem z metody Oommena przemawia fakt, iż o trwałości układu izolacyjnego transformatora decydują temperatura i zawilgocenie izolacji papierowej w „gorącym punkcie uzwojenia”, a także występowanie tzw. efektu bąblowania tj. gwałtownego odparowywania wody w stanach przeciążeniowych transformatora, prowadzącego do pojawienia się wyładowań niezupełnych. Metody elektryczne, (w tym polaryzacyjne) są natomiast szczególnie przydatne przy kontroli i ocenie procesu suszenia transformatora, a także przy badaniach transformatorów odstawionych z ruchu. Tym niemniej, jak wskazują doświadczenia Energo-Complexu jednoczesne stosowanie obu tych metod do oceny zawilgocenia włączonych do ruchu transformatorów w znaczący sposób poprawia wiarygodność i powtarzalność wyników.

### 5.4.3. INNE PRZYCZYNY OBECNOŚCI WODY W TRANSFORMATORZE

Poza migracją wilgoci opisaną w pkt 5.4.1. występują jeszcze inne przyczyny obecności wody w transformatorze, a mianowicie:

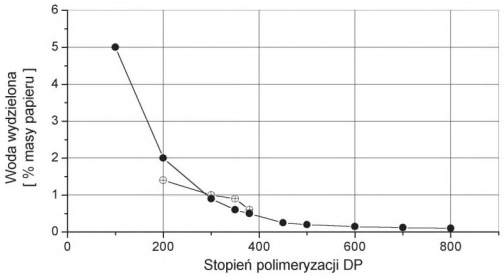
- niedostateczne wysuszenie układu izolacyjnego podczas procesu produkcyjnego,
- dyfuzja wilgoci atmosferycznej w czasie przeglądów wewnętrznych,
- proces starzenia cieplnego izolacji celulozowej,
- proces starzenia cieplnego oleju,
- nieszczelność wodnego układu chłodzącego (stosowanego w dużych jednostkach).

Najczęstszym powodem „niedoskonałości” wysuszenia w cyklu produkcyjnym bywa wtórne zawilgocenie, następujące podczas montażu końcowego transformatora a następnie – niedostateczne jej usunięcie w trakcie próżniowego suszenia końcowego, poprzedzającego „zalanie” transformatora olejem (pod próżnią). Efektywność tego suszenia może bowiem zawieść, jeśli warunki montażu (czas trwania, temperatura i wilgotność otoczenia) spowodują znaczący wzrost zawilgocenia elementów układu izolacyjnego oraz – jeśli podczas końcowego suszenia próżniowego, część aktywna transformatora nie zostanie nagrzana do odpowiedniej temperatury.

Proces suszenia materiałów celulozowych wymaga nie tylko wytworzenia gradientu koncentracji wody między elementem suszonym, a ośrodkiem w którym suszenie przebiega, ale również dostarczenia energii cieplnej, która musi pokonać oddziaływanie wiązań wodorowych zatrzymujących wodę w celulozie. Podkreślić należy, że opisywane przypadki zdarzają się rzadko, a ich wykrycie za pomocą pomiaru zawartości wody rozpuszczonej w oleju jest możliwe.

W przypadku przeglądu wewnętrznego należy mieć na względzie, że dyfuzja pary wodnej z otoczenia do układu izolacyjnego, wprawdzie spowolniona przesyceniem izolacji olejem, w zależności od warunków zewnętrznych i czasu trwania przeglądu, może doprowadzić do znacznego zawilgocenia, określonego izotermami stanu równowagi przedstawionymi na rysunku 5.11.

Ilość wody wydzielającej się podczas procesu starzenia izolacji celulozowej określa zależność przedstawiona na rysunku 5.16. [30,3]. Miarą zestarzenia izolacji jest w tym przypadku wartość stopnia polimeryzacji celulozy DP. Jak wynika z tego wykresu, ilość wydzielanej wody silnie wzrasta dopiero przy znacznym spadku wartości DP. Dlatego, dla dopuszczalnego zakresu wartości DP, spowodowany degradacją celulozy wzrost zawilgocenia izolacji z reguły nie przekracza 2%.




Rys. 5.16. Ilość wody wydzielanej z celulozy podczas procesu starzenia cieplnego

Proces starzenia się oleju, łączy się z tworzeniem tzw. wody związanej tj. wody w stanie rozdrobnienia molekularnego, przy czym molekuły wody pozostają połączone wiązaniami Van-der-Waalsa z polarnymi molekułami produktów rozkładu oleju. Woda związana, jak wskazują doświadczenia, nie wpływa w znaczący sposób na wytrzymałość elektryczną. Daje natomiast pewien przyczynek do wartości wody rozpuszczonej w oleju określanej metodą Karla-Fischera. Biorąc jednak pod uwagę praktycznie stały stosunek wartości rozpuszczalności przy różnych temperaturach w oleju niezestarzonym (o liczbie kwasowej $N_v$ = 0,02 mg KOH/g) i zestarzanym (o liczbie kwasowej $N_v$ = 0,3 mg KOH/g – rys. 5.11),

można uznać, iż w tym zakresie zmian $N_a$ w/w przyczynek wody związanej jest pomijalnie mały; w odwrotnym przypadku bowiem, uwzględniając niezależną od temperatury ilość wody związanej, stosunek ten byłby zmienny. Natomiast w żadnym przypadku, woda pochodząca z rozkładu oleju nie powoduje znaczącego wzrostu zawilgocenia izolacji celulozowej.

Pierwszymi objawami nieszczelności wodnego układu chłodzącego jest zazwyczaj pojawienie się w oleju aglomeratów molekuł wody zwanych klasterami. Molekuły wody mają bowiem szczególną właściwość łączenia się ze sobą (wiązaniami wodorowymi). Klastery nie są widoczne gołym okiem, ale ich obecność powoduje znaczne rozrzuty pomiarów napięcia przebicia i zawartości wody w próbce (tzw. Katherine effect). Następstwem dużych nieszczelności jest pojawienie się kropel. Obecność nieszczelności charakteryzuje to, że w/w zjawiska powtarzają się mimo poddawania oleju procesom uzdatniania.

### 5.4.4. ZAGROŻENIE TRANSFORMATORA WYWOŁANE OBECNOŚCIĄ WODY

Woda w transformatorze występuje w różnych postaciach, a mianowicie:

- zaadsorbowana przez izolacje celulozową,
- wydzielana jako produkt starzenia izolacji celulozowej w oleju,
- w postaci pary (bąbli) wydzielającej się z nagrzanej powierzchni izolacji celulozowej,
- rozpuszczona w oleju,
- w postaci zawiesiny koloidalnej w oleju z chwila przekroczenia stanu nasycenia,
- w postaci tzw. klastrów tj. aglomeratów molekuł wody niewidocznych gołym okiem,
- w postaci kropel,
- w postaci cząstek lodu.

Podkreślić przy tym należy, że stymulatorem wszystkich sytuacji, które mogą obniżyć niezawodność pracy transformatora ze względu na obecność wody jest poziom zawilgocenia izolacji celulozowej. Do bezpośrednich skutków zawilgocenia izolacji celulozowej należy zaliczyć zmiany wytrzymałości elektrycznej tej izolacji, jej właściwości mechanicznych oraz przyspieszenia procesu starzenia cieplnego. Wyniki licznych badań wykazują, że do poziomu zawilgocenia nie przekraczającego 3,5%, wytrzymałość elektryczna izolacji celulozowej praktycznie nie ulega zmianie. Natomiast przy zawilgoceniu rzędu 4,5 % lokalne naprężenie przekraczające 9 kV/mm przy temperaturze powyżej 65$^{O}$C mogą zapoczątkować rozwój wyładowań niezupełnych o dużej intensywności [35, 36, 37].

Wśród starszej generacji transformatorów (przed 1965 r.) nie stwierdzono przypadków przebicia izolacji papierowej transformatorów zawilgoconych do 4,5%. Podkreślić przy tym należy, że wytrzymałość udarowa izolacji celulozowej, w porównaniu do wytrzymałości przy napięciu wolnozmiennym, w znacznie mniejszym stopniu zależy od zawilgocenia; nie ulega ona praktycznie zmianom do poziomu zawilgocenia wynoszącym nawet ok. 7% [37].

Jeśli chodzi o zmiany właściwości mechanicznych izolacji celulozowej ze wzrostem zawilgocenia to brak jest doświadczeń eksploatacyjnych w tym względzie. Hipotetycznie jednak można twierdzić, że wzrasta podatność izolacji uzwojeń (łącznie z izolacyjnymi wstawkami dystansowymi) na odkształcenia plastyczne wywołane siłami zwarciowymi. Pośrednim dowodem na tę hipotezę jest ogólnie przyjętą reguła, że następuje o połowę skrócenie trwałości papieru nawojowego przy dwukrotnym wzroście jego zawilgocenia. Dlatego w celu przedłużenia przewidywanego okres eksploatacji transformatorów do 50-

-ciu lat, należałoby je poddać suszeniu. Uwaga ta w szczególności wielu transformatorów pracujących w systemie otwartym.

Proces odparowywania wilgoci z powierzchni izolacji celulozowej przy temperaturze przekraczającej 100$^{O}$C był prześledzony m in. przez T. Oommena [38]. Wyniki tych badań wykazały, iż w przypadku izolacji, której zawilgocenie przekracza 2% odparowywaniu wilgoci towarzyszy tworzenie się bąbli przy temperaturach przekraczających 140$^{O}$C. Natomiast dla zawilgocenia nie przekraczającego 0,5% nie stwierdzono występowania bąbli w zakresie temperatury niższej od 180$^{O}$C. Na możliwość tworzenia się bąbli pary wodnej przy wysokiej temperaturze towarzyszącej stanom przeciążeniowym transformatora i wynikających z tego powodu zagrożeń, zwraca uwagę standard IEC 60354 [39].

W zależności od mocy transformatora norma ta ogranicza maksymalną temperaturę punktu gorącego uzwojeń przy długotrwałych awaryjnych obciążeniach cyklicznych większych niż znamionowe (tabl.5.9.). Autorzy stwierdzili doświadczalnie, że w transformatorach rozdzielczych o napięciu 30 kV bąblowaniu gazów nie towarzyszy występowanie wyładowań niezupełnych.

Tablica 5.9. Najwyższa dopuszczalna temperatura punktu gorącego dla awaryjnych obciążeń cyklicznych

| Transformatory: | Długotrwałe awaryjne obciążenie cykliczne |
|---|---|
| rozdzielcze | 150$^{O}$C |
| średniej mocy | 140$^{O}$C |
| dużej mocy | 120$^{O}$C |

Jeśli chodzi o kondensację wody rozpuszczonej w oleju to świadectwem jej występowania w eksploatowanych transformatorach są częste przypadki wykrywania obecności kropel na dnie kadzi. Mimo oczywistego w takich przypadkach pojawiania się emulsji wodnej w pierwszej fazie kondensacji, której towarzyszy znany ogólnie efekt obniżenia wytrzymałości elektrycznej oleju, doświadczenia eksploatacyjne nie wskazują na awarie wywołane tym zjawiskiem. Tłumaczyć to można tym, że kondensacja wody w obciążonym transformatorze zachodzi głownie na skutek nagłego schłodzenia powierzchni radiatorów; wykroplona woda spływa na dno kadzi, Praktyka wykazuje, iż obecności wody na dnie kadzi nie towarzyszy na ogół zmętnienie oleju, a zatem – kondensacja wody rozpuszczonej w oleju nie obejmuje całej masy oleju. Mimo obecności kropel, pomiary metodą Karla-Fishera nie wykazują na ogół znacznej ilości wody rozpuszczonej w oleju, pomiarom tym towarzyszy jednakże większy rozrzut, który powinien być brany pod uwagę. Obecność wody na dnie kadzi stwarza niewątpliwe zagrożenie w niskiej temperaturze powodującej zamianę kropel na kryształki lodu. W przypadku uruchamiania transformatora z zimnej rezerwy, kryształki lodu, jako lżejsze od oleju, uczestniczą w jego ruchu konwekcyjnym. Zmieniając się w krople wody w górnej części uzwojenia, mogą stać się przyczyną zainicjowania przebicia kanału olejowego, a w następstwie – przebicia całego układu izolacyjnego.

Częstszym przypadkiem jest występowanie klastrów molekuł wody, niewidocznych, jak już wspomniano, gołym okiem. Ich obecność w próbce oleju objawia się znacznym rozrzutem zarówno ilości wody mierzonej metodą Karla-Fishera jak i napięcia przebicia. Obydwa przypadki wyjaśnić można w sposób następujący: jeśli w silnie nagrzanym oleju

wystąpi znaczna ilość rozpuszczonej wody, pochodzącej z zawilgoconej izolacji celulozowej, to wówczas, przy intensywnym chłodzeniu radiatorów spowodowanym np. opadami deszczu ze śniegiem, może wystąpić lokalna (np. przy ścianach radiatora) kondensacja wody w postaci klastrów (Katherine effect) lub kropel. Klastry, jako twory o bardzo małych rozmiarach, uczestniczą w obiegu oleju, krople – będąc cięższe od oleju, opadają na dno.

O wartości napięcia przebicia czystego oleju decyduje zawartość wody rozpuszczonej w oleju, liczona w procentach stanu nasycenia przy danej temperaturze T. Jak już wspomniano (rys. 5.14) rozpuszczalność wody w oleju silnie wzrasta ze wzrostem temperatury. W praktyce oznacza to, że jeśli próbkę oleju pobrano z nagrzanego transformatora, a pomiary napięcia przebicia wykonano przy 20$^{O}$C, to na skutek podwyższenia względnej wartości wody rozpuszczonej, mierzone napięcie przebicia oleju wypadnie niższe aniżeli przy temperaturze przy jakiej pobierano próbkę. Z tego względu, nie zaleca się pobierać próbki do badań napięcia przebicia przy temperaturze górnej warstwy oleju przekraczającej 60$^{O}$C.

Krytycznym momentem dla układu izolacyjnego jest natomiast wystąpienie kondensacji wody rozpuszczonej w oleju, wytrzymałość elektryczna układu staje się wówczas nie określona.

### 5.4.5. STARZENIE OLEJU

Postęp w konstrukcji transformatorów objawia się m.in. coraz bardziej oszczędnym stosowaniem materiałów, w tym również oleju. Tym samym, wzrasta wrażliwość układu izolacyjnego na zmiany właściwości tego komponentu, tak pod względem wytrzymałości elektrycznej jak i właściwości odprowadzania ciepła.

Najgroźniejszym skutkiem zestarzenia oleju jest wytrącanie się osadu. W pierwszej fazie starzenia- jest to osad rozpuszczalny, a w następnej nierozpuszczalny. Związki tworzące osad są silnie polarne. Ta właściwość powoduje, że cząstki osadu są wciągane w obszary dużego natężenia pola, osadzają się zatem przede wszystkim na powierzchni uzwojenia. Wskutek tego warunki chłodzenia uzwojenia stopniowo ulegają pogorszeniu. Pokrywanie uzwojenia osadem powoduje, ze ślady jego pojawiania się w pobieranej próbce oleju pojawiają się znacznie później od rzeczywistego momentu wystąpienia tego zjawiska. Pośrednim wskaźnikiem sygnalizującym groźbę wytrącania się osadu jest przede wszystkim wartość liczby kwasowej oleju Na. Jednak, jak dotąd, nie ustalono jednoznacznej wartości liczby kwasowej, która wskazywałaby wytworzenie się osadu. Dlatego przyjmuje się obecnie, że zagrożenie wytrąceniem się osadu występuje w przedziale wartości Na $\approx 0{,}1 \div 0{,}15$ mg KOH/g. Dodatkowym wskaźnikiem, stosowanym przez różne laboratoria jest ponadto pomiar napięcia powierzchniowego oleju, a także, pośrednio, wartości tgδ oleju i tgδ układu izolacyjnego. Ważnym stwierdzeniem jest fakt, że starzenie nie objawia się spadkiem wytrzymałości elektrycznej oleju. Natomiast z chwilą przekroczenia Na = 0,1, kwaśne produkty rozkładu oleju powodują przyśpieszenie procesu starzenia izolacji celulozowej.

### 5.4.6. ZALECENIA DOTYCZĄCE WARTOŚCI GRANICZNYCH POZIOMÓW ZAWILGOCENIA IZOLACJI CELULOZOWEJ ORAZ ZESTARZENIA OLEJU

Biorąc pod uwagę powyżej omówione zagrożenia wynikające z zawilgocenia izolacji celulozowej i zestarzenia oleju można sformułować następujące wartości graniczne, któ-

rych spełnienie stanowiłoby gwarancję znacznego przedłużenia okresu eksploatacji transformatora:

a) poziom zawilgocenia izolacji celulozowej transformatorów przewidzianych do pracy w warunkach przeciążeniowych i/lub odstawianych do zimnej rezerwy – nie powinien przekraczać 2%. Przed odstawieniem do rezerwy należy upewnić się o braku obecności kropel wody na dnie kadzi (wizualna kontrola i pomiar napięcia przebicia próbki oleju po ostygnięciu danej jednostki
b) poziom zawilgocenia izolacji celulozowej jednostek pracujących w sposób ciągły (bez odstawiania do zimnej rezerwy) i nie narażanych na przeciążenia, nie powinien przekraczać 3,5%.
c) liczba kwasowa oleju Na nie powinna przekraczać wartości 0,15.

Wg charakterystyk Oommana powyższe zalecenia łączą się z ograniczeniami zawartości wody rozpuszczonej w oleju o liczbie kwasowej Na do następujących wartości:

– w przypadku p. a – 8 ppm przy 40$^{O}$C co odpowiada ok. 20 ppm przy 60$^{O}$C,
– w przypadku p. b) – 20 ppm przy 40$^{O}$C co odpowiada ok. 60 ppm przy 60$^{O}$C, co stanowi ok. 15% stanu nasycenia oleju wodą rozpuszczoną.

Zaostrzenie wymagań do 20 ppm przy 60$^{O}$C minimalizuje prawdopodobieństwo wykroplenia wody z oleju, ponieważ wartość ta leży poniżej stanu nasycenia przy temperaturze 0oC. Natomiast temperatura górnej warstwy oleju, w większości pracujących jednostek, nie przekracza na ogół 60oC, zwłaszcza przy niskiej temperaturze otoczenia. Jednak kondensacja wody może wystąpić w przypadku koincydencji takich zdarzeń jak przeciążenie i nagłe schłodzenie powierzchni radiatorów. Z tego względu, w przypadku odstawiania transformatorów do zimnej rezerwy, konieczne jest stwierdzenie, przed ponownym włączeniem do ruchu, że na dnie kadzi nie występują krople wody. Przy zawilgoceniu izolacji celulozowej wynoszącym 2% temperatura zjawiska „bąblowania" pojawia się przy 140$^{O}$C. Jeśli dopuścić stan zawilgocenia izolacji celulozowej wynoszący 3,5%, to wprawdzie nie wpływa ono w znaczący sposób na obniżenie wytrzymałości elektrycznej izolacji, ale niewątpliwie przyśpiesza proces jej starzenia. Łączy się to ponadto z wystąpieniem zawilgocenia oleju wynoszącym 65 ppm przy temperaturze 60$^{O}$C.

Taka zawartość wody w oleju stanowi 22% stanu nasycenia i z kolei powoduje 12-procentowe obniżenie wytrzymałości elektrycznej oleju. Jednak, jak wykazuje doświadczenie, taki spadek, nie zagraża praktycznie spełnieniu wymagań eksploatacyjnych.

## 5.5. HERMETYZACJA TRANSFORMATORA JAKO ŚRODEK NA PRZEDŁUŻENIE OKRESU JEGO EKSPLOATACJI

Hermetyzacja transformatora niesie ze sobą następujące zalety:

– ograniczenie dostępu powietrza przez bardzo długi okres czasu zapewniając utrzymanie zawilgocenia izolacji celulozowej na poziomie ≤ 2%,
– powoduje znaczne spowolnienie procesu starzenia oleju; eliminując praktycznie zagrożenie spowodowane wytrącaniem się osadu,
– znacznie przedłuża okres eksploatacji transformatora, zmniejszając jednocześnie liczność zabiegów konserwacyjnych.

## 5.6. BADANIA FIZYKOCHEMICZNE OLEJU

Podstawę badań fizykochemicznych oleju stanowi norma IEC 60422:2005 [40]. Na jej podstawie rozróżnia się, z punktu widzenia zasadności wykonywania w warunkach eksploatacji transformatorów, 3 grupy badań o różnej randze:

**Grupa I** – Badania rutynowe. Obejmują one wielkości stanowiące podstawowe wskaźniki zmian jakości oleju, jakie występują w warunkach eksploatacji.

**Grupa II** – Badania uzupełniające. Wykonywane w przypadku potrzeby uzupełnienia zakresu informacji uzyskanych w grupie (np. negatywnego wyniku jednego z pomiarów).

**Grupa III** – Badania dodatkowe. Wykonywane okazjonalnie ze względu na brak lub znikomą zależność ze zjawiskami zachodzącymi w transformatorze w eksploatacji.

**Tablica 5.10.** Klasyfikacja właściwości oleju ze względu na ważność dla eksploatacji transformatora

| Lp. | Właściwość |
|---|---|
| Grupa I | |
| 1 | Kolor i klarowność |
| 2 | Napięcie przebicia |
| 3 | Zawartość wody |
| 4 | Kwasowość |
| 5 | Współczynnik strat dielektrycznych lub rezystywność |
| 6 | Zawartość inhibitora ***/ |
| Grupa II | |
| 7 | Obecność osadów |
| 8 | Napięcie powierzchniowe*/ |
| 9 | Obecność cząstek stałych (liczba) |
| | Grupa III |
| 10 | Stabilność oksydacyjna */ |
| 11 | Punkt zapłonu **/ |
| 12 | Kompatybilność **/ |
| 13 | Punkt krzepnięcia **/ |
| 14 | Gęstość **/ |
| 15 | Lepkość **/ |
| 16 | Zawartość dwufenyli (PCB) |
| 17 | Zawartość wolnej siarki */ |
| */ Pomiar niezbędny jedynie w szczególnych okolicznościach<br>**/ Pomiar wykonywany jedynie przy ocenie typu oleju<br>***/ Pomiar wykonywany w oleju inhibitowanym | |

**Uwaga:**

**Zanieczyszczenie oleju dwufenylami chlorowanymi (PCB); uznaje się za niedopuszczalne ze względów ekologicznych.**

Obecnie wymagane jest, aby olej mineralny, transformatorowy zarówno w stanie dostawy jak i po napełnieniu kadzi transformatora nie zawierał PCB. (tj. jego ilości zawierały

się poniżej poziomu wykrywalności wg normy PN-EN 12766-1(U)) [41]. Dlatego Klient odbierający transformator zalany olejem mineralnym powinien domagać aby w certyfikacie dotyczącym oleju występowało stwierdzenie braku obecności PCB. Zakres kontroli oleju na obecność PCB w transformatorach pracujących, jak dotychczas, regulują przepisy lokalne. W Polce obowiązuje w tym zakresie norma PN-C-96050;1999 „Przetwory naftowe. Oleje przepracowane". Wg powyższej normy za oleje przepracowane przyjmuje się oleje pochodzenia naftowego lub estrowego, które w czasie stosowania utraciły swoje właściwości użytkowe i nie mogą być dłużej stosowane w zakresie, do którego były pierwotnie przeznaczone. Dopuszczalna zawartość PCB w olejach przepracowanych nie może przekraczać 25 ppm.

## 5.7. LITERATURA


[1] IEC 60599 Standard:" Mineral Oil-impregnated Electrical Equipment in Sernice. Giude to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis", Second Edition 1999-03

[2] ANSI/IEEE.C57.104-1991, „Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers"

[3] Ramowa Instrukcja Eksploatacji transformatorów, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2001

[4] Fallou B.,"Synthesis of work carried out at LCIE on paper degradation", Rev. Gen. Electr. 1970,

[5] "Condition and Life Assessment on Power Transformers",Siemens, Niemcy

[6] "Interpretation of dissolved gas analysis in oil-filled transformers"National Grid Company, Wielka Brytania

[7] "Interpretation of dissolved gas analysis in iol-filled transformers", Laboratory LABORELEC, belgia

[8] Griffin Paul.J.,"Criteria for the Interpretation of data for Dissolved Gases in Oil from transformers",Doble Engineering, Co, USA

[9] "Life management Techniques for Power Transformers", Publ. 227 CIGRE, June, 2003

[10] Okubo H. et.al.,"Electrical Insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil-Immersed Power Transformers", Proc. Of the 13th Intern. Conf. of Diagnostic Liquids (ICDL), Japan,1999

[11] Unsworth J.a. Mitchell F., "Degradation of Electrical Insulation Paper Monitored using High Performance Liquid Chromatography", ICPADM, 1988

[12] Yeshida H.,Ishioka Y., Suzuki T.,Yanari T.,Teraniski T., „Degradation of Insulating Materiale of Transformers", IEEE Trans. On Electr. Insul., ,Nr.6,1987

[13] Ali M., Eley C. „Measuring and Undestanding the Ageing of Krat Insulatring Paper In Power Transformers", IEEE Electr. Insul. Magazine, 1996

[14] Lawson W.G.,Simoms M.A.,Gale P.H., "Thermal Ageing of Cellulose Paper Insulation", IEEE Trans.EI-12, nr1, 1977

[15] Finnan E.,Griffin P.,J.,Matamos A.,Ciendua Diaz M.,P. „A report on the assesment of insulation ageing and condition by means of laboratory oil tests", Proc. Of the Sixty--Fourth Intern. Conf. Of Doble Clients, USA,1997

[16] Hisao Kan, Teruo Miyamoto, Yoshikiro Makino,Sadao Samba, Tokaski Hura,"Absorp-

tion of CO2 and CO Gases 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
[17] Chendong X. "Monitoring Paper Insulation Aging by Measuring Furfural Contents in Oil", 7th Intern. Symp. On High Voltage Engineering, Austria, 1991
[18] Shroff D.H. and Stannett A.W., „Review of paper ageing in power transformers", IEE Proc. C.1985, 132 (6)
[19] Suzuki Tosshio, "Investigation on Furfural in Japan", CIGRE SC15 WG01, Passau Meeting 1995
[20] "Furanic Compounds Analysis: A Tool of oil-filled Electrical Equipments", CIGRE TF15.0103. 1997
[21] Breen G., "Essential Requirements to Maintain Transformers in Service", CIGRE,1992 Session, 12-103, 1992
[22] Aderson R. A. Heinonen B., "Experiences of Furfuralaldehyde Analysis Condition Monitoring of Power transformers", Nord-IS, Finland, 1991
[23] Nejedly J.,Nevesely G., "Evaluation on the extent of ageing of paper in oil-immersed power transformers", CIGRE,Session 2004 , D1-302, 2004
[24] Shrinet V.,Patel M.J a. Ramamoorty M., "Role of Furan and DP analysis for refurbishment of power transformer; few case studies", CIGRE, Session 2000, 12/33-09, 2000
[25] Allan D.M. and Jones C. F.,"Thermal-Oxidative stability and Oil-paper Partition Coefficients of selected Model Furan Compounds at Practical Temperatures, Hinth Intern. Symp. on High Voltage Eng. Graz, 1995
[26] Emsley A.M.,Stevens G.C., "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers", IEE Proc-Sci. Meas. Technol., vol. 141,Nr.5,1994
[27] Emsley A.M.,Xiao X.,Heywood r.,J. and Ali M, "Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 2. formation of furan products in insulating oil", IEE Proc.Sci. Meas.Technol., Vol 147,No3,May 2000
[28] Atkins P.W.,: „Chemia Fizyczna", wyd. PWN, Warszawa, 2001
[29] DuY.,M.Zahn, B.C.Lesieutre, A.V.Mamishev and S.R.Lindgren: Moisture Equilibrium in Transformer Paper – Oil Systems, DEIS Feature Article,1999 – vol 15, No 1.
[30] Fabre J. and .Pichon A.,: "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", 1960 Intern. Conf. on Large High Voltage Electric System (CIGRE), France, 1960
[31] Oommen: T.Y.,"Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice", IEEE Trans. On Power App. A. Systems, vol.PAS – 103,No 10, 1984
[32] IEC 422 Standard: Supervision and Maintenance Guide for Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment, 1989-04.
[33] Griffin P.J a.Lewand,L.R.,,A Practical Guide for Evaluating the Condition of Cellulosic Insulation in transformers", proc. Of Sixty-second Annual Intern. Conf. Of Doble Clients, 1995, Sec. 5- 6.1.
[34] Słowikowski J. Dybowski L., "Możliwości wyeliminowania badań okresowych hermetyzowanych transformatorów rozdzielczych", Sem. nt. „Badań Diagnostycznych transformatorów', Jaszowiec, 1975 .
[35] Kogan P.K., Proc. IEE, 110, 1963

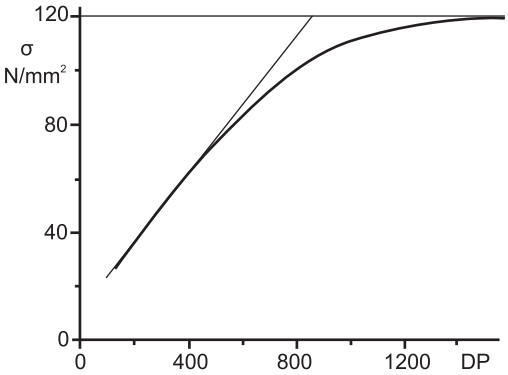
[36] Rushall R. T., Proc. IIEE, 100, Pt IIA,1953
[37] Stannett A. W., “Problems of Water in Power Transformers”, Electrical Times, March, 1965
[38] Oommen T.V., et al., Bubble Generation in Transformer Windings Under Overload Conditions”, Proc. Of the Sixty-Second Annual Intern. Conf. Of Doble Clients, 1995
[39] PN-IEC 60354: 1999, „Przewodnik obciążania transformatorów olejowych”,
[40] IIEC 60422:2005 „Mineral Insulating oils in electrical equipment – Supervition ad maintenance guidance”.
[41] P-EN 12766-1 2002 (U) przetwory naftowe. Oleje przepracowane. Oznaczanie polichlorobifenyli (PCB) i produktów podobnych

# 6. ZAAWANSOWANA DIAGNOSTYKA TRANSFORMATORÓW

## 6.1. POMIARY ODKSZTAŁCEŃ UZWOJEŃ (FRA)

### 6.1.1. PRZYCZYNY ODKSZTAŁCANIA UZWOJEŃ

Wytwarzanie izolacji transformatorowej wymaga m.in. prasowania uzwojeń w celu zwiększenia wytrzymałości mechanicznej całego układu izolacyjnego na działanie sił dynamicznych w czasie przepływu prądów zwarciowych [1]. Odpowiednią wytrzymałość mechaniczną układu zapewnia się na drodze osiowego sprasowania cewek szczękami dociskowymi. Dobierając wartość siły docisku zakłada się przy tym, że stosowany preszpan lub papier posiada odpowiednią wytrzymałość mechaniczną, czyli odpowiedni stopień polimeryzacji. Bowiem właściwości mechaniczne celulozy są ściśle skorelowane ze średnią długością włókien, której miarą jest stopień polimeryzacji (*degree of polimerization* – DP) (rys. 6.1).




Rys. 6. 1. Zależność wytrzymałości na zrywanie celulozy σ, od stopnia polimeryzacji DP [2]

Jednak po dłuższej eksploatacji izolacji w podwyższonej temperaturze, wskutek termicznego starzenia, następuje skracanie włókien oraz kruszenie papieru i preszpanu. W rezultacie izolacja papierowa traci elastyczność, co powoduje zanik wstępnego naprężenia uzwojenia. Wówczas towarzyszące prądowi zwarciowemu siły dynamiczne mogą przesunąć lub odkształcić cewki i zmniejszyć przerwy olejowe pomiędzy nimi, co bezpośrednio powoduje zmniejszenie wytrzymałości elektrycznej układu. Dodatkowym czynnikiem obniżającym tę wytrzymałość jest skracanie włókien oraz zanieczyszczanie oleju przez wymyte cząsteczki celulozy (tzw. mechanizm mostkowy). Procesy te powodują, że kolejne

przepięcie atmosferyczne bądź łączeniowe może spowodować przebicie osłabionej izolacji i awarię transformatora w ruchu.

Siła prasująca powinna być co najmniej równa najwyższej, spodziewanej podczas zwarcia sile dynamicznej. W przeciwnym razie, podczas przepływu prądu zwarciowego, zanika wstępne naprężenie i w krytycznym momencie uzwojenie traci sztywność. Jednak nadmierne, wstępne sprasowanie uzwojeń może spowodować uszkodzenie izolacji przewodu nawojowego albo nawet układu izolacyjnego uzwojenia. Natomiast zmniejszenie siły prasującej oznacza luźne uzwojenie, podatne na uszkodzenie przez siły dynamiczne od prądu zwarcia. Tak więc parametry prasowania wstępnego powinny być ściśle skorelowane ze spodziewanymi siłami dynamicznymi. Stąd obliczenia sił dynamicznych wywołanych prądem zwarcia stanowią istotną część przeglądu konstrukcji transformatora, ponieważ próby zwarciowe są wykonywane bardzo rzadko i tylko w specjalnych przypadkach [3]. Podczas takiego przeglądu przyjmuje się, że użyta w nowym transformatorze siła prasująca w istotny sposób nie zmienia się w ciągu jego życia technicznego.

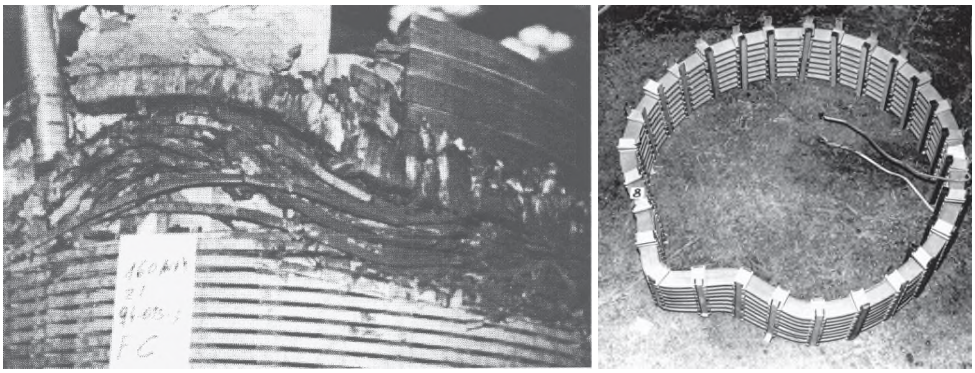
Sprasowanie uzwojenia zależy od zawartości wilgoci w celulozie i od temperatury, a siła prasująca może odbiegać znacząco od wartości założonej przez konstruktora nawet w nowym transformatorze [1]. Producent powinien znać wpływ poszczególnych parametrów procesu technologicznego produkcji transformatora 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 warunkach eksploatacyjnych rzeczywista siłą prasująca może różnić się o więcej niż 10% od założonej przez konstruktora wartości i rosnąć wraz z temperaturą, a więc przy obciążeniu transformatora.

Wstępne naprężenie konstrukcji izolacji zmniejsza się w ciągu pierwszych dni pracy transformatora na skutek odkształceń plastycznych. W czasie eksploatacji występują dwa konkurencyjne mechanizmy zmieniające stopień sprasowania. Z jednej strony 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.

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, natomiast szczególnie podatnymi na deformację są uzwojenia wyrównawcze. Są to uzwojenia o znacznie mniejszej mocy w porównaniu do uzwojeń głównych i dlatego przeważnie nawinięte przewodem o mniejszym przekroju i o mniejszej sztywności. W konsekwencji, prąd indukowany w połączonym w trójkąt uzwojeniu wyrównawczym przez jednofazowe zwarcie w sieci może spowodować znaczną jego deformację lub zniszczenie.



Rys. 6.2. Przykład poosiowego i promieniowego odkształcenia cewek na skutek działania sił dynamicznych od prądu zwarcia [4].

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.

### 6.1.2. METODY POMIARU ODPOWIEDZI UZWOJEŃ ORAZ PODSTAWY IDENTYFIKACJI ODKSZTAŁCEŃ

Przedsiębiorstwa eksploatujące wielkie transformatory o strategicznym znaczeniu dla niezawodności systemu przesyłowego powinny okresowo przeprowadzać badania mające na celu wczesne wykrycie odkształceń uzwojeń.

Najczęściej do tego celu stosowana jest metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia (*Frequency Response Analysis* – FRA) [5]. Polega ona na tym, że napięcie probiercze o częstotliwości zmieniającej się od kilkudziesięciu herców do kilku megaherców jest doprowadzane do przepustu a odpowiedź uzwojenia jest rejestrowana przy jego krańcu neutralnym, bądź na przepuście drugiego uzwojenia tej samej fazy. Do analizy używana jest t.zw. funkcja przenoszenia jako iloraz częstotliwościowego widma prądu zarejestrowanego na krańcu neutralnym uzwojenia oraz widma napięcia przyłożonego do zacisku wysokiego napięcia. Funkcję tę, można również wyznaczyć pomiędzy uzwojeniem pierwotnym i wtórnym tej samej fazy lub w innym, dowolnym układzie połączeń transformatora.

Kształt funkcji przenoszenia składa się z szeregu lokalnych ekstremów występujących przy częstotliwości drgań własnych, spowodowanych rezonansem szeregowym pomiędzy pojemnością doziemną oraz pojemnością pomiędzy cewkami uzwojenia a indukcyjnością rozproszenia uzwojenia. Różne typy uzwojeń, np. warstwowe, wywrotkowe oraz wywrotkowe z przepleceniami, posiadają odmienny rodzaj funkcji przenoszenia. Jednakże każde uzwojenie charakteryzuje się własną funkcją przenoszenia, którą można traktować jako „odcisk palca”, tj. unikalną identyfikację odpowiadającą wymiarom geometrycznym tego właśnie uzwojenia [6, 7].

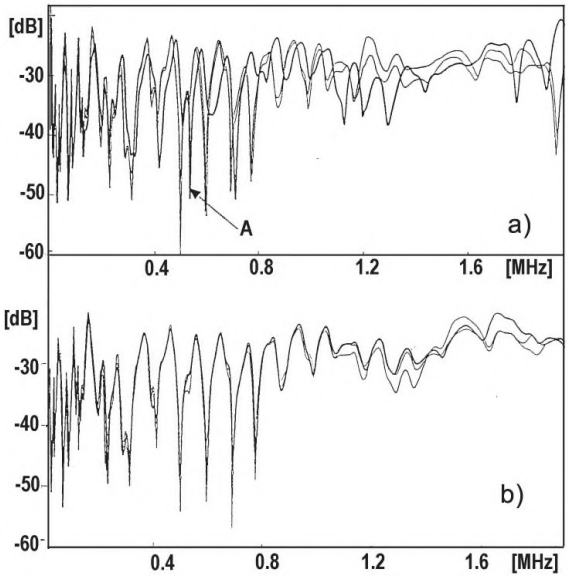
Zmiana geometrii uzwojenia spowodowana przesunięciem lub odkształceniem cewek bądź zwojów powoduje lokalną zmianę pojemności i indukcyjności rozproszenia uzwojenia a w konsekwencji zmianę charakterystycznych częstotliwości rezonansowych obwodu. jego funkcji przenoszenia. Dlatego porównanie odpowiedzi uzwojenia zarejestrowanych w określonych odstępach czasu, n.p. co rok, pozwala na wykrycie spowodowanych przez odkształcenia różnić w poszczególnych częstotliwościach rezonansowych [8, 9, 10, 11]. W praktyce pomiarowej często występuje brak rejestracji wykonanej przed odkształceniem, ponieważ w przeszłości pomiar funkcji przenoszenia nie był wymagany podczas prób odbiorczych nowego transformatora. W takiej sytuacji 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.

Pomiary FRA powinny być wykonywane 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.

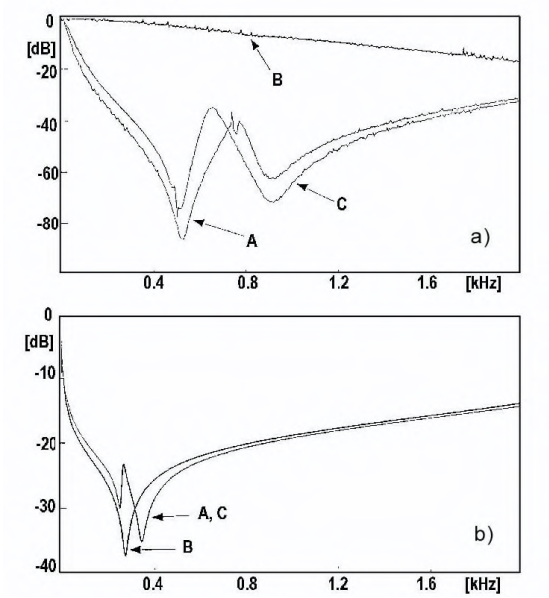
Przykład rejestracji funkcji przenoszenia w transformatorze 400/132 kV, 240 MVA z uszkodzonym, wskutek wyładowania piorunowego, uzwojeniem nn pokazano na rysunku 6.3. Funkcja przenoszenia uszkodzonego uzwojenia w fazie A, pokazana na rysunku 6.3.a., wykazuje istotne różnice w odniesieniu do fazy B i 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. Dodatkowo wykonany pomiar indukcyjności rozproszenia wykazał 5% do 8% zwiększenie indukcyjności w fazie A w odniesieniu do pozostałych faz. Natomiast nie stwierdzono istotnych różnic podczas pomiaru prądu magnesowania ani zmian pojemności uszkodzonego uzwojenia. Wykonana inspekcja wykazała znaczną deformację oraz wypchnięcie klocków wsporczych u dołu uzwojenia niskiego napięcia w fazie A.

Dla porównania, na rysunku 6.3.b. pokazano 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 maja one wpływu na częstotliwość tych rezonansów.

Wpływ zwarcia zwojowego na funkcję przenoszenia zilustrowano na rysunku 6.4. W tym przypadku spowodowane zwartym zwojem w fazie B były najbardziej widoczne w niższym zakresie częstotliwości rozciągającym się do kilku kHz, (rys. 6.4.a)




Rys. 6.3. Funkcje przenoszenia transformatora 400/132 kV. Transformator z uszkodzonym uzwojeniem niskiego napięcia w fazie A, (a). Transformator bez uszkodzeń (b) [12]



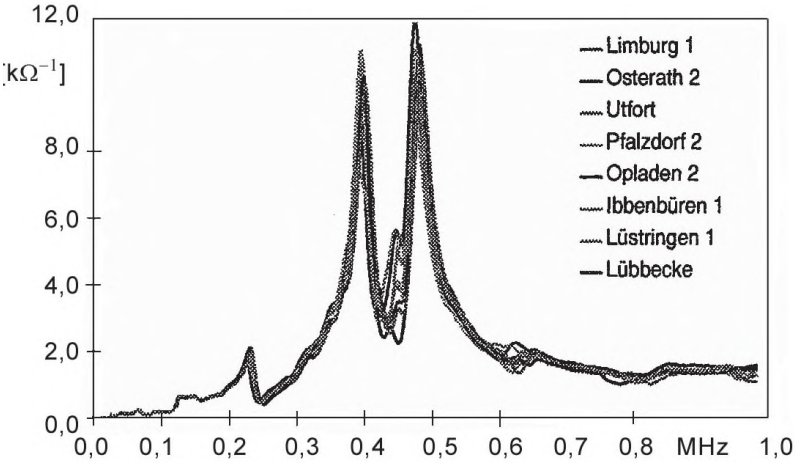

Rys. 6.4. Funkcje przenoszenia transformatora ze zwartym zwojem w fazie B (a) oraz transformatora nieuszkodzonego (b)[12]

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 wyraźne różnice między uzwojeniami w fazie A i C, na rysunku 6.4.b. pokazano funkcje przenoszenia uzwojeń takiego samego, nieuszkodzonego transformatora we wszystkich trzech fazach. Indukcyjność rdzenia magnetycznego determinuje przebieg funkcji przenoszenia w przedziale częstotliwości do około 2 kHz ponieważ pojemność doziemna i indukcyjność uzwojenia tworzą równoległy obwód rezonansowy, którego admitancja przechodzi przez minmum 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. Dlatego niejednakowy resztkowy strumień w rdzeniu może spowodować pewne różnice pomiędzy funkcjami przenoszenia uzwojeń w skrajnych fazach.

Inną sposobem wyznaczenia funkcji rozproszenia jest pomiar charakterystyki czasowej prądu w punkcie neutralnym N po przyłożeniu do przepustu WN udaru niskonapięciowego (metoda LVI – *Low Voltage Impulse*). Została ona opracowana w latach 60-tych ub. wieku przez polskich inżynierów: Lecha i Tymińskiego i polegała na przykładaniu niskonapięciowych powtarzalnych impulsów do zacisku wejściowego uzwojenia i rejestracji odpowiedzi uzwojenia (na uzwojeniu wtórnym bądź na w punkcie neutralnym) analogowym oscyloskopem [13].

Wprowadzenie szybkich rejestratorów cyfrowych znakomicie usprawniło metodę LVI i pozwoliło na obliczanie z zarejestrowanych przebiegów czasowych funkcji przenoszenia uzwojenia przy pomocy algorytmu szybkiej transformaty Fourier'a (FFT – *fast Fourier transform*). Generator impulsów jest podłączony do wierzchołka przepustu WN, a napięcie wejściowe uzwojenia jest rejestrowane na odczepie pojemnościowym przepustu, natomiast prąd w punkcie neutralnym jest mierzony cewką Rogowskiego. Zastosowanie takiej konfiguracji pozwoliło zredukować wpływ układu pomiarowego na przebieg funkcji przenoszenia uzwojenia oraz wyeliminować wpływ przewodów łączących.

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 [7, 8]. Metoda LVI nie wymaga natomiast zakupu kosztownego analizatora obwodów i może być zastosowana przy użyciu generatorów impulsów prostokątnych o dużej stromości narastania oraz oscyloskopu cyfrowego o rozdzielczości rzędu 12 bitów oraz częstotliwości próbkowania ok. 10 MHz [6].

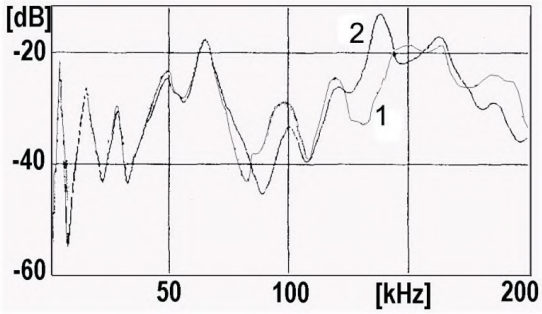



Rys. 6.5. Funkcja przenoszenia zarejestrowana na kilku transformatorach 200 MVA tego samego typu produkowanych w różnych okresach [14]

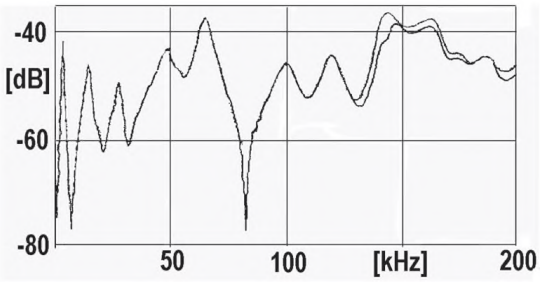
Przykłady rejestracji funkcji w ośmiu transformatorów dużej mocy z zastosowaniem metody LVI pokazano na rysunku 6.5. Były one wykonane w celu oceny stanu uzwojeń po wieloletniej eksploatacji. Ewentualne różnice pomiędzy funkcjami przenoszenia świadczyłyby o przesunięciach uzwojeń, natomiast ich brak o odporności transformatorów na działanie sił dynamicznych podczas zwarć w sieci. Co prawda wyznaczone charakterystyki nie były identyczne ale, co najważniejsze, częstotliwości rezonansowe uzwojeń nie uległy zmianie. Różne są tylko tłumienia niektórych rezonansów własnych. Powyższy przykład dowodzi, że funkcje przenoszenia transformatorów tego samego typu pochodzących z tej samej wytwórni są prawie identyczne, a odstępstwa wynikają z jedynie z niewielkich zmian w geometrii uzwojeń. Co więcej, stosowanie takiego podejścia umożliwia ocenę stanu uzwojeń bez konieczności odniesienia się do pomiarów nowego transformatora.

Kierując się tymi przesłankami niektóre przedsiębiorstwa energetyczne (np. ESB w Irlandii) wprowadziły już zasadę okresowych i poawaryjnych pomiarów funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów jako istotny punkt programu badań [15]. Oprócz funkcji przenoszenia, program taki zawiera pomiar pojemności i indukcyjności uzwojenia, prądu magnesującego, oporności uzwojenia oraz przekładni transformatora.

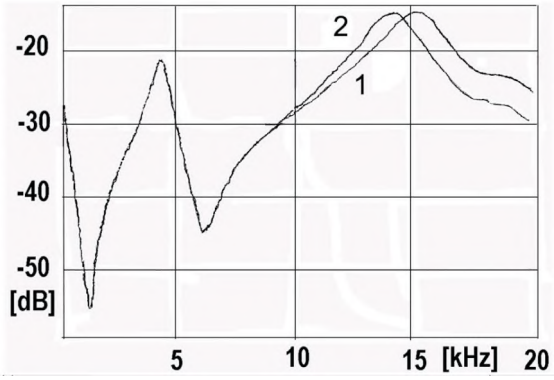
Wysoką czułość metody FRA można pokazać na przykładzie rejestracji funkcji przenoszenia w transformatorze 38 kV, 3.2 MVA poddanego kontrolowanej deformacji uzwojenia, rozluźnieniu szczęk prasujących uzwojenie oraz podniesieniu uzwojenia lewarem (rys. 6.6 – 6.8). Podniesienie dwóch zwojów o kilka centymetrów spowodowało znaczące różnice w kształcie funkcji w zakresie wyższych częstotliwości w stosunku do rejestracji wykonanych na uzwojeniu bez deformacji (odpowiednio krzywe 2 i 1 na rys. 6.6). Podobny efekt daje poluźnienie szczęk prasujących uzwojenie (rys. 6.7). W tym przypadku nieznaczna zmiana wysokości uzwojenia powoduje czytelną różnicę między funkcjami w zakresie częstotliwości wyższych niż 120 kHz. Główną przyczyną obserwowanych rozbieżności są zmiany w rozpływie strumienia magnetycznego.




Rys. 6.6. Funkcja przenoszenia transformatora przed deformacją (1) oraz po podniesieniu dwóch najwyższych zwojów cewki (2) [15]




Rys. 6.7. Funkcja przenoszenia uzwojenia sprasowanego i po zdjęciu szczęk prasujących. [15]

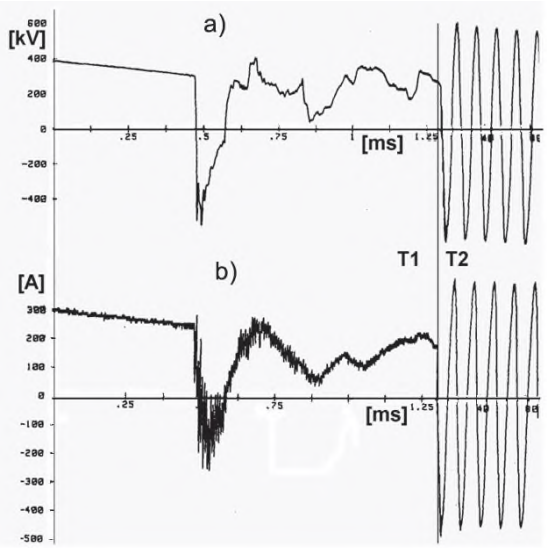



Rys. 6.8. Funkcja przenoszenia uzwojenia w normalnym położeniu (1) oraz podniesionego lewarem o kilka cm (2)[15]

Podniesienie uzwojenia zmienia drogę strumienia rozproszenia obejmującego całe uzwojenie, a więc również jego indukcyjność, która decyduje o kształcie funkcję przenoszenia w zakresie niższych częstotliwości. Natomiast podniesienie dwóch górnych zwojów zmienia funkcję przenoszenia powyżej częstotliwości 70 kHz, a więc jedynie lokalną indukcyjność i pojemność związaną z przesuniętymi zwojami. Podobny wpływ ma „rozpręże-

nie” uzwojenia po usunięciu górnych szczęk prasujących, ponieważ przesunięciu uległy głównie górne cewki. Z kolei przesunięcie całego uzwojenia o kilka centymetrów (rys. 6.8) powoduje wyraźną zmianę kształtu funkcji w zakresie częstotliwości od 12 do 20 kHz.

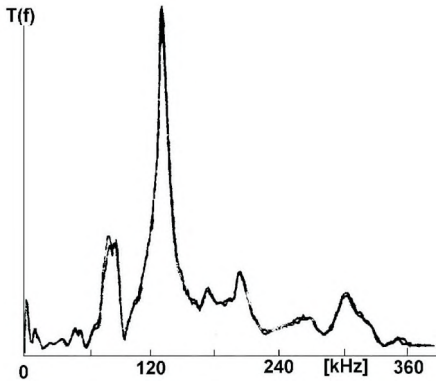
Zaprezentowana powyżej duża czułość metody spowodowała, że podjęto prace (np. Energetyka w Prowincji Quebec) nad wyznaczaniem funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów 735 kV włączonych do ruchu elektrycznego [16]. Automatyczny cyfrowy rejestrator, połączony do odczepu przepustu WN oraz do cewki Rogowskiego założonej na przepuście neutralnego krańca uzwojenia, zapisywał przebiegi przepięć atmosferycznych i łączeniowych oraz prądów w punkcie neutralnym uzwojenia (rys. 6.9). Prezentowane na rysunku 9 zależności otrzymano  podczas uderzenia pioruna w linię w pobliżu stacji.



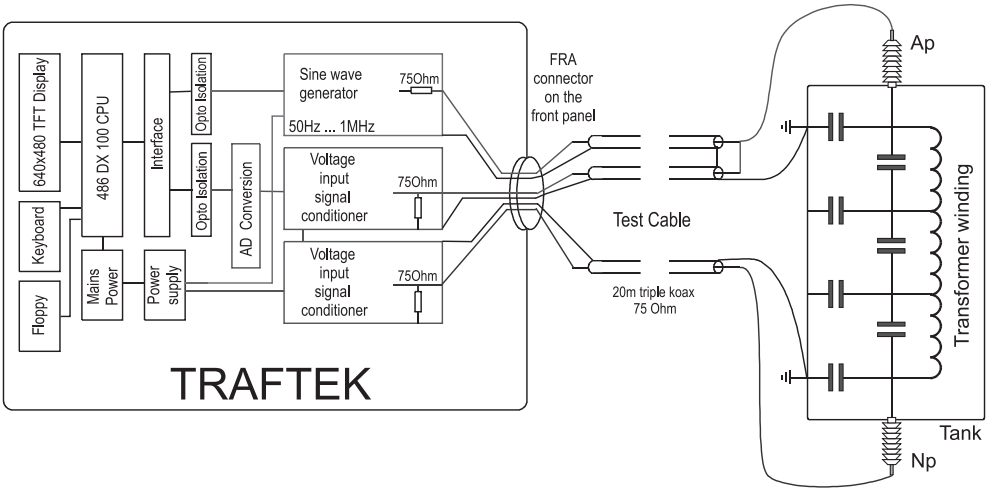

Rys. 6.9. Przepięcie (a) oraz prąd w punkcie neutralnym uzwojenia (a) zarejestrowane na transformatorze 735 kV w ruchu. Pierwsza część przebiegu zapisana jest w rozciągniętej skali czasu (T1),  pozostała część (T2)w skali o częstotliwości sieciowej[16]

Funkcję przenoszenia (rys. 6.10) obliczano z wykorzystaniem zainstalowanego w PC programu, który jednocześnie sterował 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 rysunku 10 przedstawiono nałożone na siebie typowe funkcje przenoszenia dla stosowanego w transformatorach 735 kV uzwojenia wywrotkowego z przepleceniami.

Do bezpośredniego pomiaru funkcji przenoszenia metodą FRA (*Frequency Response Analysis*) można zastosować analizator sieciowy, który jest przyrządem powszechnie stosowanym w laboratoriach elektronicznych. Na ogół jednak, jego możliwości pomiarowe znacznie przekraczają to, co jest niezbędne do rejestracji funkcji przenoszenia uzwojenia transformatora. Mniej kosztowny, specjalistyczny przyrząd do tych pomiarów w zakresie do 1MHz oferowany jest przez węgierską firmę B&C pod nazwą TRAFTEK, którego uproszczony schemat pokazano na rysunku 6.11.




Rys. 6.10. Funkcje przenoszenia wyznaczone przepięć piorunowych i łączeniowych zarejestrowanych na transformatorze 735 kV, 315 MVA [16]




Rys. 6.11. Schemat blokowy przyrządu TRAFTEK do rejestracji funkcji przenoszenia uzwojeń [17]

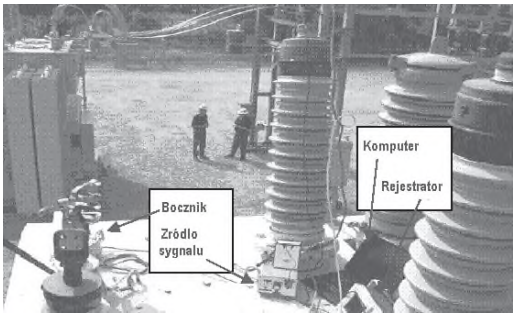
Głównymi elementami składowymi przyrządu są: regulowany w zakresie od 50 Hz do 1 MHz generator sygnału sinusoidalnego, dwukanałowy przetwornik analogowo-cyfrowy oraz komputer sterujący, a także komplet kabli pomiarowych do połączenia przyrządu z badanym transformatorem.

W pomiarach na obiektach rzeczywistych zasadniczą 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. Doświadczenia pomiarowe wskazują, że zmiana położenia kabli wpływa przede wszystkim na kształt funkcji w zakresie częstotliwości wyższych od 500 kHz.

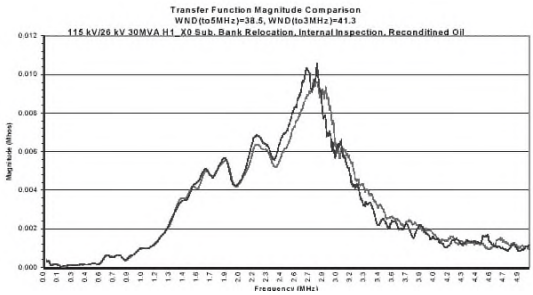
### 6.1.3. KWANTYZACJA RÓŻNIC POMIĘDZY FUNKCJAMI PRZENOSZENIA

Problem ilościowego wyznaczenia odchyłki zmierzonej funkcji przenoszenia od przyjętego wzorca i jej interpretacji badał m.in. Stanowy Instytut Technologiczny w Georgia [18]. Do pomiaru funkcji zastosowano metodę niskonapięciowego impulsu LVI z pomiarem prądu za pomocą bocznika (rys. 6.20.a), a obliczone z transformaty FFT przykłady odpowiedzi częstotliwościowej pokazano na rysunku 6.20.b.

a)

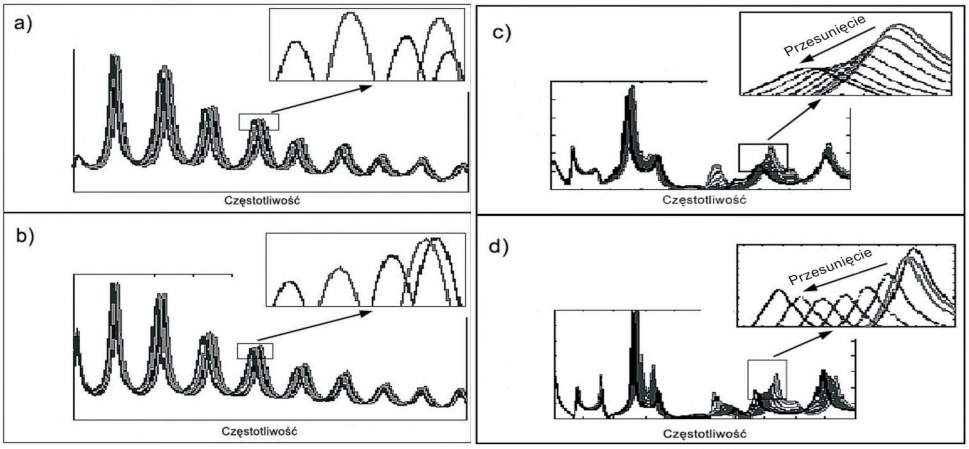



b)




Rys. 6.12. Rejestracja odpowiedzi uzwojenia transformatora 115kV 30MVA metodą impulsu niskonapięciowego. Układ pomiarowy (a), obliczone częstotliwościowe odpowiedzi uzwojenia przed i po remoncie (b) [18]

Odpowiednie oprogramowanie systemu pozwoliło obliczyć odpowiedź uzwojenia w dziedzinie częstotliwości do 5 MHz oraz wyznaczyć różnicę pomiędzy zmierzoną a wzorcową funkcją w postaci pola powierzchni pomiędzy dwiema krzywymi w określonym przedziale częstotliwości. Założono przy tym, że drobne, nieistotne dla oceny stanu uzwojenia, odchyłki mogą być pominięte, natomiast różnice wyrażone większą powierzchnią w określonym spektrum częstotliwości wymagają interpretacji przez specjalistów.




Rys. 6.13. Zmiany funkcji przenoszenia spowodowane wzajemnym przesunięciem wewnętrznego i zewnętrznego uzwojenia: przesunięcie promieniowe (a,b) i poosiowe (c,d).

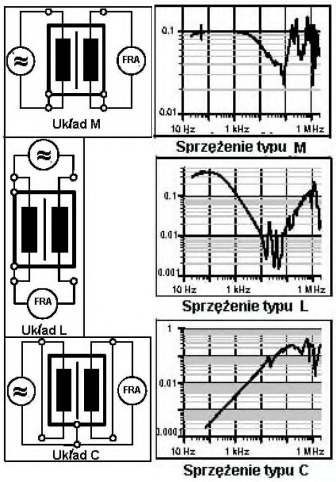
Pomiary na rzeczywistych uzwojeniach transformatora (a,c) oraz obliczone na podstawie modelu matematycznego (b, d) [19]. Niewielkie odkształcenia możliwe są do identyfikacji tylko przy zastosowaniu metody FRA. Pomiary wykazały bowiem, że nawet niewielkie, bo kilkumilimetrowe poosiowe przesunięcia wyjętych z kadzi uzwojeń powodowały widoczną zmianę przebiegów odpowiedzi (rys. 6.13). Wyniki te zostały pozytywnie zweryfikowane symulacjami komputerowymi obwodu zastępczego uzwojeń, co jest potwierdzeniem wysokiej czułości metody FRA [19].

### 6.1.4. REJESTRACJA ODPOWIEDZI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ W RÓŻNYCH KONFIGURACJACH POŁĄCZEŃ

Z reguły rejestrację odpowiedzi uzwojenia wykonuje się przy różnych konfiguracjach obwodów. Takie działanie ułatwia określenie, w którym uzwojeniu odkształcenie jest największe, a także w niektórych przypadkach, nawet lokalizację tego odkształcenia [20]. Wykorzystuje się przy tym zasadę, że rozpływ strumienia magnetycznego oraz wzajemne pojemności zależne są od przyjętej w pomiarze konfiguracji uzwojenia.

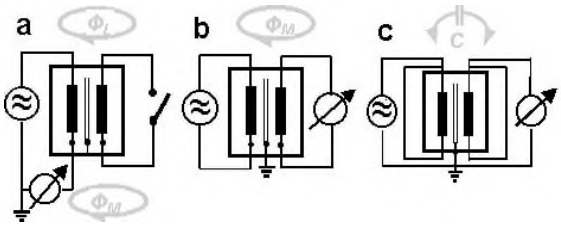
Sprzężenie magnetyczne pomiędzy górnym i dolnym uzwojeniem ulega zmianie przy promieniowym odkształceniu cewek. Przy zwarciu uzwojenia sprzężenie to jest określone przez strumień rozproszenia, przy uzwojeniach otwartych o sprzężeniu decyduje strumień w rdzeniu. Jednakże charakterystyki zarejestrowane w tych dwóch obwodach pokrywają się w zakresie częstotliwości wyższych od około 50 kHz. Natomiast pomiędzy dwoma zwartymi uzwojeniami dominuje w obwodzie sprzężenie pojemnościowe. Generalnie, przy rejestracji odpowiedzi częstotliwościowej pomiędzy dwoma uzwojeniami transformatora można wyróżnić trzy charakterystyczne 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.



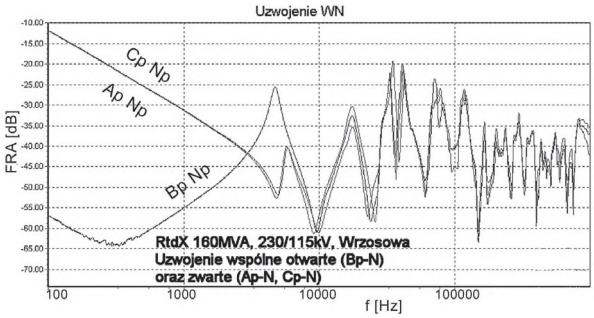

Rys. 6.14. Rejestracja odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń w różnych układach połączeń [20]

Wpływ obwodu magnetycznego na przebieg funkcji przenoszenia można dokładnie wyznaczyć poprzez porównanie charakterystyk zarejestrowanych przy zwartym i otwartym uzwojeniu wtórnym (rys. 6.15.a). Pomimo, że schemat ten dotyczy transformatora dwuuzwojeniowego, to jest słuszny również dla transformatorów o większej ilości uzwojeń; w takich przypadkach należy tylko zwiększyć ilość konfiguracji i pomiarów.




Rys. 6.15. Układy stosowane do wyznaczania wpływu konfiguracji obwodu na funkcję przenoszenia transformatora dwuuzwojeniowego [21]

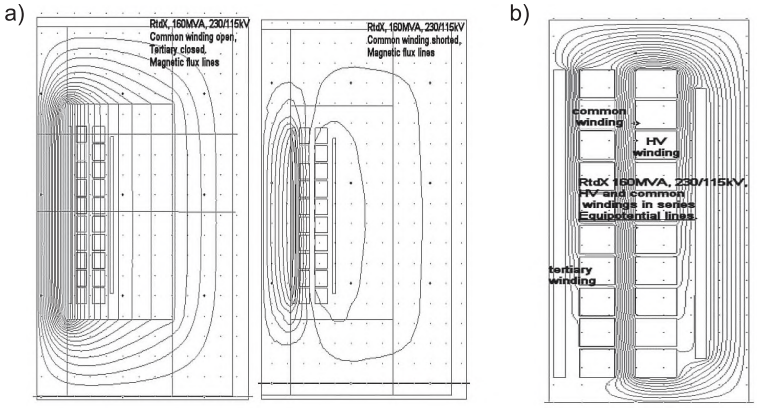
Przykładowe charakterystyki funkcji przenoszenia przy różnej konfiguracji połączeń uzwojeń autotransformatora 160 MVA, 220/110 kV pokazano na rysunku 16. Wykonano je w trzech fazach uzwojenia pierwotnego przy otwartym (Bp-N) oraz zwartym (Ap-N , Cp-N) uzwojeniu wtórnym. Wynika z niego, że przy otwartych uzwojeniach poza obwodem pomiarowym strumień magnetyczny w rdzeniu kształtuje odpowiedź uzwojenia w zakresie niskich częstotliwości. Natomiast dla częstotliwości większych od 50 kHz o przebiegu funkcji przenoszenia decyduje strumień rozproszenia. Stąd kształt charakterystyk w tym zakresie jest niezależny od konfiguracji uzwojeń wtórnych.




Rys. 6.16. Funkcje przenoszenia uzwojenia WN autotransformatora 160 MVA, 220/110kV dla różnej konfiguracji obwodu pomiarowego [21]

Obserwowana rozbieżność funkcji przenoszenia w zakresie niskich częstotliwości spowodowana jest prawdopodobnie różnym stanem namagnesowania rdzenia, ale równie dobrze może wskazywać na zmiany wynikające najczęściej z uszkodzenia w obwodzie magnetycznym. Dlatego przed rejestracją funkcji przenoszenia nieodzowne jest rozmagnesowanie transformatora w celu wyeliminowania wpływu magnetyzacji na rejestrowane charakterystyki.

Mimo, że do dokładnej interpretacji otrzymanych przebiegów konieczna jest znajomość konstrukcji transformatora, to jednak można sformułować pewne zasady dotyczące ogólnego kształtu charakterystyk przenoszenia [22]. W zakresie niskich częstotliwości rozpływ strumienia magnetycznego jest zdominowany przez rdzeń o wysokiej przenikalności magnetycznej i właśnie ten strumień decyduje o kształcie funkcji przenoszenia. Natomiast powyżej kilkudziesięciu kiloherców, gdy maleje przenikalność, wpływ rdzenia na przebieg funkcji przenoszenia jest coraz mniejszy. Powyżej 100 kHz jest on prawie niezauważalny.

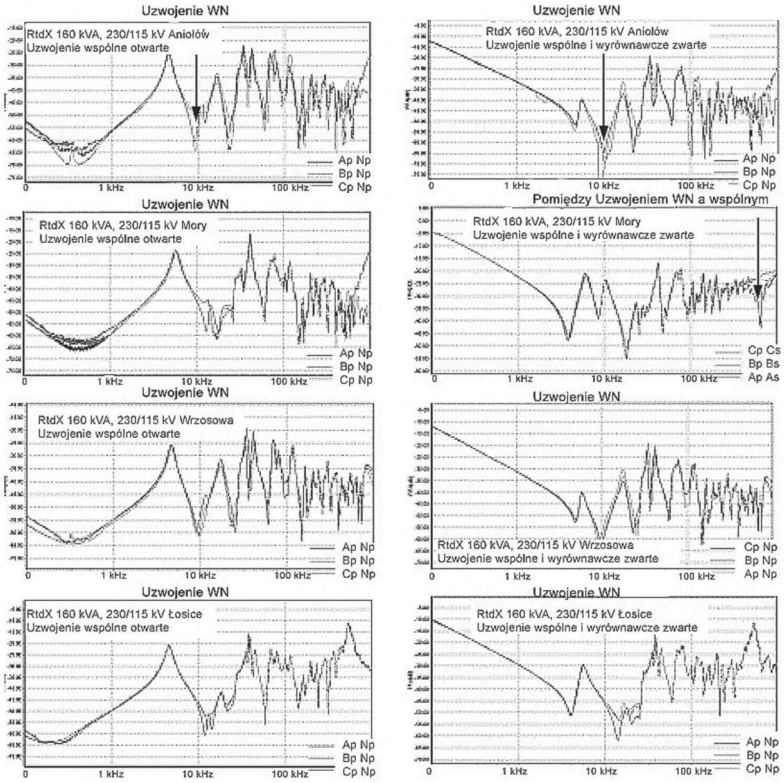



Rys. 6.17. Analiza pola elektromagnetycznego w autotransformatorze 160 MVA, 220/110 kV. Linie strumienia magnetycznego przy otwartym i zwartym uzwojeniu wspólnym (a). Rozkład naprężeń dielektrycznych w izolacji w postaci linii ekwipotencjalnych (b) [22].

### 6.1.5. PRZYKŁADY DIAGNOSTYKI ODKSZTAŁCEŃ I USZKODZEŃ UZWOJEŃ

Wykrywanie przesunięć i wad w uzwojeniach przedstawione będzie na przykładzie autotransformatorów 160 MVA, 220/110 kV typu RtdX produkcji Zakładów ELTA. Obecnie stanowią one nader istotny składnik polskiej sieci przesyłowej wysokiego napięcia, ale wykazują przy tym nadmierną awaryjność. Pierwsze autotransformatory typu RtdX, na bazie konstrukcji firmy ELIN, zostały zainstalowane w polskiej energetyce na przełomie dekady lat 50-tych i 60-tych ubiegłego wieku. Początkowe doświadczenia eksploatacyjne ujawniły ich niedostateczną wytrzymałość na siły dynamiczne wywołane jednofazowym zwarciem doziemnym w sieci 110 kV, które powodowały odkształcenie lub przesunięcie cewek zwłaszcza w uzwojeniu regulacyjnym. Mimo, że polscy konstruktorzy dokonali pewnych zmian w konstrukcji, to jednak miały one ograniczony zakres [23]. Dlatego znaczna część z pracujących obecnie autotransformatorów typu RtdX wciąż jest zagrożonych nieoczekiwaną awarią w ruchu, pogarszają więc niezawodność systemu energetycznego. Co prawda, Polskie Sieci Elektroenergetyczne stopniowo wymieniają autotransformatory RtdX, zastępując je jednostkami polskiej konstrukcji typu ANER, to jednak proces wymiany przebiega stosunkowo wolno [24]. W tej sytuacji ustalenie stanu technicznego i wskazanie najbardziej zagrożonych jednostek ma istotne znaczenie dla niezawodności działania krajowej sieci 110 i 220 kV. Seria wykonanych pomiarów, z których część pokazano na rysunku 6.18, pozwoliła na ocenę stanu uzwojeń tych autotransformatorów, a zwłaszcza najbardziej podatnych na odkształcenia uzwojeń wyrównawczych i wspólnych. Na rysunku strzałkami zaznaczono istotne różnice w zmierzonych przy zwartych oraz otwartych uzwojeniach wspólnych i wyrównawczych kształtach funkcji przenoszenia pomiędzy uzwojeniami w fazie A, B i C. Na tej podstawie, poprzez porównanie wielu charakterystyk, możliwym okazało się zidentyfikowanie uszkodzenia uzwojenia w jednostce ze stacji Aniołów. Było to jednopunktowe zwarcie do masy uzwojenia wyrównawczego.

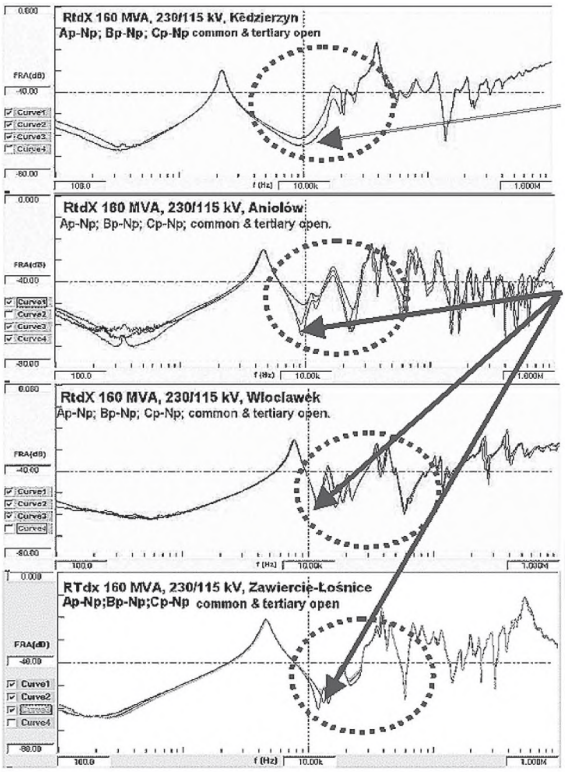
W przypadku uszkodzenia w newralgicznym uzwojeniu wyrównawczym interpretacja charakterystyk często jest bardzo utrudniona ponieważ rezonanse własne tego uzwojenia nakładają się na częstotliwości rezonansowe innych uzwojeń. Trudność ta wynika ponadto z faktu, że w międzyczasie w autotransformatorach RtdX wprowadzono wiele konstrukcyjnych modyfikacji i ulepszeń, a jak wcześniej wspomniano, każda zmiana geometrii rodzi zmianę kształtu odpowiedzi częstotliwościowej. Z tego powodu bezpośrednie porównywanie odpowiedzi uzwojeń zarejestrowanych na autotransformatorach wyprodukowanych w różnych latach nie zawsze pozwala na wykrywanie uszkodzeń, zwłaszcza gdy mamy do czynienia z koniecznością identyfikacji odkształceń w uzwojeniu wyrównawczym.




Rys. 6.18. Funkcje przenoszenia uzwojenia szeregowego autotransformatorów typu RtdX dla różnej konfiguracji układu pomiarowego [25]

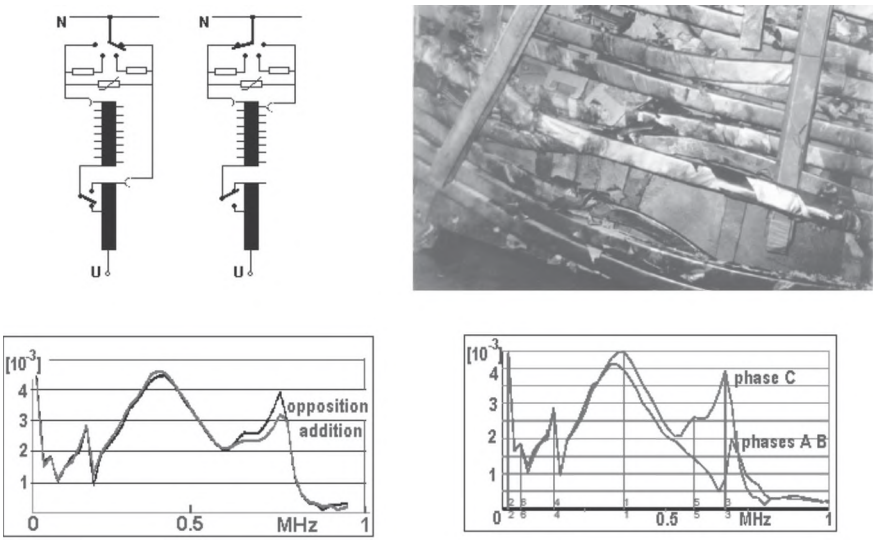
Po części problem ten można pokonać na drodze pomiarów FRA przy różnej konfiguracji uzwojeń wyrównawczych. W większości starszych autotransformatorów typu RtdX uzwojenia te połączone są w trójkąt i w związku z tym na zewnątrz kadzi wyprowadzono tylko trzy wierzchołki tego trójkąta. Niektóre z nich mają jednak uzwojenie wyrównawcze połączone w gwiazdę. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej tych jednostek z szeregiem zarejestrowanych odpowiedzi w autotransformatorach z uzwojeniem wyrównawczym połączonym w trójkąt pozwala określić przedziały częstotliwości, w którym występują istotne różnice. Są to charakterystyczne przesunięcia częstotliwości rezonansowych spowodowane oddziaływaniem strumienia magnetycznego od prądu składowej zerowej, który jest indukowany w trójkącie uzwojenia wyrównawczego przez prąd w badanym uzwojeniu szeregowym bądź wspólnym. Takie przesunięcie nie pojawia się jeśli uzwojenie wyrównawcze jest połączone w gwiazdę, ponieważ nie stanowi ono obwodu zamkniętego i prąd doprowadzony do badanego uzwojenia nie indukuje prądu w uzwojeniu wyrównawczym. Ta na pozór oczywista różnica w drodze i wartości strumienia magnetycznego wyznacza przedział częstotliwości, w którym uwidocznia się wpływ, najbardziej podatnego na od-

kształcenia uzwojenia wyrównawczego. Dodatkowo zastosowane komputerowe modelowanie autotransformatora umożliwiło dalszą, bardziej precyzyjną analizę zarejestrowanych przebiegów i pozwoliło określić rozmiar deformacji uzwojenia oraz zlokalizować uszkodzenie [26].




Rys. 19. Wpływ rodzaju połączenia uzwojenia wyrównawczego autotransformatora typu RtdX na funkcję przenoszenia [26]

Doświadczenie w pomiarach FRA wskazuje, że położenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów na istotny wpływ na przebieg funkcji przenoszenia uzwojeń. W niektórych przypadkach pomiary te wykonane przy różnych położeniach przełącznika umożliwiają nawet lokalizację uszkodzeń w uzwojeniu regulacyjnym [27]. Przy rejestracji funkcji przenoszenia w transformatorach regulacyjnych należy zwrócić uwagę nie tylko na położenie przełącznika zaczepów, lecz także na to czy do tego położenia przełącznik doszedł podwyższając czy też 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 [28].




Rys. 6.20. Dwa położenia przełącznika zaczepów (a). Uszkodzone uzwojenie regulacyjne (b). Funkcje przenoszenia uzwojenia przy dwóch skrajnych położeniach przełącznika zaczepów, wskazują na przedział częstotliwości zdominowany przez uzwojenia regulacyjne (c). Różnice w funkcjach przenoszenia faz C oraz A i B pokazują uszkodzenie uzwojenia regulacyjnego w fazie C (d) [27]

### 6.1.6. INNE METODY IDENTYFIKACJI ODKSZTAŁCEŃ I USZKODZEŃ UZWOJEŃ

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 [29].

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 mierzonej 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 [30]. 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 działanie 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.

## 6.2. POMIARY I LOKALIZACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH

### 6.2.1. 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.

### 6.2.2. 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 6.1.

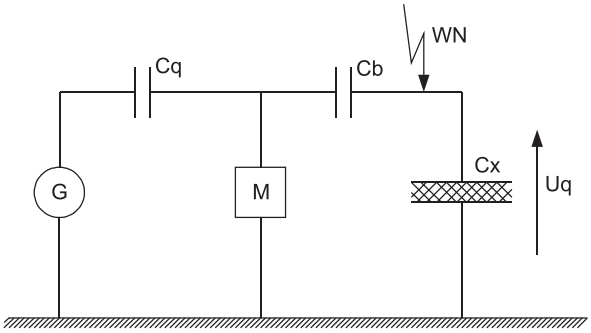
### 6.2.3. ELEKTRYCZNE METODY OCENY WYŁADOWAŃ

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 $Q_p$. 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. 6.21.

**Tablica 6.1.** 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:<br>- pomiar ładunku pozornego,<br>- pomiar zakłóceń radioelektrycznych,<br>- rejestracja impulsów w paśmie UHF,<br>- pomiar średniego kwadratu ładunków,<br>- pomiar mostkowy,<br>- pomiar watomierzowy. | <br>tak<br>tak<br>tak<br>tak<br>tak<br>tak | <br>tak<br>nie<br>częściowo tak<br>tak<br>tak<br>tak | <br>częściowo tak<br>nie<br>nie<br>nie<br>nie<br>nie | <br>częściowo tak<br>częściowo tak<br>nie<br>nie<br>nie<br>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. Ograniczenie zastosowania stanowią zakłócenia elektromagnetyczne, nie zawsze możliwe do wyeliminowania. |
| 2. | Emisji akustycznej | tak | ograniczony | częściowo tak | tak | ~ 10pC dla wyładowań występujących w oleju<br>~ 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:<br>- pomiar światła emitowanego przez wyładowanie,<br>- pomiar ciepła powstającego wskutek wyładowania,<br>- 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. 6.21. Schemat układu pomiarowego metody ERA. G – generator impulsów prostokątnych, M – miernik, $C_b$ – kondensator sprzęgający, $C_q$ – 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:

$$Q_p = U_q C_q \ 1 + \left(\frac{c_x}{c_b}\right) \tag{6.1}$$

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.

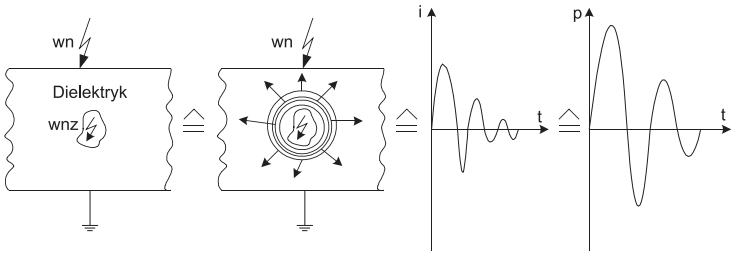
Mostkowe metody pomiarów wyładowań niezupełnych polegają na pomiarze współczynnika stratności układu, względnie na pomiarze napięcia pochodzącego od wyładowań niezupełnych, pojawiającego się na przekątnej mostka. Zaletą mostkowych metod pomiaru wyładowań niezupełnych jest ich praktyczna nieczułość na 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.

### 6.2.4. 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. 6.22.

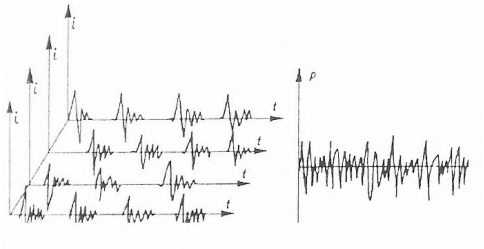



Rys. 6.22. Poglądowe przedstawienie generacji impulsów EA przez pojedyncze wyładowanie.

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

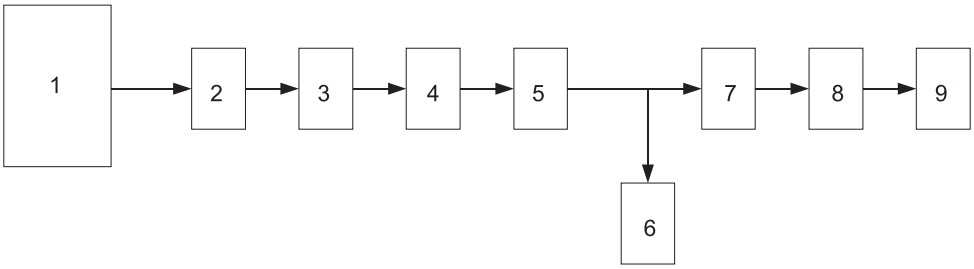
grupa impulsów. Występujące w tych warunkach impulsy emisji akustycznej są przesunięte względem siebie, w czasie i przestrzeni. Przetwornik pomiarowy rejestruje wypadkowy ciąg impulsów akustycznych, który stanowi zsumowany obraz zjawiska. Poglądowy przebieg tego procesu przedstawiono na rys. 6.23.



Rys 6.23. Poglądowe przedstawienie generacji impulsów EA przez wieloźródłowe wyładowania

Z analizy zjawisk przedstawionych na rys. 6.22 i 6.23 wynika, że pojedynczym wyładowaniom towarzyszy generacja dyskretnej emisji akustycznej, natomiast wyładowaniom wieloźródłowym 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. 6.24. 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. 6.24. 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. 6.24). 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.

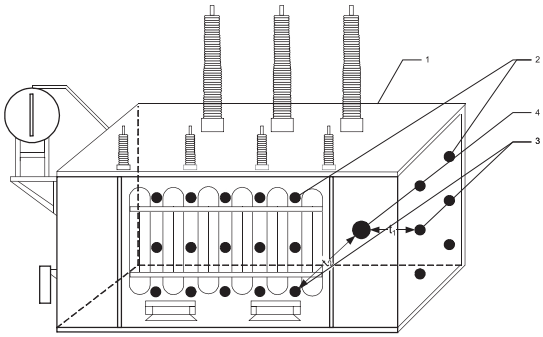
### 6.2.5. TECHNIKI LOKALIZACJI WYŁADOWAŃ

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. 6.25. W tablicy 6.2 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. 6.25. 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 tablicy 6.2 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.

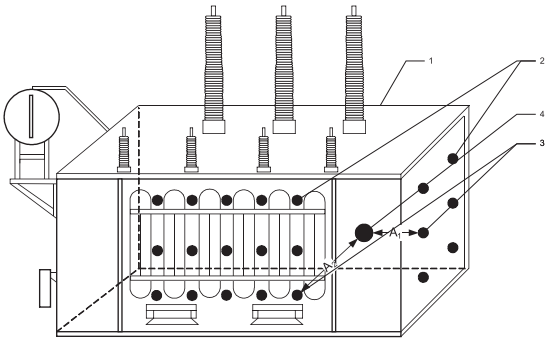
Tablica 6.2. Prędkość rozchodzenia się sygnałów EA w wybranych materiałach i czasy dojścia sygnałów do przetworników, umieszczonych w różnych odległościach od źródła wyładowań

| 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 |

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. 6.26.




Rys. 6.26. 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.

### 6.2.6. 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 6.3 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 6.4.

Analiza wyników przedstawionych w tablicach 6.3 i 6.4 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.

**Tablica 6.3.** Wyniki detekcji, pomiarów intensywności i lokalizacji wyładowań w transformatorze blokowym TFBbR-240/400 PN. Przekładnia transformatora: 420/15,75; rok produkcji 1980, remont w 1996 r.

| 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 |

**Tablica 6.4.** Średnie tempo EA od wyładowań w różnych punktach kadzi mierzonego transformatora. Czas pomiaru t=60s. Wartości tempa wyrażone są liczbą impulsów w jednej sekundzie.

| 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 |

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 przedawaryjny. 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 6.3 i 6.4, 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).

### 6.2.7. OBIEKTYWIZACJA WYNIKÓW POMIARÓW WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH MIERZONYCH METODĄ EMISJI AKUSTYCZNEJ

W rozdziale przedstawiono aktualne możliwości i zakres zastosowań statystyki matematycznej oraz nowoczesnych metod przetwarzania sygnałów, ze szczególnym uwzględnieniem analizy korelacyjnej i czasowo-częstotliwościowej, do charakterystyki impulsów EA generowanej przez WNZ, pod kątem obiektywizacji uzyskiwanych wyników pomiarowych. Scharakteryzowano i określono praktyczną przydatność wieloparametrycznych deskryptorów sygnałów EA do klasyfikacji i rozpoznawania podstawowych form WNZ. Przedstawiono również potencjalne możliwości ich zastosowania w systemach eksperckich umożliwiających diagnostykę układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych wykonywaną, przy zastosowaniu metody EA.

Deskryptory charakteryzujące impulsy EA generowanej przez WNZ w dziedzinie czasu i częstotliwości.

Dotychczas jako podstawowy parametr charakteryzujący WNZ mierzone metodą EA przyjmowano maksymalną amplitudę oraz wartość energii sygnału elektrycznego przetworzonego przez przetwornik pomiarowy z impulsów EA. Było to konsekwencją założenia, że o szkodliwości WNZ decyduje przede wszystkim ich amplituda oraz towarzysząca ich generacji wielkość energii. Jednak przy takim, w dużym stopniu uproszczonym, podejściu tracona jest znaczna część informacji, jaka przenoszona jest przez mierzone impulsy EA. Podstawowe wielkości charakteryzujące impulsy EA można podzielić na dwie podstawowe grupy: – deskryptory w dziedzinie czasu i – deskryptory w dziedzinie częstotliwości. Do opisu przebiegów czasowych najbardziej użytecznymi deskryptorami są przede wszystkim: suma EA: ($\Delta EA$), tempo EA: ($EA/\Delta t$), suma zdarzeń akustycznych: ($\Sigma N$), tempo zdarzeń akustycznych ($N/\Delta t$) oraz pierwiastek ze średniej kwadratów chwilowej wartości sygnału elektrycznego przetworzonego przez przetwornik pomiarowy z sygnału akustycznego: ($A_{RMS}$). Wzory za pomocą, których można wyznaczyć wartości wyżej wymienionych deskryptorów zostały przedstawione m.in. w pracach: [38, 41, 42, 43]. Badania nad deskryptorami w dziedzinie czasu były skupione głównie na określeniu możliwości i zakresu ich wykorzystania zarówno do lokalizacji jak i do oceny szkodliwości WNZ. Wykazano, że parametr ARMS ma ścisły związek z aktywnością procesu generacji WNZ, a tym samym z energia i szkodliwością WNZ występujących w układach izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych. Tempo EA charakteryzuje przede wszystkim chwilowe zmiany intensywności generowanych WNZ. Deskryptor ten dobrze nadaje się do charakterystyki stabilności i równomierności procesu generacji WNZ. Ocenę stabilności i równomierności występowania WNZ, przy ustalonej wartości napięcia generacji, można przeprowadzić przez wizualizację deskryptora ($N/\Delta t$).

Parametr ($N/\Delta t$) podaje dokładniejszą informacje o tych cechach procesu generacji WNZ, niż deskryptor ($EA/\Delta t$). Między tymi dwoma deskryptorami istnieje ścisłe podobieństwo i w niektórych warunkach mogą być stosowane paralelnie [35, 38]. Deskryptory opisujące zmierzone impulsy EA w dziedzinie czasu nie zawsze są jednak wystarczające do scharakteryzowania aktywności WNZ.

Drugą grupą parametrów opisujących impulsy EA są deskryptory, których wartości wyznacza się dla przebiegów ich widm częstotliwościowych, obliczonych za pomocą szybkiej transformaty Fouriera (FFT – Fast Fourier Transform). Do podstawowych parametrów charakteryzujących widma amplitudowe i gęstości przenoszonej przez poszczególne częstotliwości energii można zaliczyć: zakresy pasm dominujących częstotliwości wyznaczone dla przyjętego progu dyskryminacji, współczynnik szczytu, współczynnik kształtu i częstotliwość medianową. Deskryptory te mogą być pomocne w procesie rozpoznawania podstawowych form WNZ, jakie mogą występować w papierowo-olejowych układach izolacyjnych. W przeprowadzonych dotychczas pracach, których wyniki zostały zaprezentowane w monografii [43] oraz w cyklu kilkudziesięciu artykułów konferencyjnych i publikacji naukowych, autor koncentrował się na określeniu możliwości identyfikacji podstawowych form WNZ na podstawie wyników analizy częstotliwościowej generowanej przez nie impulsów EA. W tym celu zostały wykonane pomiary i analizy częstotliwościowe impulsów EA generowanej w układach modelujących podstawowe formy WNZ. Badania dotyczyły następujących form WNZ generowanych w oleju izolacyjnym: wyładowania w układzie ostrze- i wieloostrze-płyta, wyładowania powierzchniowe, wyładowania na cząstkach o nieokreślonym potencjalne, które przemieszczają się w oleju, wyładowania w pęcherzykach gazowych. Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono kryteria porównawcze umożliwiające identyfikację WNZ. Kryteria te dotycza jedynie wyładowań jednopunktowych (jednoźródłowych), jednokrotnych, jednego typu i są możliwe do wykorzystania przy ściśle określonych warunkach pomiarowych [40, 43].

Tablica 6.5. Zestawienie użytecznych metrologicznie deskryptorów charakteryzujących impulsy EA w dziedzinie czasu i częstotliwości

| **1. Podstawowe parametry impulsów EA określone w dziedzinie czasu** |
|---|
| 1.1 Tempo lub suma EA |
| 1.2 Tempo lub suma zdarzeń akustycznych |
| 1.3 Liczba przejść przez wybrany poziom amplitud |
| 1.4 Maksymalna amplituda (wierzchołek) |
| 1.5 Średnia amplituda |
| 1.6 Powierzchnia nad wartością średnią |
| 1.7 Okres półtrwania |
| **2. Podstawowe parametry impulsów EA związane z przenoszoną energią** |
| 2.1 Wartość maksymalna i średnia RMS |
| 2.2 Suma RMS |
| 2.3 Wskaźnik wierzchołka 1, stosunek 2, 1/3, 1 |
| 2.4 Wskaźnik wierzchołka 2, stosunek 3, 1/3, 2 |
| 2.5 Energia pojedynczego impulsu lub zdarzenia |

| 3. Podstawowe parametry impulsów EA określone w dziedzinie częstotliwości |
|---|
| 3.1 Częstotliwość maksymalnej intensywności w widmie |
| 3.2 Częstotliwość środkowa (medianowa) |
| 3.3 Maksymalna intensywność lub wierzchołek o wybranych pasmach częstotliwości |
| 3.4 Średnia częstotliwość w widmie amplitud |
| 3.5 Szerokość pasma częstotliwości sygnałów przekraczających wybrany poziom |
| 3.6 Energia w wybranych pasmach częstotliwości |
| 3.7 Wartość maksymalna |
| 3.8 Wartość średnia |
| 3.9 Wartość skuteczna |
| 3.10 Współczynnik szczytu |
| 3.11 Współczynnik kształtu |

W tablicy 6.5. przedstawiono zestawienie deskryptorów, które są najczęściej wykorzystywane do charakterystyki impulsów EA generowanej przez WNZ. Szczegółową charakterystykę, wzory obliczeniowe oraz wartości deskryptorów opisujących w dziedzinie czasu i częstotliwości impulsy EA generowanej przez podstawowe formy WNZ przedstawiono m.in. w pracach [38, 43].

Deskryptory opisujące impulsy EA generowanej przez WNZ w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej

Zagadnienia dotyczące powiązania informacji o czasie wystąpienia określonej zmiany w czasie, z przebiegiem widma częstotliwościowego są przedmiotem teorii przekształceń czasowo-częstotliwościowych [41,42,44,45]. Podstawowym celem przekształceń czasowo-częstotliwościowych jest wykonanie jak najdokładniejszej łącznej amplitudowo-częstotliwościowej dekompozycji (demodulacji) analizowanego sygnału złożonego w funkcji czasu lub przestrzeni, czyli przedstawienie zmienności amplitud, częstotliwości i faz chwilowych jego sygnałów składowych. W praktyce reprezentacje te najczęściej wyznaczane są jako zmiany w czasie funkcji gęstości widmowej mocy sygnału, stąd nazywane są widmami ewolucyjnymi. Rodzina reprezentacji czasowo-częstotliwościowych jest bardzo duża. Ogólnie można je podzielić na reprezentacje typu czas-częstotliwość i czas-skala oraz zinterpretowane jako metody tzw. krótkoczasowej analizy częstotliwościowej. Estymuje się w nich chwilowe przebiegi widm sygnału na podstawie jego kolejnych skończonych w czasie fragmentów, które mogą być rozłączne lub na siebie na siebie nachodzić, wycinanych przez czasowe okno obserwacji przesuwane wzdłuż sygnału [41, 42, 44, 45].

Impulsy EA generowanej przez WNZ charakteryzują się szerokim i zróżnicowanym widmem częstotliwościowym zależnym od typu wyładowania, a ponadto cechuje je duża dynamika zmian w czasie danego półokresu napięcia. Stosowane dotychczas metody przetwarzania sygnałów akustycznych opierały się bądź to na analizie w dziedzinie czasu, bądź na analizie w dziedzinie częstotliwości [38]. Takie podejście nie w pełni odzwierciedla charakter generowanych impulsów EA, stąd w celu wydobycia z zarejestrowanych sygnałów jak najszerszej i użytecznej informacji, wykonuje się łączną analizę w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej *JTFA* (Joint Time-Frequency Analysis). Łączna reprezentacja czasowo-częstotliwościowa jest użytecznym i pożądanym narzędziem do badania sygnałów stacjonarnych, a przede wszystkim niestacjonarnych, których parametry ulegają zmianom w czasie, przez co wykorzystywana jest obecnie w metodzie elektrycznej pomiaru izolacji

i może być z powodzeniem zastosowana do oceny impulsów EA generowanej przez WNZ. Przedstawienie zmierzonych impulsów EA na płaszczyźnie czasowo-częstotliwościowej pozwala nie tylko na analizę widma wynikającą ze zmian czasowych, ale może również stanowić pomocne narzędzie służące do określenia rodzaju i wielkości zakłóceń im towarzyszących. Ponadto zastosowanie analizy czasowo-częstotliwościowej ogranicza w dużej mierze efekt rozmycia widm, jaki związany jest z zastosowaniem *FFT* bez okien analizujących, który spowodowany jest zjawiskiem nakładania się ich fragmentów [41, 42].

Do analizy czasowo-częstotliwościowej rejestrowanych impulsów EA generowanej przez WNZ można zastosować krótko-czasowe przekształcenie Fouriera *STFT* (Short-Time Fourier Transform) oraz przekształcenie falkowe z wykorzystaniem dyskretnej DWT (Discrete Wavelet Transform) i ciągłej transformaty falkowej *CWT* (Continuous Wavelet Transform).

W dziedzinie czasowej *STFT* polega na wykonywaniu prostego przekształcenia Fouriera na kolejnych fragmentach sygnału, które są wycinane przez przesuwające się okno *h(t)*. Natomiast w dziedzinie częstotliwości krótkoczasowa transformata Fouriera jest równoważna odwrotnemu przekształceniu Fouriera fragmentu widma, wyciętemu przez przesunięte w częstotliwości widmo okna oraz przesunięciu w częstotliwości otrzymanego sygnału czasowego do częstotliwości zerowej poprzez jego wymnożenie przez składnik $e^{-j2\pi ft}$ (gdzie: f – częstotliwość, t – czas) [41, 42].

Transformata STFT przekształca sygnał z dziedziny czasu do dwuwymiarowej przestrzeni czas-częstotliwość *(t, f)*. Rezultat tego przekształcenia w dużym stopniu zależy od wyboru funkcji okna jego długości oraz kształtu. W najprostszym przypadku okno jest określone przez funkcję prostokątną. Natomiast jednym z pierwszych okien, które znalazły zastosowanie praktyczne było okno trójkątne (Fejera, Bartletta), które nie daje ujemnych wartości rozkładu harmonicznego i ma maksymalną wartość listka bocznego około 5%. Poddany krótkoczasowej transformacie Fouriera sygnał dzielony jest na mniejsze fragmenty za pomocą okna analizującego, dokonującego czasowej lokalizacji jego poszczególnych fragmentów, co powoduje uwypuklenie lokalnych struktur częstotliwościowych i ma ograniczać efekt przecieku widma.

Przeskalowując okno *h(t)* w funkcji czasu, poprzez zmianę parametrów opisujących dany typ okna, można zmienić kształt elementarnej komórki czasowo-częstotliwościowej i tym samym, modyfikować sposób podziału otrzymanej przestrzeni czasowo-częstotliwościowej, dopasowując ją do kształtu i charakteru przebiegu badanego sygnału. W krótkoczasowym przekształceniu Fouriera szerokie okno *h(t)* pozwala na uzyskanie dużej rozdzielczości w osi częstotliwości, a mniejszą w osi czasu. Natomiast zastosowanie okna wąskiego powoduje efekt odwrotny, tzn. dużą rozdzielczość w dziedzinie czasu a małą w dziedzinie częstotliwości. Należy podkreślić, że przy zastosowaniu do analizy czasowo-częstotliwościowej krótkoczasowej transformaty Fouriera nie można uzyskać jednocześnie dużej rozdzielczości metody w obu osiach. Szerokość okna stanowi w tym przypadku kompromis między wymaganą rozdzielczością częstotliwościową i czasową. Należy również podkreślić, że dodatkowo typ zastosowanego okna oraz jego długość mają wpływ na rozdzielczość *STFT*. Najlepsze efekty zastosowania *STFT* do analizy impulsów EA generowanej przez WNZ, które maja charakter sygnałów szybkozmiennych, uzyskano stosując okno czasowe Hamminga [41, 42, 44, 45].

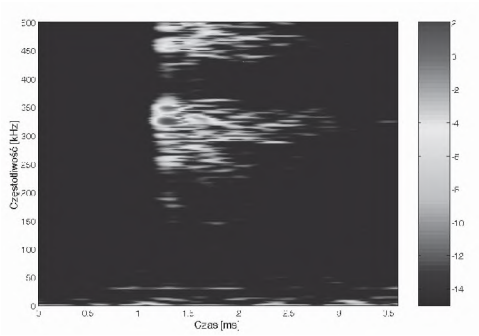
Z krótkoczasową transformatą Fouriera związany jest tzw. spektrogram *SPEC(t, f)*, któ-

rego wartość dla zmiennego w czasie sygnału x(t), oblicza się jako kwadrat modułu *STFT*. Spektrogram *SPEC(t, f)*, umożliwiając wyznaczenie zmian widmowej gęstości mocy sygnału w czasie, znajduje szerokie zastosowanie przy interpretacji wyników uzyskiwanych na drodze przekształceń czasowo-częstotliwościowych.

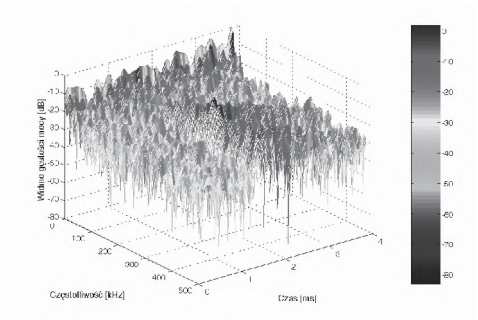
Innym sposobem interpretacji wyników otrzymywanych przez przekształcenie czasowo-częstotliwościowe sygnału *x(t)* jest wyznaczenie spektrogramu amplitudy *ASTFT(t, f)*, którego przebieg charakteryzuje zmiany amplitudy sygnału w funkcji czasu. Spektrogram amplitudy oblicza się przez wyznaczenia modułu krótkoczasowej transformaty Fouriera.

Zastosowanie w przekształceniu *STFT* przesuwnego okna analizującego, powoduje podział zarejestrowanego sygnału na krótkie, zachodzące na siebie lub rozłączne odcinki czasu, dla których obliczana jest transformata Fouriera i wyznaczane jest widmo amplitudowe lub gęstości mocy. Odpowiadający im moment czasowy $t_i$ lub $n_i$ jest środkiem danego odcinka czasu. W ten sposób wyznacza się trójwymiarowe obrazy w przestrzeni czas – częstotliwość – amplituda lub odpowiednio czas – częstotliwość – gęstość mocy, będące graficznym przedstawieniem zmian widma analizowanego sygnału w czasie [41, 42, 44, 45].

Na rysunkach od 6.27 do 6.30 przedstawiono przykładowe spektrogramy impulsów EA generowanej w układzie modelującym WNZ typu ostrze-płyta, przy dodatniej polaryzacji napięcia zasilającego.

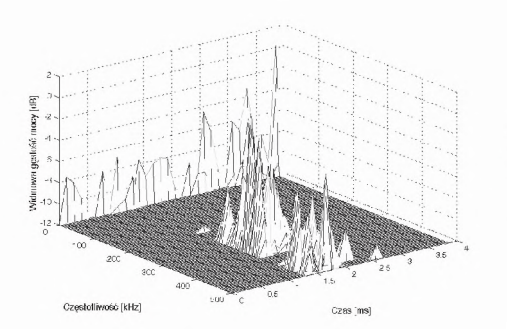



Rys. 6.27. Spektrogram impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia, z progiem odcinającym

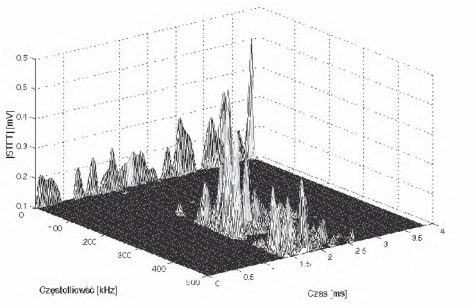



Rys. 6.28. Spektrogram widma gęstości mocy impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia

Istotną cechą krótkoczasowego przekształcenia Fouriera jest jednakowa rozdzielczość na całej osi częstotliwości i stosowanie podczas analizy tylko jednego i tego samego okna obserwacyjnego. Jest to wyraźna „rozrzutność” w sensie możliwości wykorzystania informacji zawartej w zarejestrowanym sygnale, gdyż do oceny parametrów wysokiej harmonicznej nie ma potrzeby wykorzystywania okna o tej samej długości, co w odniesieniu do pierwszej harmonicznej [41, 42, 44, 45].




Rys. 6.29. Spektrogram widma gęstości mocy impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia, z progiem odcinającym




Rys. 6.30. Spektrogram widma amplitudy impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia

W celu poszerzenia i uzupełnienia informacji o sygnałach EA generowanych przez WNZ, które są otrzymywane za pomocą *STFT*, wykorzystuje się analizę falkową. Zastosowanie przekształceń falkowych daje możliwość powiększenia rozdzielczości czasowo-częstotliwościowej. Podczas przetwarzania sygnałów mogą być wykorzystane wąskie okna obserwacyjne przy dużych częstotliwościach i szerokie okna analizujące dla częstotliwości niskich. W przeciwieństwie do przekształcenia *STFT*, wykorzystującego różne typy okien obserwacyjnych ale o stałej dla danego typu długości czasowej i w konsekwencji rozdzielczości czasowo-częstotliwościowej, która jest stała w całej płaszczyźnie czasowo-częstotliwościowej. Ponieważ impulsy EA generowanej przez WNZ mogą zawierać zarówno niskojak i wysoko-częstotliwościowe składowe, dlatego analiza falkowa jest bardzo użyteczna przy ocenie charakteru wyznaczanych rozkładów czasowo-częstotliwościowych. Ponadto określenie struktury częstotliwościowej z użyciem *STFT* odbywa się poprzez dekompozycję sygnału na pewną liczbę składowych sinusoidalnych. Natomiast w analizie falkowej wykorzystuje się rozkład sygnału na ciąg dobrze zlokalizowanych funkcji bazowych nazywanych falkami. Stąd wyniki przekształceń falkowych mogą przyczynić się do uzupełnienia wiedzy o obliczonych strukturach czasowo-częstotliwościowych [41, 42, 44, 45].

Do analizy czasowo-częstotliwościowej impulsów EA od WNZ przy zastosowaniu CWT wykorzystuje się skalogramy $SCAL_x(b, a)$ (gdzie: $a$, $b$ – współczynniki skali), które wyznacza się jako, jako kwadrat modułu ciągłej transformaty falkowej. Powstają w ten sposób dwuwymiarowe obrazy czasowo-częstotliwościowe, które umożliwiają skorelowanie czasu występowania poszczególnych zmian sygnałów EA, z odpowiadającymi im częstotliwościami. W praktycznych analizach czasowo-częstotliwościowych sygnałów akustycznych najczęściej wykorzystuje się falkę symetryczną, o przebiegu sinusoidalnym z obwiednią Gaussowską, którą skonstruował Morlet [41, 42, 44, 45].

Skalogramy wyznaczane za pomocą ciągłej transformaty falkowej zawierają dużą ilość informacji głównie o charakterze jakościowym dotyczących struktur czasowo-częstotliwościowych mierzonych impulsów EA generowanej przez WNZ. W systemach diagnostyki układów izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych wymagane jest stosowanie parametrów bardziej dostosowanych do algorytmów ekspertowych, mogących mieć zastoso-

wanie w procesie rozpoznawania i wstępnej klasyfikacji WNZ. W tym wypadku bardziej syntetyczny opis uzyskuje się wykorzystując dyskretną postać przekształcenia falkowego. W wyniku zastosowania analizy wielorozdzielczej otrzymuje się zbiór przebiegów czasowych aproksymacji oraz detali na różnych poziomach, które stanowią dekompozycję mierzonych impulsów EA. Poszczególne poziomy odpowiadają zakresom częstotliwości wynikającym z szerokości pasma filtru pasmowoprzepustowego związanego z funkcją analizującą [41, 42, 44, 45].

Najlepsze wyniki analizy wielorozdzielczej sygnałów EA uzyskano przy zastosowaniu ortonormalnych, funkcji bazowych symlet o zwartym nośniku. Falki symlet wysokiego rzędu zapewniają najbliższą aproksymację na poszczególnym poziomie o dokładnej symetrii i liniowej fazie. Dla pomiarów sygnałów EA generowanej przez WNZ istotna jest minimalizacja zniekształcenia fazy w celu utrzymania prawdziwych relacji czasowych między detalami impulsów akustycznych i dlatego wybrano falkę symlet rzędu 8. Ponadto analizę impulsów EA generowanych WNZ przy użyciu *DWT* można uzupełnić o wyznaczenie dla poszczególnych detali, diagramów energetycznych, funkcji autokowariancji oraz funkcji gęstości rozkładów.

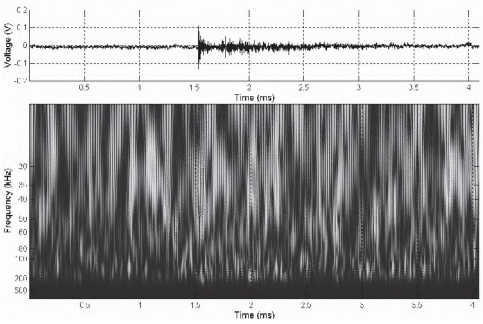
Zagadnienia teoretyczne, wzory i procedury obliczeniowe, zastosowane oprogramowanie komputerowe oraz sposób interpretacji uzyskiwanych wyników dla impulsów EA generowanej przez WNZ zostały szczegółowo przedstawione w monografiach autora [41, 42].

Zastosowanie nowoczesnych technik cyfrowego przetwarzania sygnałów umożliwia obliczenie wartości deskryptorów, jakie wykorzystuje się do charakterystyki impulsów EA od WNZ w dziedzinie częstotliwości. Dotyczy to grupy deskryptorów 3.1-11 przedstawionych w tablicy 6.5, które mogą być obliczone dla dwu- i trójwymiarowych spektrogramów uzyskanych przy zastosowaniu krótkoczasowego przekształcenia Fouriera, skalogramów wyznaczonych za pomocą CWT oraz przebiegów dekompozycji falkowej otrzymanych przy użyciu DWT. Wartości obliczonych deskryptorów charakteryzujących w dziedzinie czasowo-częstotliwościowej zmierzone impulsy EA generowanej przez podstawowe formy WNZ oraz ocenę ich przydatności, jako kryteriów porównawczych, przy rozpoznawaniu ich form zostały szczegółowo przedstawione w monografiach [41, 42].

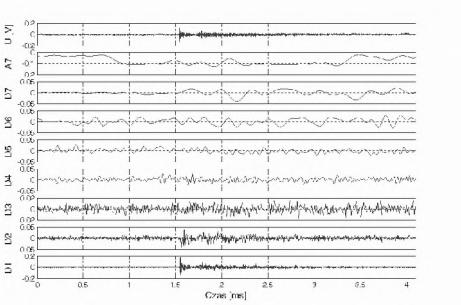
Na rysunkach 6.31 i 6.32 przedstawiono przykładowe przebiegi skalogramu CWT (rys. 6.31) oraz dekompozycji falkowej uzyskanych dla impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia.

**Analiza korelacyjna w dziedzinie czasu i częstotliwości impulsów EA generowanej przez WNZ**

Analiza sygnałów z wykorzystaniem funkcji autokorelacji i korelacji wzajemnej jest często wykorzystywana do rozpoznawania charakteru i wielkości towarzyszących pomiarom szumów i zakłóceń. Metody analiz korelacyjnych znalazły zastosowanie w metodzie elektrycznej pomiaru WNZ, gdzie w szczególności są wykorzystywane do wykrywania i identyfikacji form WNZ, jakie mogą występować w układach izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych. Ponadto wyniki przetwarzania sygnałów uzyskanych przy zastosowaniu funkcji korelacji własnej i wzajemnej mogą być pomocne do oceny własności energetycznych mierzonych sygnałów [41, 42, 47]. Analiza korelacyjna, w takim samym zakresie jak dla sygnałów elektrycznych, może być zastosowana w akustycznej metodzie pomiaru WNZ.




Rys. 6.31. Skalogram CWT serii impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia, długość przedziału czasowego 4,096 ms




Rys. 6.32. Dekompozycja falkowa impulsów EA generowanej przez WNZ w układzie ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia

Najczęściej stosowanym narzędziem obliczeniowym w analizie korelacyjnej jest funkcja korelacji wzajemnej, którą wyznacza się w celu określenia relacji między dwoma sygnałami określonymi w dziedzinie czasu *x(t)* i *y(t)*. Wyraża ona zależność wartości sygnału *x(t)* w pewnym czasie od wartości sygnału *y(t)*, dla różnych wzajemnych przesunięć czasowych.

Natomiast funkcja autokorelacji określa zależność wartości sygnału w pewnej określonej chwili od wartości w innej chwili czasowej. Dla sygnałów rzeczywistych jest funkcją rzeczywistą i parzystą, okresową dla sygnałów okresowych i nieokresową dla przypadkowych. Może ona przybierać zarówno dodatnie jak i ujemne wartości. Analiza przebiegu funkcji autokorelacji pozwala na określenie typu zakłóceń, jakie występują w mierzonym sygnale emisji akustycznej od WNZ. Ponadto funkcja autokorelacji może zostać wykorzysta do wykrywania składowych deterministycznych ukrytych w zaszumionym sygnale. Wynika to z faktu, że funkcja autokorelacji składowych deterministycznych (np. fali sinusoidalnej) zawiera elementy okresowe w całym zakresie przesunięć czasu. Natomiast funkcja autokorelacji procesu stochastycznego ma tendencję do skupienia się w wartości zerowej. Dla wąskopasmowych szumów losowych przebieg funkcji autokorelacji (autokorelogram) dąży wykładniczo od wartości maksymalnej dla zerowego opóźnienia czasowego ($\tau$) do zera, przy dużych wartościach przesunięcia. W granicznym przypadku szumu białego, to jest takiego sygnału losowego, którego energia jest rozłożona równomiernie na całe pasmo częstotliwości (szum szerokopasmowy), funkcja autokorelacji ma postać impulsu Diraca dla zerowego przesunięcia ($\tau$) [41, 42, 47].

W celu łatwiejszej interpretacji uzyskiwanych wyników w rozwiązaniach praktycznych najczęściej wykorzystuje się funkcję autokorelacji i korelacji wzajemnej z odciętymi wartościami średnimi czyli odpowiednio funkcję kowariancji własnej i wzajemnej.

Natomiast do oceny relacji między dwoma sygnałami w dziedzinie częstotliwości wykorzystuje się funkcję koherencji (spójności), która określa ich liniową korelację.

Analizę korelacyjną w dziedzinie czasu i częstotliwości można wykorzystać w celu porównywania sygnałów EA generowanej przez wzorcowe źródła podstawowych form WNZ z wynikami uzyskiwanymi podczas pomiarów na obiektach rzeczywistych, wykonywanych w warunkach przemysłowych. W ten sposób można określić, czy w mierzonej izolacji wy-

stępują WNZ i dodatkowo ocenić, jakiego są typu. Ponadto zastosowanie analizy opartej na funkcjach autokowariancji i kowariancji wzajemnej pozwala określić udział składowych stochastycznych związanych z szeroko- i wąskopasmowymi szumami oraz składowych deterministycznych w analizowanych impulsach EA generowanej przez WNZ. Dlatego analiza korelacyjna wykonana w dziedzinie czasu i częstotliwości może stanowić pomocne narzędzie w rozpoznawaniu podstawowych form WNZ i może stanowić uzupełnienie kryteriów obiektywnej oceny mierzonej izolacji.

Zależności matematyczne, procedury numeryczne oraz sposoby interpretacji wyników analizy korelacyjnej wykonanej z zastosowaniem funkcji autokowariancji i kowariancji wzajemnej oraz koherencji dla impulsów EA generowanej przez WNZ przedstawiono m.in. w pracach [41, 42, 47].

**Wskaźniki statystyk opisowych charakteryzujące impulsy EA od WNZ**

Odrębną grupę parametrów, które można zastosować do oceny WNZ mierzonych metodą EA, stanowią wskaźniki statystyk opisowych. Parametry te mogą stanowić ważne uzupełnienie deskryptorów wyznaczonych w dziedzinie czasu, częstotliwości i czasowo-częstotliwościowej, ponieważ charakteryzując zmierzone impulsy EA z punktu widzenia statystycznego, podają nowy wskaźnik ich oceny.

Wykonując wielokrotnie rejestrację impulsów EA generowanej przez WNZ uzyskuje się populacje w postaci grupy zarejestrowanych wyników pomiarowych. W celu ustalenia prawidłowości zachodzących w danej próbie oraz określenia relacji między poszczególnymi próbami reprezentującymi różne serie pomiarowe, na etapie wstępnej agregacji danych, można zastosować statystyki opisowe. Dostarczają one syntetycznych informacji o sposobie ułożenia się danych liczbowych w próbie, czyli np. o ich położeniu, trendach, koncentracji, rozrzucie, symetrii rozmieszczeniu względem pewnej liczby oraz innych danych o wzajemnych powiązaniach i zależnościach między elementami składowymi próby [41, 42].

W zależności od typu wyznaczanej statystyki opisowej analizowane dane pomiarowe należy przedstawić w postaci szeregu szczegółowego uporządkowanego niemalejąco lub szeregu rozdzielczego przedziałowego. Większość dostępnych na rynku pakietów statystycznych oraz programów komputerowych wyposażonych w moduły statystyczne, które mogą być wykorzystane do analizy i wizualizacji uzyskiwanych wyników, podczas wykonywania obliczeń wykorzystuje jedynie wymienione wyżej dwa typy uszeregowania danych. Spowodowane jest to tym, że dane przedstawiane w postaci szeregów szczegółowych wymagają stosowania prostszych algorytmów numerycznych. Wykonywane obliczenia cechują się dużą dokładnością, a obliczone wartości wskaźników opisujących rozkłady empiryczne elementów badanych prób są bardziej reprezentatywne [33, 34]. Szczegółowy opis, zawierający zasady grupowania i porządkowania otrzymanych danych pomiarowych w szeregi elementarne związane z cechami badanych prób, został przedstawiony w monografiach [41, 42].

W celu porównania uzyskiwanych rozkładów impulsów EA z pomiarów na obiektach rzeczywistych z wynikami otrzymanymi dla modelowych, podstawowych form WNZ można wykorzystać wskaźniki statystyk opisowych będących miarami położenia, rozproszenia, asymetrii i koncentracji poszczególnych elementów analizowanych prób, których zestawienie przedstawiono w tabl. 6.6.

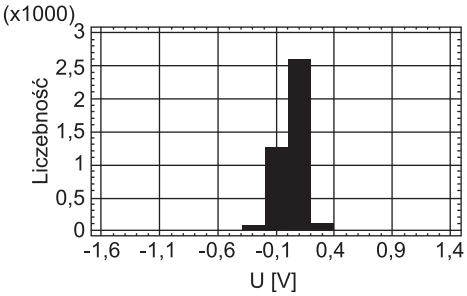
Graficznym uzupełnieniem wskaźników statystyk opisowych są przebiegi histogra-

mów, odpowiadające im krzywe gęstości, skumulowanych histogramów i skumulowanych krzywych gęstości oraz wykresy ramkowe, symetryczności oraz rozrzutu, których przykładowe przebiegi dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia, przedstawiono na rysunkach od 7 do 11. Zależności matematyczne umożliwiające wyznaczenie przedstawionych w tabl. 2 wskaźników i określenie możliwości ich zastosowania do rozpoznawania podstawowych form WNZ, uzupełnione o przebiegi wyżej wymienionych wykresów zostały zaprezentowane w pracach [41, 42].

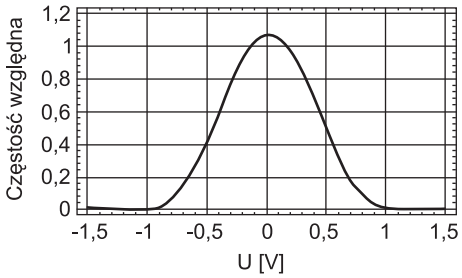
Parametry statystyk opisowych uzupełnione o ich wizualizację graficzną mogą stanowić pomocne narzędzia przy rozpoznawaniu typu WNZ i mogą stanowić użyteczne narzędzie obiektywizacji wyników uzyskiwanych przy zastosowaniu metody EA.

Tablica 6.6. Zestawienie wskaźników statystyk opisowych charakteryzujących impulsy EA

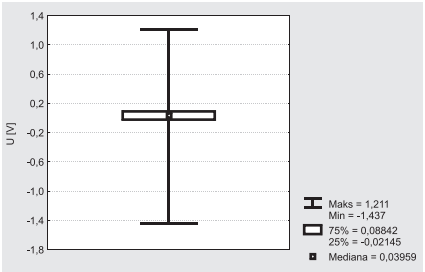
| **1. Miary położenia** | **2. Miary rozproszenia** |
|---|---|
| 1.1 Średnia arytmetyczna [V] | 2.1 Wariancja [$V^2$] |
| 1.2 Średnia harmoniczna [V] | 2.2 Odchylenie przeciętne – $d_1$ [V] |
| 1.3 Moda [V] | 2.3 Odchylenie przeciętne – $d_2$ [V] |
| 1.4 Częstość mody [–] | 2.4 Odchylenie standardowe [V] |
| 1.5 Względna częstość mody [–] | 2.5 Odchylenie ćwiartkowe [V] |
| 1.6 Kwartyl pierwszy [V] | 2.6 Rozstęp międzykwartylowy [V] |
| 1.7 Mediana [V] | 2.7 Rozstęp [V] |
| 1.8 Kwartyl trzeci [V] | 2.8 Wartość maksymalna [V] |
| 1.9 Średnia ucinana [V] | 2.9 Wartość minimalna [V] |
| 1.10 Średnia winsorowska [V] | 2.10 Względny współczynnik zmienności $V_{d1}$ [%] |
| 1.11 Typ asymetrii rozkładu | 2.11 Względny współczynnik zmienności $V_s$ [%] |
| | 2.12 Względny współczynnik zmienności $V_Q$ [%] |
| | 2.13 Typowy obszar zmienności [V] |
| | 2.14 Klasyczny typowy obszar zmienności [V] |
| **3. Miary asymetrii** | **4. Miary koncentracji** |
| 3.1 Współczynnik skośności | 4.1 Współczynnik kurtozy |
| 3.2 Standaryzowany współczynnik skośności | 4.2 Standaryzowany współczynnik kurtozy |
| | 4.3 Błąd standardowy kurtozy |
| 3.3 Wskaźnik asymetrii [V] | 4.4 Charakter koncentracji |
| 3.4 Asymetria rozkładu | |



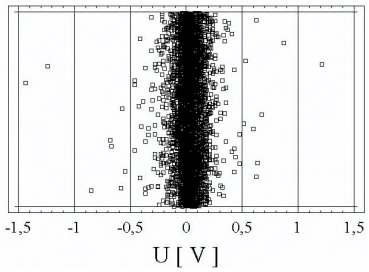

Rys. 6.33. Przebieg histogramu wyznaczonego dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia



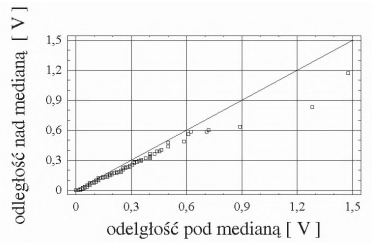

Rys. 6.34. Przebieg funkcji gęstości rozkładu wyznaczonego dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta przy dodatniej polaryzacji napięcia




Rys. 6.35. Przebieg wykresu ramkowego wyznaczonego dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta, występujących przy dodatniej polaryzacji napięcia




Rys. 6.36. Przebieg wykresu rozrzutu wyznaczony dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta, występujących przy dodatniej polaryzacji napięcia

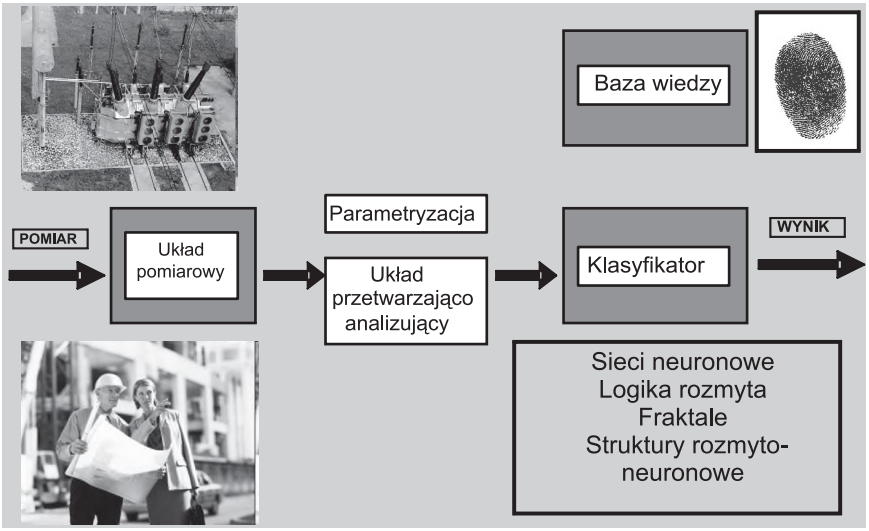



Rys. 6.37. Przebieg wykresu symetryczności wyznaczony dla impulsów EA generowanej przez WNZ typu ostrze-płyta, występujące przy dodatniej polaryzacji napięcia

**Założenia systemu eksperckiego wykorzystującego metodę EA pomiaru WNZ**

Prowadzone obecnie badania zmierzają do stworzenia koncepcji, opracowania modelu i w konsekwencji wdrożenia do pomiarów diagnostycznych komputerowego systemu eksperckiego, który na podstawie wyników uzyskiwanych metodą EA umożliwiałby ocenę stanu badanej izolacji. Schemat blokowy takiego rozwiązania przedstawiono na rysunku

6.38 [39-47]. W tym celu stworzono i skatalogowano wzorce (tzw. „odciski palców” – ang. fingerprints) dla podstawowych form WNZ mierzonych metodą EA, które modelowano w warunkach laboratoryjnych.



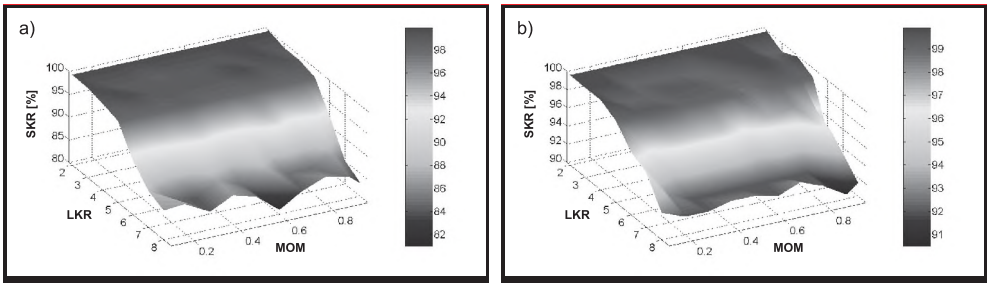

Rys. 6.38. Uproszczony schemat systemu eksperckiego

Uzyskane wzorce mogą stanowić podstawę do zbudowania bazy wiedzy przyszłego systemu ekspertowego. W bazie tej będą znajdować się wieloparametryczne deskryptory charakteryzujące sygnały EA i umożliwiające, przy ściśle określonych warunkach metrologicznych rozpoznawanie podstawowych form WNZ. Do deskryptorów tych można zaliczyć:

- widmo amplitudowe i widmową gęstość mocy obliczone przy zastosowaniu szybkiej transformaty Fouriera (FFT);
- dwu- i trójwymiarowe spektrogramy widma amplitudowego i gęstości mocy obliczone przy zastosowaniu krótko-czasowej transformaty Fouriera (STFT);
- skalogramy wyznaczone przy zastosowaniu ciągłej transformaty falkowej (CWT);
- przebiegi dekompozycji falkowej uzyskane przy zastosowaniu dyskretnej transformaty falkowej (DWT);
- wartości deskryptorów obliczonych w dziedzinie czasu, częstotliwości i czasowo-częstotliwościowej;
- wyniki analizy korelacyjnej, a w szczególności przebiegi funkcji autokowariancji, kowariancji wzajemneji koherencji;
- wskaźniki statystyk opisowych, będącymi miarami położenia, rozproszenia, asymetrii i koncentracji;
- przebiegi wykresów pudełkowych, rozrzutu i symetryczności;
- przebiegi histogramów i funkcji gęstości rozkładów.

Działanie systemu opiera się na analizie uzyskiwanych wyników podczas pomiarów on-line bezpośrednio na diagnozowanym transformatorze. Sygnały EA rejestrowane za pomocą układu pomiarowego zostaną poddane przetwarzaniu cyfrowemu w celu para-

metryzacji uzyskanych wyników. Następnie wyselekcjonowane parametry, reprezentujące zarejestrowane sygnały EA, przekazywane będą do klasyfikatora, gdzie następowałoby ich porównywanie z odpowiednimi deskryptorami zawartymi w utworzonej bazie danych, zawierającej „odciski palców" dla podstawowych form WNZ. W ten sposób dokonywany byłby proces identyfikacji i klasyfikacji rejestrowanych WNZ oraz w rezultacie możliwa byłaby ocena stanu mierzonej izolacji. Jako narzędzie umożliwiające wnioskowanie można zastosować sztuczne sieci neuronowe, logikę rozmytą, fraktale czy struktury neuronowo-rozmyte. W ramach przeprowadzonych obecnie prac naukowo-badawczych, został określony zakres i potencjalne możliwości zastosowania sztucznych sieci neuronowych w procesie identyfikacji podstawowych form WNZ. Przykładowe wyniki skuteczności rozpoznawania WNZ zostały zilustrowane na rysunku 6.39. Po przeprowadzeniu przez sieci neuronowe procesu wnioskowania użytkownik uzyskałby informację o rodzaju występujących w izolacji WNZ, o powiązania ich z danym typem defektu i w konsekwencji o stopniu degradacji mierzonej izolacji, to z kolei umożliwiłoby oszacowanie czasu dalszej bezawaryjnej pracy badanego transformatora.




Rys. 6.39. Skuteczność rozpoznawania form WNZ (SKR) przez zastosowaną sieć w zależności od wartości współczynnika momentum (MOM) oraz ilości klas rozpoznawalnych (LKR): a) LNWU = 10, RCU = 10, b) LNWU = 10, RCU = 20

### 6.2.8. ZALECENIA DOTYCZĄCE ZAKRESU DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH 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 d ielektrykach 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.

## 6.3. REJESTRACJA WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W ZAKRESIE BARDZO WYSOKICH CZĘSTOTLIWOŚCI (UHF)

### 6.3.1. BUDOWA SYSTEMU UHF

Obok wcześniej omówionych metod pomiaru wyładowań niezupełnych coraz większego znaczenia nabiera metoda UHF, która polega ona na pomiarze pola elektrycznego wytworzonego przez wnz w zakresie bardzo wysokich częstotliwości. Obecnie jest to znana metoda pomiaru wnz w rozdzielnicach z $SF_6$. Natomiast jej aplikacja do diagnostyki izolacji transformatorowej jest w stanie początkowego rozwoju lecz uzyskane już doświadczenia (m.in. Wielkiej Brytanii) są bardzo obiecujące. Jak się wydaje, korzyści płynące ze

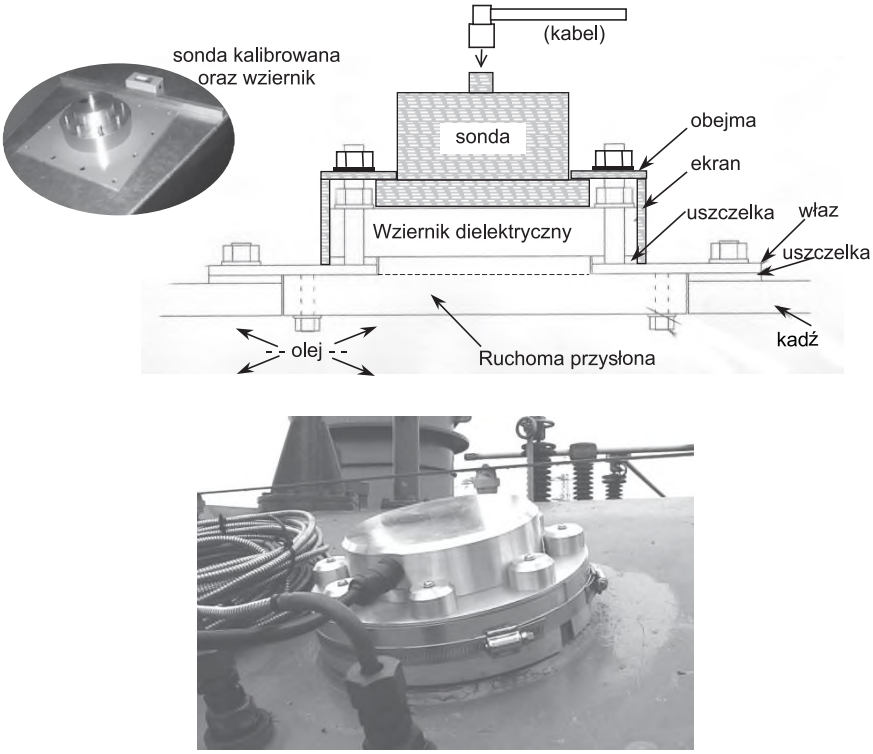
stosowania pomiarów UHF wynikają głównie z prostoty pomiaru oraz względnie niskiego kosztu systemu pomiarowego. W tym względzie do najważniejszych zalet metody można zaliczyć:

- wysoką czułość pomiarową w warunkach polowych
- możliwość przeprowadzenia pomiaru na włączonym do ruchu transformatorze,
- zakłócenia pomiarowe związane z oddziaływaniem zewnętrznych pól elektro-magnetycznych są niewielkie i łatwe do identyfikacji,
- metoda UHF może stać się uzupełnieniem pomiarów DGA w oleju,
- koszt wytworzenia sondy jest niewielki a koszt przenośnego systemu rejestracji i analizy danych jest porównywalny do kosztów systemu FRA.

W skład systemu UHF wchodzi sonda pola elektrycznego, wzmacniacz oraz miernik sygnału UHF (rys.5.40). Na czas pomiaru, miernik za pomocą kabla pomiarowego jest łączony z sondą, przy czym powinien to być kabel o niskim tłumieniu w zakresie wysokich częstotliwości (np. RG214U o tłumieniu 0.337 dB/m dla częstotliwości 1 GHz). Pomiaru pola elektrycznego w zakresie UHF dokonuje się za pomocą sond rozmieszczonych albo wewnątrz kadzi transformatora lub też sond zewnętrznych. Pierwszy typ sond mocowany jest przeważnie w nowych transformatorach lub w jednostkach gruntownie modernizowanych. Ważna jest przy tym lokalizacja i sposób mocowania sond, gdyż nie powinny one zakłócać naturalnego rozkładu pola elektrycznego w kadzi. Natomiast drugi typ, umieszczany jest zwykle w oknach inspekcyjnych, co stwarza możliwość aplikacji do transformatorów będących w użytkowaniu. Specyficznym elementem tego rozwiązania jest wziernik dielektryczny, który umożliwia wnikanie pola elektromagnetycznego do sondy, a tym samym jego rejestrację.

Lokalizacja przestrzenna sond jest odwzorowywana na panelu operatorskim PC, który steruje procesem pomiaru i akwizycją danych. Operator ma możliwość jednoczesnej obserwacji sygnałów pochodzących z trzech różnych sond na dwu lub trójwymiarowym obrazie. Dwuwymiarowy obraz jest wykresem słupkowym, gdzie na osi Y pokazana jest amplituda sygnału w zależności od fazy 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 przedstawione z reguły w jednostkach względnych w stosunku do maksymalnej wartości skali. Sygnały UHF, pochodzące z każdej sondy są rejestrowane, selekcjonowane w zależności od amplitudy, oraz zapamiętywane w zbiorze danych.

Podobnie jak w metodzie akustycznej, pomiar wnz przy pomocy sond UHF pozwala na określenie typu defektu oraz umożliwia jego lokalizację. Procedura lokalizacji wymaga jednak specjalistycznego oprogramowania eksperckiego, które musi uwzględniać istniejące w transformatorze odbicia fal od punktów nieciągłości, uzwojeń, rdzenia oraz konstrukcji wsporczej. Bowiem powodują one zniekształcenie rzeczywistego sygnału, który do czujników dociera w postaci oscylacji pola elektrycznego. Dołączone do miernika oprogramowanie eksperckie umożliwia identyfikację typu i miejsca powstania wnz przy wykorzystaniu biblioteki danych wzorcowych. Należy przy tym podkreślić, że skuteczność diagnozy jest silnie uzależniona od jakości i zawartości biblioteki , która przez to jest newralgicznym elementem systemu pomiarowego. Perspektywicznie dużą zaletą metody UHF może okazać się możliwość diagnostyki on-line, która umożliwi wczesne ostrzeganie o inicjacji niekorzystnych procesów wyładowczych w kadzi transformatora.




Rys. 6.40. Przykładowe rozwiązanie konstrukcyjne sondy UHF i jej lokalizacja na obudowie transformatora [49]

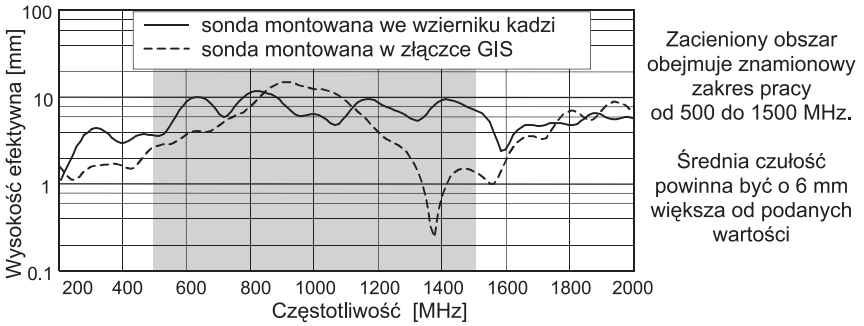
Niezmiernie istotnym parametrem charakteryzującym jakość sond jest czułość. Jej sprawdzenie wymaga pomiaru odpowiedzi sondy w przedziale częstotliwości od 200 do 2000 MHz. Pomiar wykonuje się w specjalnej komorze TEM (ang. transverse electromagnetic), której konfiguracja przestrzenna jest tożsama z rzeczywistą geometrią transformatora. Sonda poddawana jest działaniu jednorodnego pola elektrycznego o określonej wartości, a czułość jest definiowana jako iloraz napięcia wytwarzanego na zaciskach sondy i wartości pola elektrycznego w jej otoczeniu. Jednostką czułości jest [V/(Vmm-1)] lub [m] . Według wytycznych National Grid w Wielkiej Brytanii [53] odpowiedź częstotliwościowa sond 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. 6.41. została przedstawiona przykładowa odpowiedź częstotliwościowa zewnętrznej sondy UHF.

Specyficzna konstrukcja transformatorów powoduje, że rozkład pola elektrycznego bywa bardzo zróżnicowany. Fakt ten musi być uwzględniony przy montażu sond. Stąd często występuje konieczność indywidualnego zaprojektowania kilku różnych rozwiązań

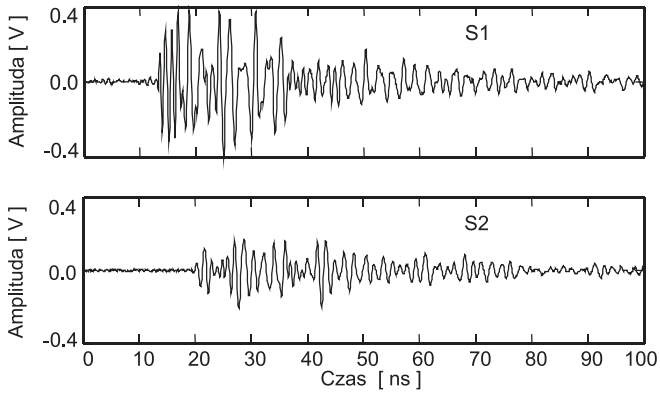
konstrukcyjnych sondy wraz z elementami wsporczymi, aby mogła ona pracować w miejscach o różnym natężeniu pola elektrycznego.




Rys. 6.41. Przykładowa odpowiedź częstotliwościowa zewnętrznej sondy UHF [50]

### 6.3.2. LOKALIZACJA WNZ

Dokładna lokalizacja miejsca emisji wnz wymaga jednoczesnego pomiaru sygnałów UHF przez co najmniej trzy sondy. 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 rysunku 6.42. przedstawiono przykład zarejestrowanych jednocześnie oscylacyjnych sygnałów UHF pochodzących z dwóch sond pola. Przy pomiarze czasu opóźnienia między sygnałami bierze się pod uwage jedynie pierwsze, dochodzące do urządzenia rejestrującego, impulsy. Podstawowe informacje dotyczące lokalizacji źródła drgań można otrzymać z porównania opóźnienia sygnałów między poszczególnymi sondami. W przypadku pojedynczego źródła wnz różnica ta jest stała. Jeżeli natomiast różnica między opóźnieniami sygnałów w obu sondach zmienia się w czasie to zachodzi podejrzenie, że we wnętrzu transformatora obecne jest wielopunktowe źródło wnz.




Rys. 6.42. Jednoczesna rejestracja sygnałów UHF z dwóch sond pola [49]

### 6.3.3. ZAKŁÓCENIA POMIAROWE

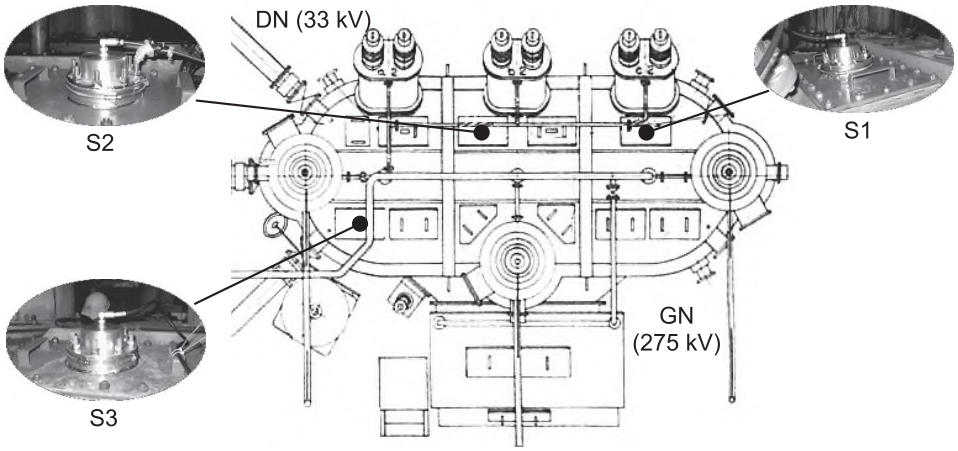
Pomiar w zakresie częstotliwości do 2 GHz jest narażony na zakłócenia elektromagnetyczne, których źródłem mogą być:

- urządzenia stacji elektroenergetycznych (charakter zakłóceń będzie zależny od budowy poszczególnych aparatów), przy czym w pewnych przypadkach szczególnie silne zakłócenia występują w zakresie częstotliwości do 100 MHz;
- ulot z torów wysokonapięciowych, który obserwowany jest w widmie sygnału aż do 500 MHz;
- radiowe stacje nadawcze (częstotliwość zakłóceń w zakresie od 60 do 120 MHz);
- telewizyjne stacje nadawcze (częstotliwość zakłóceń do 800 MHz);
- telefonia komórkowa (częstotliwość pracy do 1800 MHz);
- urządzenia radarowe np. w sąsiedztwie lotnisk (zakłócenia do 1400 MHz).

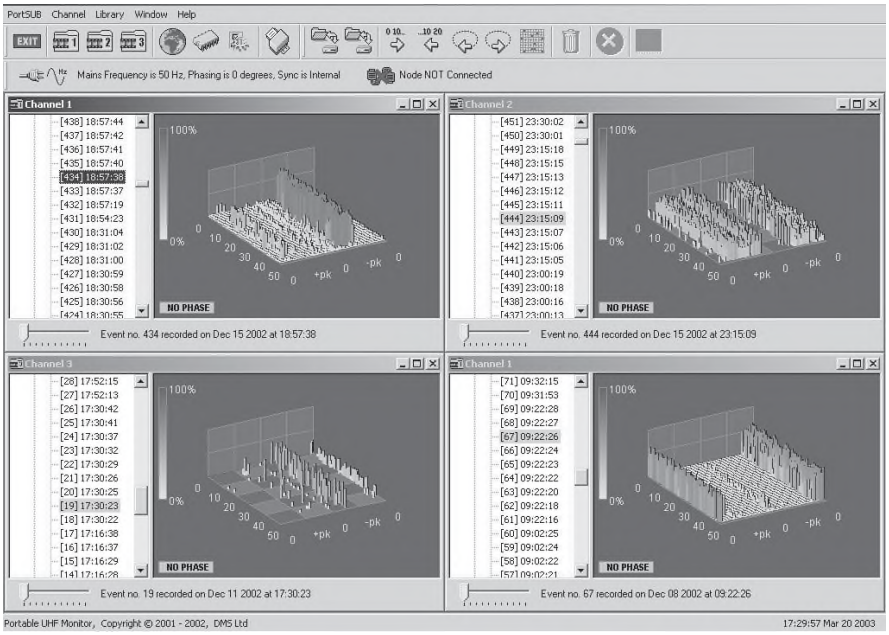
Zakłócenia te najczęściej dostają się do wnętrza transformatora poprzez przepusty wysokonapięciowe stanowiące jego połączenie z liniami wysokiego napięcia. Po wniknięciu do wnętrza transformatora następuje propagacja zakłóceń w kadzi i mimo tłumienia mogą one uniemożliwić osiągnięcie wysokiej czułości tych sond, które są położone najbliżej przepustu. W tym przypadku konieczne staje się ograniczenie zakresu częstotliwości pomiarowych, co obniża jakość diagnozy. Dlatego przed przystąpieniem do instalacji układu UHF, w miejscu zainstalowania transformatora, wskazany jest pomiar istniejących w otoczeniu transformatora zakłóceń elektromagnetycznych. Znajomość rodzaju i intensywności zakłóceń zewnętrznych pozwala na właściwe zaprojektowanie odpowiedzi częstotliwościowej sondy, zakresu częstotliwości roboczej wzmacniacza oraz dokonanie doboru właściwych filtrów sygnału UHF.

### 6.3.4. PRZYKŁAD POMIAROWY

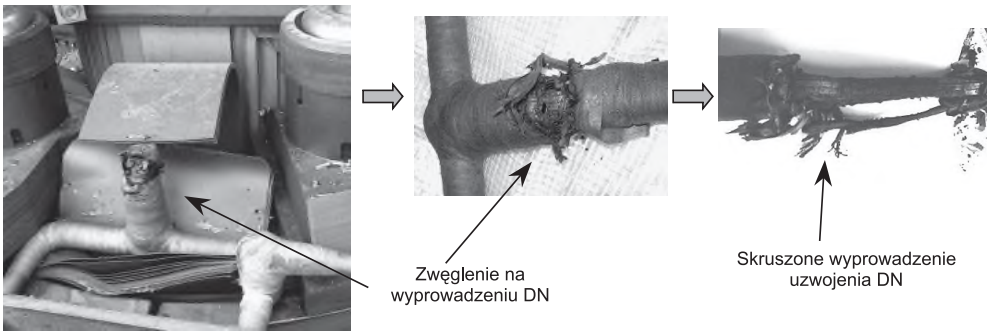
Zastosowanie sond UHF do lokalizacji wnz można przedstawić na przykładzie transformatora 275/33 kV o mocy 120 MVA. Zasilał on duży obiekt przemysłowy, pracował więc przy zmiennym obciążeniu [49, 50]. Transformator, po zadziałaniu układu zabezpieczeń, został w trybie awaryjnym wyłączony z ruchu. Wstępne pomiary zawartości gazów w oleju wskazały na obecność wnz , ale nie pozwoliły jednoznacznie ustalić ich przyczyny. Dlatego postanowiono dokonać rejestracji wnz metodą UHF w celu określenia przyczyny awarii. W tym celu na pokrywie kadzi transformatora zainstalowano trzy sody pomiarowe (rys. 6.43.) i rozpoczęto monitorowanie wnz. Analiza wykazała, że parametry sygnałów zmieniały się stochastycznie, nieregularnie dla różnej fazy napięcia oraz różnego obciążenia transformatora. Rewizja wewnętrzna transformatora pozwoliła stwierdzić, że uszkodzenie miało miejsce na połączeniu uzwojenia niskiego napięcia z przepustem (rys. 6.45).




Rys. 6.43. Lokalizacja sond UHF na pokrywie transformatora 275/33 kV, 120 MVA [49]




Rys. 6.44. Przykłady rejestracji sygnału UHF w różnych chwilach czasowych, [49]




Rys. 6.45. Miejsce uszkodzenia i źródło emisji wnz [49]

## 6.4. DIAGNOSTYKA IZOLACJI Z ZASTOSOWANIEM METOD POLARYZACYJNYCH

### 6.4.1. WIADOMOŚCI WSTĘPNE

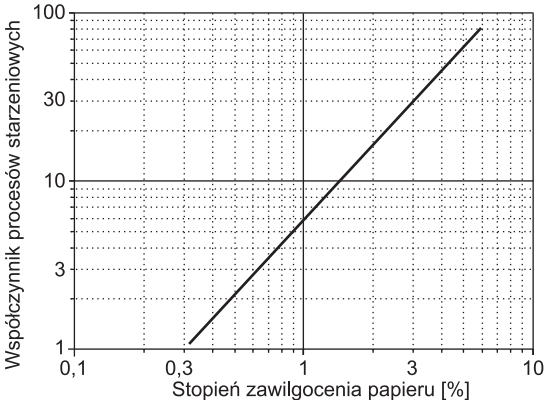
Do oceny stanu izolacji transformatorowej w warunkach eksploatacyjnych od wielu lat najczęściej stosuje się pomiary rezystancji, wyznaczenie współczynnika absorpcji $R_{60}/R_{15}$ oraz pomiary współczynnika strat dielektrycznych przy częstotliwości sieciowej (50 lub 60 Hz). Rzadziej mierzona jest pojemność między uzwojeniami z jednoczesnym wyznaczeniem ilorazu $C_{2Hz}/C_{50Hz}$. Przydatność tak zdefiniowanych właściwości oraz parametrów do diagnostyki izolacji ostatnio została poddana dużej krytyce (patrz – rozdział 2.3.). Krytyka ta wypływa głównie z coraz większego teoretycznego rozpoznania zjawisk relaksacyjnych w izolacji papierowo-olejowej oraz z długoletnich doświadczeń w stosowaniu dotychczasowych kryteriów zawartych w obowiązujących do lat 90-tych ub. wieku przepisach eksploatacji czy też w starszych wydaniach Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów. 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.

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 tgδ oraz pojemności układu (metoda FDS). Rozdział ten poświęcony jest omówieniu podstaw fizycznych, zasady wykonywania pomiarów oraz problematykę interpretacji związanych ze stosowaniem tych nowoczesnych i nadal rozwijających się metod analizy stanu izolacji.

Procesy depolimeryzacji i skracania rozmiarów łańcuchów celulozy powoduje utratę właściwości mechanicznych i elektrycznych. Na kinetykę reakcji chemicznych, a tym samym na tempo degradacji celulozy w izolacji transformatorowej wpływają m.in. takie czynniki jak:

– skład chemiczny oleju izolacyjnego, a przede wszystkim zawartość substancji kwaśnych, wskaźnikiem których jest liczba kwasowa;

– temperatura pracy izolacji, którą przede wszystkim określa wartość obciążenia mocą;
– stopień zawilgocenia elementów stałych izolacji takich jak przekładki i bariery preszpanowe oraz papierowa izolacja przewodów fazowych.




Rys. 6.46. Wpływ stopnia zawilgocenia papieru na kinetykę jego starzenia

Rysunek 6.46. przedstawia zależność kinetyki chemicznych procesów degradacji celulozy od stopnia jej zwilgocenia. Łatwo jest zauważyć, że w zawilgoconej celulozie proces depolimeryzacji zachodzi kilka a nawet kilkanaście razy szybciej w porównaniu do celulozy względnie suchej. Przykładowo, w przypadku celulozy zawierającej około 3% wody jest on pięciokrotnie szybszy niż w celulozie zawilgoconej na poziomie 1%. Dlatego ważną przesłanką w podejmowaniu decyzji w zakresie eksploatacji transformatorów, zwłaszcza o zaawansowanym wieku, jest rozróżnienie jednostek, w których procesy degradacji celulozy zachodzą ze względnie małą kinetyką od jednostek z intensywnym procesem starzenia i utratą właściwości mechanicznych przez papier. Z reguły przyjmuje się, że w tym względzie graniczna wartość współczynnika kinetyki procesów starzeniowych zawiera się w przedziale $k \approx 20 \div 25$. W praktyce oznacza to, iż transformatory zawierające w preszpanie powyżej 2,5% wody można uważać za jednostki zagrożone przyśpieszoną i nadmierną degradacją izolacji (tablica 6.7.).

Tablica 6.7. Kryteria oceny stanu izolacji na podstawie stopnia zawilgocenia

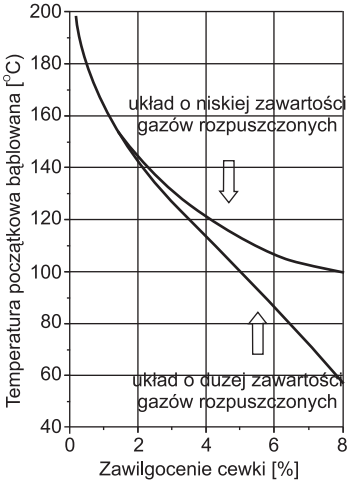
| Zawilgocenie | Stan izolacji |
|---|---|
| < 0,7 % | Nowa, dobrze wysuszona |
| ≤ 2,0 % | Dobry stan eksploatacyjny |
| > 2,5 % | Szybkie starzenie się izolacji |
| ≈ 3,0 % | Prawdopodobna awaria dla T 75°C |
| ≈ 4,5 % | Prawdopodobna awaria dla T 50°C |
| > 5,5 % | Transformator do wyłączenia |

Innym, bardzo niekorzystnym zjawiskiem towarzyszącym nadmiernemu zawilgoceniu izolacji jest możliwość wystąpienia t.zw. „efektu bąblowania” (bubble effect). Polega on na gwałtownym odparowaniu znajdującej się w preszpanie wody. Proces rozpoczyna się

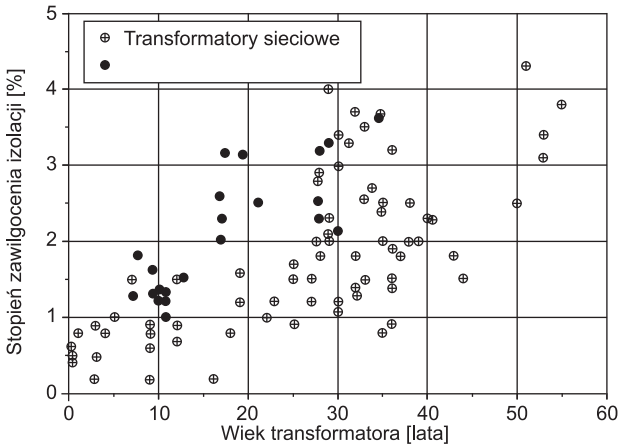
po przekroczeniu pewnej temperatury krytycznej w najgorętszym miejscu w górnej części uzwojenia transformatora (t.zw. punkt „hot spot”). W rezultacie bąblowania następuje szybki i niebezpieczny wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi oraz gwałtowny przepływ gazów i oleju do konserwatora, który zwykle powoduje zadziałanie przekaźnika gazowo-przepływowego. O skali i skutkach zjawiska decyduje ilość odparowanej wody, przy czym obowiązuje tu reguła Avogadry, z której wynika że jedna gramocząsteczka wody po przejściu w stan pary zajmuje objętość 22,4 litra przy ciśnieniu atmosferycznym. Dlatego, jak wskazują doświadczenia eksploatacyjne, wystąpienie bąblowania przeważnie kończy się rozszczelnieniem kadzi, wyciekiem oleju na zewnątrz oraz realnym zagrożeniem konstrukcji transformatora przez deformację. Wydzielająca się podczas parowania wody duża ilość pęcherzyków gazowych dodatkowo może prowokować powierzchniowe wyładowania niezupełne i przeskoki iskrowe o znacznej energii, przez co stwarza realne prawdopodobieństwo powstania eksplozji i pożaru transformatora. Temperatura krytyczna, w której rozpoczyna się efekt bąblowania, zależna jest od stopnia zawilgocenia izolacji oraz ilości gazów rozpuszczonych w oleju izolacyjnym. Im większa jest zawartość wody w preszpanie, tym niższa temperatura początkowa gwałtownego odparowania wody (rys. 6.47.). W izolacji o relatywnie dużym zawilgoceniu temperatura krytyczna może być dodatkowo obniżana w izolacji o dużej zawartości gazów rozpuszczonych w oleju powstałych podczas starzenia termicznego izolacji lub wszelkiego typu wyładowań niezupełnych. Wzajemne wspomaganie się procesów starzenia i zawilgacania izolacji powoduje, że w jednostkach starszych, pracujących zwłaszcza przy dużym obciążeniu, należy się spodziewać, iż prawdopodobieństwo bąblowania może szybko wrastać nawet gdy zachowane są dopuszczalne przez Instrukcje Eksploatacji ilości gazów rozpuszczonych w oleju. Nieodzowne jest przy tym zwrócić uwagę na fakt, iż pokazywana przez zamontowany na kadzi termometr temperatura górnej warstwy oleju w znacznym stopniu różni się od temperatury punktu gorącego. Różnica ta zależna jest zarówno od wartości oraz zmienności obciążenia jak i sprawności układu chłodzenia. W skrajnych przypadkach osiąga nawet wartość $60 \div 100^{o}C$. W czasie eksploatacji transformatorów, przy zwilgoceniu izolacji rzędu $2 \div 3\%$ zjawisko bąblowania występuje już przy relatywnie niskiej temperaturze punktu gorącego o wartości około $125 \div 130^{o}C$ (rys. 6.47.), przy czym w warunkach szybkiego przyrostu temperatury (np. w czasie zwarć) proces może rozpocząć się znacznie wcześniej. Dokładne określenie rzeczywistej krytycznej temperatury bąblowania jest utrudnione m.in. z powodu dużych różnic w zawilgoceniu poszczególnych fragmentów układu izolacyjnego, które niezależnie od położenia w przestrzennej konfiguracji układu, mogą dochodzić nawet do 1,5%. Opisane powyżej zjawiska powodują, że w transformatorach z nadmiernie zawilgoconą izolacją zachodzi konieczność obniżenia dopuszczalnej temperatury pracy (tablica 6.7.), co wymaga zmniejszenia obciążenia lub zainstalowania dodatkowego układu chłodzenia.

Należy przy tym podkreślić, że niezależnie od trudności w praktycznym szacowaniu stopnia zestarzenia izolacji, określenia temperatury w punkcie gorącym czy też ewentualnego początku bąblowania, służby eksploatacyjne powinny mieć świadomość konieczności stałego monitorowania stopnia zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej szczególnie w odniesieniu do jednostek starszych. Wykonane w ramach programu „Rediatool” oraz przez Energo-Complex pomiary w Polsce, Niemczech oraz Szwecji na dużej populacji transformatorów wyraźnie wskazały bowiem na korelację między okresem ich eksploatacji a stopniem zawilgocenia izolacji (rys. 6.48). Stwierdzono przy tym, że ze względu na tempo przy-

rostu zawartości wody w preszpanie można wyróżnić dwie wyraźne kategorie jednostek. Do pierwszej, w której proces ten jest bardziej intensywny i w miarę przewidywalny, można zaliczyć przede wszystkim transformatory blokowe i zaczepowe. Są to jednostki, które przeważnie jednostajnie pracują z mocą równą 60÷80% mocy nominalnej. Mimo, że ich obsługa z reguły prowadzona jest z zachowaniem wysokich technicznych standardów, to jak pokazuje rys. 6.48., należy spodziewać się wzrostu stopnia zawilgocenia izolacji rzędu 1% na każde 10 lat eksploatacji. Do grupy drugiej można zaliczyć transformatory sieciowe, które charakteryzują się większa rozbieżnością w tempie przyrostu zwilgocenia, co niewątpliwie wynika zarówno z dużego zróżnicowania obciążenia jak i jakości serwisowania. Generalnie jednak obserwuje się w nich wolniejszą absorpcję wody przez preszpan.




Rys. 6.47. Wpływ zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej na temperaturę początkową efektu bąblowania [55]




Rys. 6.48. Zawilgocenie izolacji transformatorów o różnym okresie eksploatacji. Opracowano na podstawie [57]

Osobną grupę stanowią transformatory będące w stałej rezerwie. W odróżnieniu do wymienionych wyżej grup charakteryzują się one pracą okresową, przy czym większość czasu eksploatacji są wyłączone z ruchu. W miesiącach jesienno-zimowych temperatura tych jednostek może spaść nawet poniżej zera stopni Celsjusza, co sprzyja kondensacji wilgoci w układzie izolacyjnym. W transformatorach odstawianych do rezerwy stosunkowo często stosuje się demontaż niektórych elementy wyposażenia (np. przepusty izolacyjne), czy też spuszczania oleju izolacyjnego. Przed ponownym wprowadzeniem do ruchu wymaga to dodatkowych prac montażowych najczęściej przy rozszczelnionym, otwartym na działanie czynników atmosferycznych, układzie izolacyjnym. Ponadto, w niektórych przypadkach, jakość zahermetyzowania kadzi po demontażu elementów jest niedostateczny, co powoduje przenikanie wilgoci do oleju i w dalszej kolejności do celulozy. Szacunkowe dane podają, że tempo nasycania preszpanu przez wodę pochodzenia atmosferycznego może wynosić nawet 0,08% na każdy rok eksploatacji. Zespół tych czynników powoduje, że w rezultacie w takich transformatorach należy liczyć się z nadmiernym, w porównaniu do podobnych wiekowo jednostek, zawilgoceniem układu izolacyjnego. Doświadczenia w diagnostyce zawilgocenia izolacji wskazują, że zjawisko to występuje zarówno w transformatorach blokowych oraz zaczepowych jak i sieciowych.

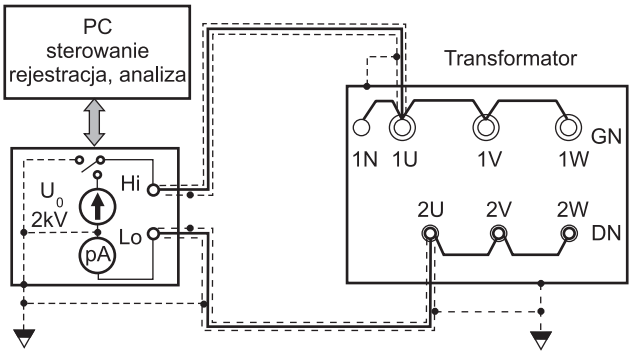
Wykonane w warunkach polowych badania wyraźnie wskazują, że w przypadku transformatorów blokowych już po 15–20 latach eksploatacji występuje realne zagrożenie rozpoczęciem się procesu przyspieszonego starzenia izolacji oraz wystąpieniem bąblowania. W transformatorach sieciowych problem nadmiernego zawilgocenia występuje z reguły po 30–35 latach. Jednak uwzględniając warunki ich zainstalowania oraz rodzaj pracy i jakość obsługi należy liczyć się z tym, że w niektórych przypadkach, utrata dobrych właściwości izolacyjnych rozpocznie się znacznie wcześniej.

### 6.4.2. 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 $i_{dep}$ przez okres $t_d$ (rys. 6.49). 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 ipol i stopniowo zanika do zera powodując rozładowanie się systemu izolacyjnego.

Istotnym problemem przy pomiarach PDC jest określenie wartości napięcia polaryzacji i czasu trwania procesu ładowania i rozładowania układu. Duże natężenie pola elektrycznego może powodować nieliniowe zjawiska relaksacyjne, które będą wprowadzać błąd w ocenie. Natomiast w pomiarach eksploatacyjnych umożliwia dokładną rejestrację prądów i ogranicza wpływ zakłóceń zewnętrznych lub zakłóceń pochodzących od ewentualnych ładunków elektrostatycznych zgromadzonych w izolacji czy też t.zw. „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). Z kolei spotykane w izolacji wartości stałych czasowych procesów relaksacyjnych powodują, że czas ładowania i depolaryzacji układu nie powinien być krótszy niż 5000 sekund (rys. 6.50),

przy czym jest zalecane aby w transformatorach o niskim stopniu zawilgocenia pomiar prądu depolaryzacji trwał nawet około $10^4$ sekund.




Rys. 6.49. Zasada pomiaru (a) oraz schemat połączeń (b) w metodzie PDC

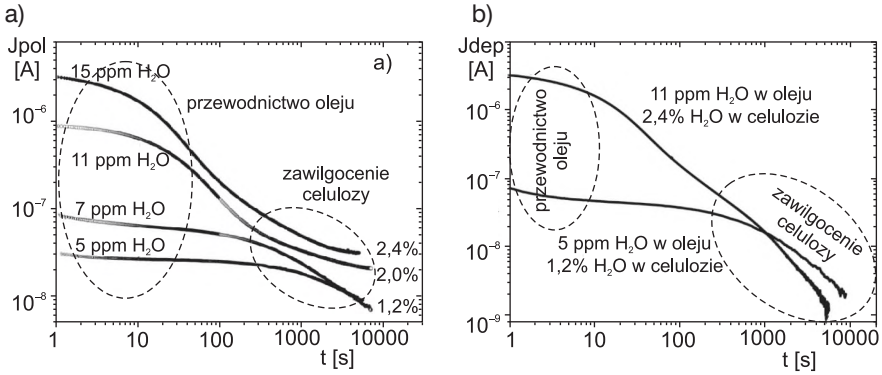
Charakterystyki czasowe prądów ładowania i rozładowania izolacji transformatora są podstawą analizy stopnia zawilgocenia lub degradacji preszpanu. Szczególną ich cechą jest, że poszczególne fragmenty zdeterminowane są przez różne zjawiska relaksacyjne zachodzące w głównych elementach układu izolacyjnego (rys. 6.50). Pozwalają ona rozdzielić wpływ właściwości oleju od wpływu zgromadzonej w preszpanie wilgoci. W pierwszych około 100 sekundach polaryzacji i depolaryzacji o wartości prądu decyduje przede wszystkim przewodnictwo oleju izolacyjnego oraz pojemność kanałów izolacyjnych, które zależą od takich czynników jak zawartość wody, kwasowość czy też stopień zanieczyszczenia i temperatura. Wzrost przewodnictwa oleju powoduje zwiększenie się początkowych wartości prądu polaryzacji. Zależność ta jest wprost proporcjonalna i pozwala na praktyczne wyznaczenie konduktywności oleju z wartości prądu polaryzacji płynącego bezpośrednio po przyłożeniu napięcia pomiarowego. Stopień zawilgocenia i degradacji stałych elementów układu izolacyjnego (bariery, przekładki) wpływa natomiast na kształt charakterystyk PDC dla czasów dłuższych od 1000 sekund. Zwiększona zawartość wody w preszpanie skutkuje wzrostem prądu upływu (przewodnictwa) izolacji w tym zakresie oraz przyśpiesza proces depolaryzacji, co powoduje szybszy zanik prądu $i_{dep}$.

Przykłady takich charakterystyk pokazano na rysunku 5, gdzie zestawiono pomiary PDC wykonane w transformatorach o różnym zawilgoceniu celulozy i oleju.

W warunkach eksploatacyjnych często wystarczająca jest porównawcza, szacunkowa ocena stanu izolacji w serwisowanej populacji transformatorów, czy też obserwowanie tendencji zmian podczas okresowych przeglądów. Powinna ona jednak umożliwić relatywnie łatwe wytypowanie zagrożonych jednostek do dalszych, bardziej szczegółowych badań. W tym celu można wykorzystać związek między stopniem zawilgocenia izolacji, jej przewodnictwem a wartościami stałych czasowych wolnozmiennych relaksacji podczas depolaryzacji. Względnie prostą i skuteczną metodą jest rejestracja charakterystyk PDC połączona z ich analizą jakościową. Polega ona na matematycznym wyznaczeniu z krzywej prądu depolaryzacji umownego czasu T0, po którym mechanizm relaksacji ulega zmianie. Podstawą wyznaczenia T0 jest uniwersalne równanie relaksacji w postaci:

$$i_{dep}(t) = \frac{A_0}{\left(\frac{t}{T_0}\right)^m + \left(\frac{t}{T_0}\right)^n} + A_1 \cdot \exp\left(\frac{-t}{\tau}\right) \tag{6.2}$$

gdzie: $T_0$ – czas zmiany mechanizmu relaksacji wolnozmiennej, $\tau$– stała czasowa relaksacji szybkozmiennej, $A_1$, $A_0$, m, n – współczynniki, przy czym $0 < m < 1$, $1 < n < 2$



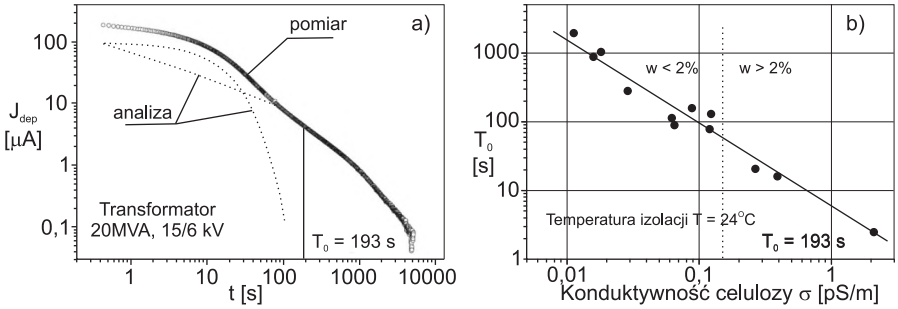

Rys. 6.50. Wpływ parametrów oleju i celulozy na kształt prądów polaryzacji (a) i depolaryzacji( b)

Przykład analizy charakterystyki czasowej prądu depolaryzacji według uniwersalnego równania zamieszczono na rysunku 6.51 a. Natomiast na rysunku 6.51 b przedstawiono zależność pomiędzy przewodnictwem celulozy a wartościami T0, którą wyznaczono dla różnych transformatorów 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 w transformatorach w których przewodnictwo i zawilgocenie celulozy jest największe wartości czasu $T_0$ są najmniejsze. 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 stałej czasowej $T_0$. 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 analityczne programy eksperckie.

W wielu z nich ilość wody zgromadzonej w elementach stałych izolacji oraz stopień 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:

$$f(t_{pol}) = \frac{i_{pol}(t)}{U_p \cdot C_0} \quad \text{oraz} \quad f(t_{dep}) = \frac{i_{dep}(t)}{U_p \cdot C_0} \tag{6.3}$$

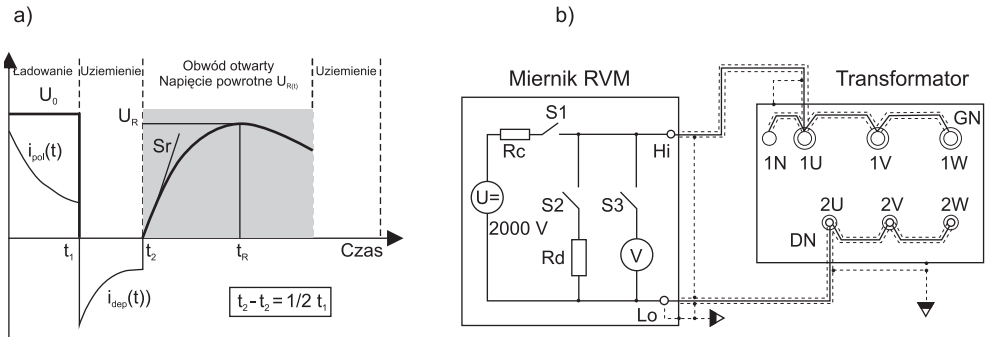
gdzie: $U_p$ – napięcie polaryzacji, $C_0$ – pojemność geometryczna uzwojenia




Rys. 6.51. Analiza prądu depolaryzacji izolacji (a) oraz wpływ przewodnictwa celulozy na wartość $T_0$ (b)

### 6.4.3. 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" UR od czasu polaryzacji. Cykl wyznaczenia UR realizowany jest w czterech krokach (rys. 6.52 a). Pierwszy polega na przyłożeniu do izolacji napięcia stałego o wartości 2000 V na czas t1 (zamknięty wyłącznik S1 – rys. 6.52 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 $U_R$. 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.

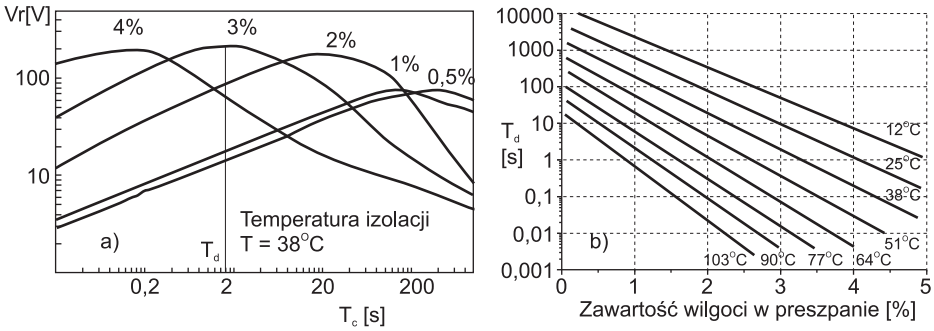



Rys. 6.52. Zasada (a) oraz schemat pomiarowy (b) metody RVM

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" tj. czas polaryzacji $T_d$, w którym wartość $U_R$ jest maksymalna (rys. 6.53 a). 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. 6.53 b).

Najczęściej spektrum napięcia powrotnego zawiera tylko jedno maksimum UR z właściwą sobie stałą czasową $T_d$. Ma to miejsce w przypadku, kiedy izolacja olejowo-papierowa jest w dobrym stanie, a układ izolacyjny posiada zrównoważony rozkład wilgoci między olejem a preszpanem (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. 6.53. Charakterystyki RVM (a) oraz nomogram wyznaczenia zawilgocenia izolacji (b) [58]

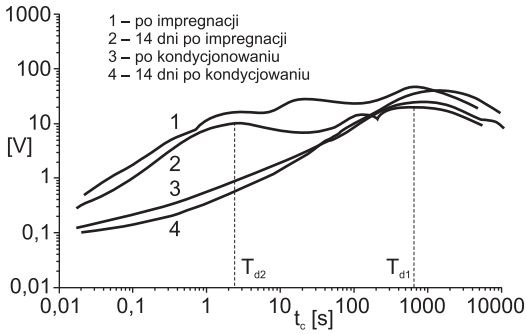
Efekt ten jest źródłem wielu błędów popełnianych przy wyznaczaniu stopnia zawilgocenia izolacji transformatorowej. Wynikają one z trudności w ocenie przyczyny odpowiedzialnej za powstanie określonego ekstremum $U_R$ oraz identyfikacji stałej czasowej związanej z relaksacją celulozy. Istniejące różnice w zawilgoceniu poszczególnych fragmentów izolacji powodują bowiem, iż każdemu rodzajowi niejednorodności układu papierowo-olejowego odpowiada na schemacie izolacji dodatkowa gałąź RC. 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, poniżej rozpatrzonych będzie kilka, najczęściej występujących w praktyce przykładów krzywych polaryzacyjnych z wieloma ekstremami.

**Spektrum polaryzacyjne dla niejednorodnego rozkładu wilgoci [62]**

Zachwiana równowaga termodynamiczna stężenia wilgoci w izolacji papierowo-olejowej jest najczęściej występującą przyczyną pojawienia się dwóch lub więcej ekstremów $U_R$ w spektrum polaryzacyjnym. Krzywe 1, 2 na rysunku 6.54 przedstawiają spektrum układu izolacyjnego o trzech ekstremach $U_R$ spowodowanych większym od równoważnego 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 wygrzewania izolacji w temperaturze ok. 80-90$^{O}$C spowodował, że nastąpiło wyrównanie stężenia wilgoci między papierem a olejem i spektrum polaryzacyjne posiada tylko jedną główną, adekwatną do zawartości wody w papierze, stałą czasową (rys. 6.54, krzywe 3,4). 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 rysunku 6.54 izolacji o zwilgoceniu około 0,7% jednorodna struktura, zgodnie z „charakterystyką Oommena", będzie zachowana gdy zawartość wody w oleju nie przekroczy 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.

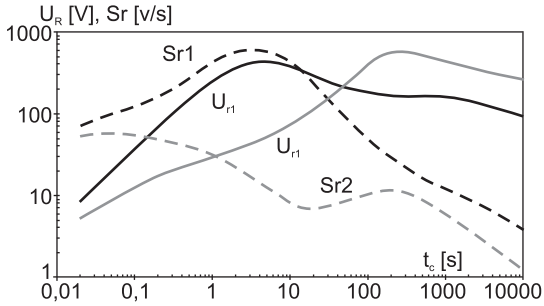



Rys. 6.54. Spektra polaryzacyjne w izolacji z niejednorodnym (1,2) oraz jednorodnym (3,4) rozkładem wilgoci

**Spektra polaryzacyjne przed i po wymianie oleju [62]**

W praktyce przypadek taki występuje równie często, więc poprawna interpretacja krzywych RVM jest szczególnie istotna. Rysunek 10 przedstawia spektra polaryzacyjne

w 30-letnim transformatorze z mało zawilgocona izolacją, ale olej był zestarzony i zanieczyszczony. Przed wymiana oleju krzywe RVM mają dwie główne stałe czasowe ($U_{R1}$, $S_{r1}$). Krótsza z nich spowodowana jest obniżoną rezystancją oleju. Natomiast dłuższa główna stała czasowa charakteryzuje zawartość wody w papierze. Ze względu jednak na dużą wartość polaryzacji w zakresie od 10 do 100 sekund jest ona mało widoczna.

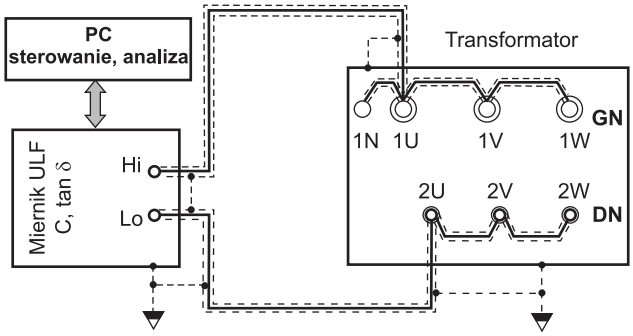



Rys. 6.55. Spektra polaryzacyjne zestarzonej izolacji przed ($U_{R1}$, $S_{r1}$) oraz po wymianie($U_{R2}$, $S_{r2}$) zestarzonego oleju

Po wymianie oleju wpływ produktów starzenia nie zniknął całkowicie ($U_{R2}$, $S_{r2}$), gdyż wcześniej zostały one zaadsorbowane przez papier. 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 RD i pik napięcia powrotnego również wzrósł, przy czym nastąpił spadek polaryzacji związanej z zanieczyszczeniami i produktami starzenia.

### 6.4.4. METODA FDS

W metodzie tej podstawą analizy zachowania się układu izolacyjnego jest wyznaczenie charakterystyk zmian pojemności i współczynnika strat *tanδ* 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 pomiarowym używanym w metodach RVM lub PDC t.j. w zakresie od 0,1 mHz do 100 Hz oraz napięcia pomiarowe do 1 kVmax. Konieczność stosowania ultraniskich częstotliwości nie pozwala stosować układów mostkowych, stąd wykorzystywane są odpowiednie generatory napięcia sinusoidalnego o zmiennej 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 rysunku 6.56. 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.




Rys. 6.56. Schemat połączeń w metodzie FDS

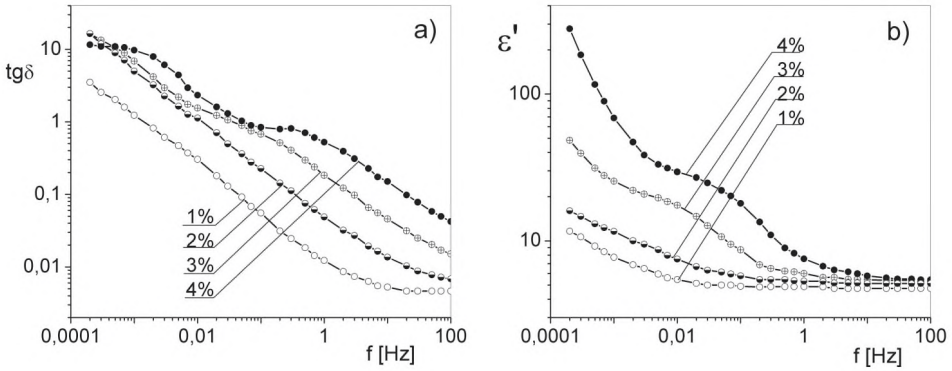
Istotny wpływ na obliczone wartości parametrów, a zwłaszcza na *tanδ*, mogą mieć nieliniowe zjawiska relaksacyjne, zgromadzony w izolacji ładunek elektrostatyczny, czy też tzw. „efekt pamięci" pochodzący od wcześniejszych polaryzacji. Zjawiska te nasilają się dla częstotliwości niższych od 0,01 Hz i powodują, że często odpowiedź prądowa nie jest sinusoidalna. Innym objawem może być coraz większa składowa stała zawarta w mierzonym prądzie. W przeważającej ilości przypadków problemu można uniknąć stosując odpowiednią procedurę pomiarową. 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 wymagającymi stosowania wysokiego napięcia stałego (np. pomiar rezystancji izolacji);
- 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;
- 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 300÷600 $V_{max}$.

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. Na rysunku 6.57 przedstawiono przykładowe charakterystyki $tan\delta = f(f)$ oraz $C = f(f)$ dla próbek impregnowanego olejem preszpanu z różną zawartością wody. Dowodzą one, że wpływ zawilgocenia na zmiany dielektrycznych parametrów preszpanu szczególnie jest widoczny z zakresie częstotliwości niższych od 1 Hz. Charakterystyki te są podstawą do szacowania stopnia zawilgocenia izolacji przy stosowaniu metody FDS. Po-

nadto eksperckie programy analityczne uwzględniają również temperaturę izolacji w czasie pomiaru, stopień degradacji celulozy oraz geometrię uzwojeń.

Doświadczenia z pomiarów wskazują jednak, że w 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.

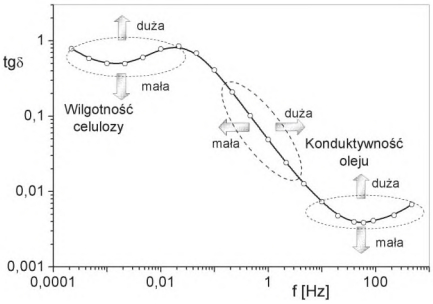



Rys. 6.57. Zmiany częstotliwościowe współczynnika strat *tanδ(a)* oraz względnej przenikalności elektrycznej *ε'(b)* impregnowanego preszpanu z różną zawartością wody [68]

Ich udział w ogólnych stratach zależy m.in. od stopnia zawilgocenia i degradacji celulozy, przewodnictwa oleju, temperatury oraz geometrii uzwojenia. 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.21, wzrost przewodnictwa oleju na skutek np. zawilgocenia przesuwa 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.

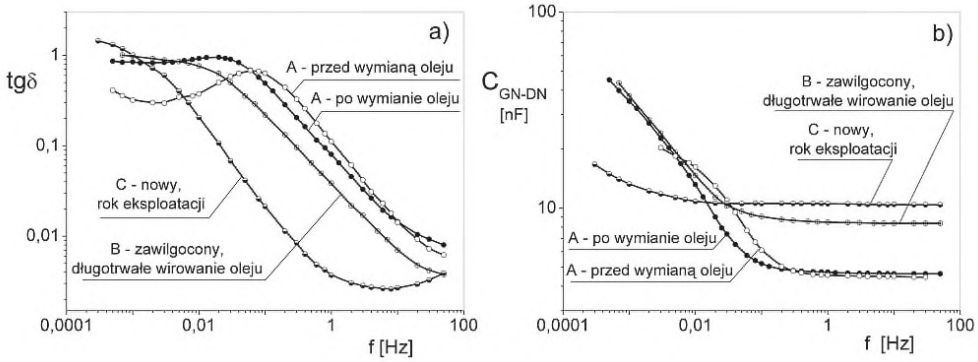
PRZYWOŁANIE RYS 21???

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 w kontekście metody RVM.




Rys. 6.58. Wpływ parametrów układu izolacyjnego
na charakterystykę *tanδ* w izolacji papierowo-olejowej [69]

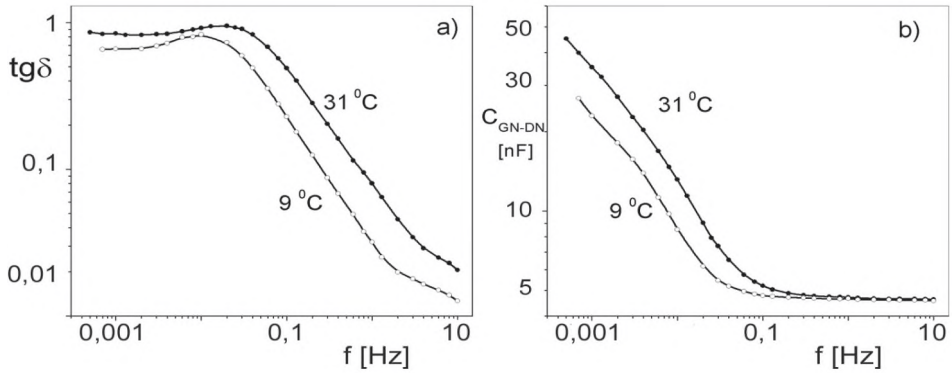
Mechanizm relaksacji na granicy faz olej-preszpan ma naturę debajowską, co pozwala przy pomocy metod analitycznych, na łatwe wydzielenie go z ogólnej relaksacji i otrzymanie rzeczywistej częstotliwościowej charakterystyki elementów stałych. Ilościowy wymiar polaryzacji na granicy faz jest silnie uzależniony 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.




Rys. 6.59. Częstotliwościowe charakterystyki *tanδ = f(f)* (a) oraz pojemności CGN-DN
$C_{GN-DN}$ (b) transformatorów o różnym stanie izolacji

Na rysunku 6.59, na przykładzie trzech transformatorów, pokazano charakterystyki *tanδ = f(f)* oraz $C_{GN-DN} = f(f)$ w izolacji głównej o różnym zawilgoceniu przed i po wymianie oleju. Krzywe A oraz B dotyczą przypadku izolacji o zbliżonym zawilgoceniu celulozy (ok. 3,6–3,8%). W jednostce A pomiary wykonano na pół roku przed wymianą oleju oraz po 7 dniach po wymianie i wirowaniu nowego oleju. W transformatorze B pomiary wykonano bezpośrednio po 14-dniowym wirowaniu oleju w obiegu zamkniętym przy temperaturze

izolacji ok. 78°C. Z kolei krzywa C dotyczy nowego transformatora po rocznej eksploatacji. Prezentowane wyżej zależności ilustrują wpływ stopnia termodynamicznej równowagi stężenia wilgoci w oleju i celulozie na kształt charakterystyki *tanδ = f(f)*. Bowiem w jednostkach A oraz B wymiana i wymiana oleju w zasadniczy sposób nie wpłynęła na stopień zawilgocenia celulozy, natomiast uzdatnienie oleju z pewnością zachwiały równowagą stężenia wody na granicy faz olej-celuloza. Pokazują również, iż w miarę poprawy właściwości oleju zanika polaryzacja graniczna, natomiast uwidacznia się charakterystyka celulozy.




Rys. 6.60. Wpływ temperatury na zależności *tanδ = f(f)* (a) oraz $C_{GN-DN}$ = f(f)(b) w izolacji transformatora 110/15 kV, 10 MVA

W pomiarach FDS, 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 rysunek 6.60. 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.

### 6.4.5. WPŁYW NIEKTÓRYCH CZYNNIKÓW NA POMIAR ZAWILGOCENIA IZOLACJI

Natura zjawisk relaksacyjnych w izolacji papierowo-olejowej wskazuje, że niezależnie od stosowanej metody pomiarowej, głównymi czynnikami wpływającymi kształt dielektrycznej odpowiedzi izolacji papierowo-olejowej, a tym samym na błąd w wyznaczeniu stopnia jej zawilgocenia są:

a) temperatura izolacji oraz jej rozkład w objętości,
b) termodynamiczna równowaga stężenia wilgoci w oleju i preszpanie,
c) rzeczywisty rozkład wilgoci w objętości układu izolacyjnego,
d) fizyko-chemiczne parametry oleju w kadzi oraz oleju zawartego preszpanie i papierze.

**Wpływ rozkładu temperatury izolacji**

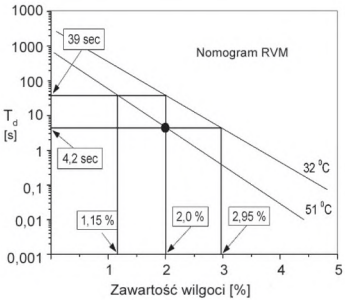
Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że różnica temperatury między dolną a górną partią izolacji stałej transformatora może sięgać 20÷30$^{O}$C. Z reguły olej ma niższą temperaturę niż izolacja preszpanowa, a różnica temperatury między górną a dolną warstwą oleju mniejsza (15÷20$^{O}$C). Ten naturalny rozkład temperatury jest odpowiedzialny za to, że poszczególne warstwy izolacji relaksują z różnymi stałymi czasowymi.

W przypadku metody RVM niejednakowa temperatura izolacji będzie przyczyną, że:

– dla jednorodnego rozkładu zawilgocenia krzywa $U_R = f(t_c)$ oraz wartość „$t_d$" dolnych partii izolacji przesuwa się w stronę dłuższych czasów,

– dla różnej zawartości wody w preszpanie możliwe jest otrzymanie identycznych wartości czasów „$t_d$" (rys. 6.61).

W przypadku metody FDS wpływ ten jest podobny i wynika ze skracania się czasów relaksacji preszpanu i granicy faz w miarę wzrostu temperatury, przy czym energie aktywacji obu tych procesów są różne. W rezultacie otrzymamy „rozmyte" i zniekształcone charakterystyki $tan\delta = f(f)$ oraz $C_{GN-DN} = f(f)$.




Rys. 6.61. Wpływ różnicy temperatury izolacji oraz jej zawilgocenia na dominującą stałą czasową wyznaczoną z metody RVM

W tym przypadku otrzymanie poprawnych krzywych FDS charakteryzujących zachowania zawilgoconego preszpanu możliwe jest jedynie na drodze analitycznej przy założeniu odpowiedniego modelu fizycznego.

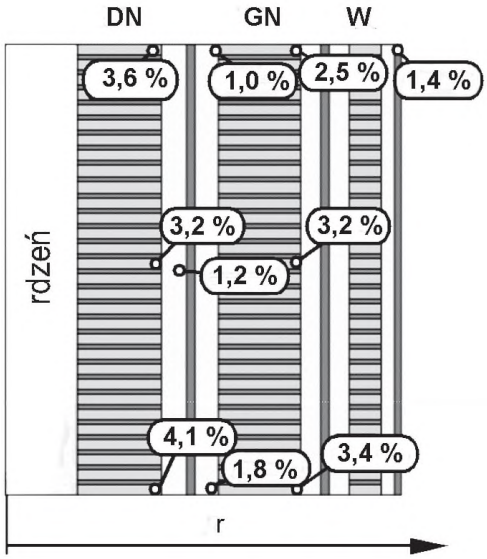
Z kolei, eksponensjalna zależność konduktywności od temperatury wpływać będzie na zmierzoną wartość przewodnictwa całej izolacji oraz charakterystyki PDC. Podobnie więc, jak w metodach RVM oraz FDS, wyznaczone z pomiarów PDC obrazy polaryzacji charakteryzować się będą poszerzonym rozkładem czasów relaksacji.

Wpływ braku równowagi stężenia wilgoci na granicy faz

Metoda RVM jest bardzo czuła na brak równowagi termodynamicznej stężenia wilgoci w oleju i preszpanie lub na odkładanie się produktów starzenia izolacji na powierzchni celulozy. Problem ten omawiany był już wcześniej. Natomiast charakterystyki FDS oraz PDC zawilgoconego papieru są w tym przypadku względnie stabilne, lecz prawidłowy obraz relaksacji, a tym samym poprawne oszacowanie stopnia zawilocenia, można otrzymać jedynie na drodze matematycznej analizy zależności $\varepsilon'\varepsilon'' = f(\omega)$ lub $J_{pol}J_{dep} = f(t)$.

**Wpływ nierównomiernego zawilgocenia izolacji**

Rzeczywista różnica zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej w transformatorze może wynosić nawet ok. *2* % (rys. 6.62). Niejednorodny rozkład wilgoci spowoduje, że poszczególne fragmenty izolacji będą relaksować z parametrami ( stała czasowa oraz ładunek) odpowiednimi do lokalnego stopnia zawilgocenia. Dlatego otrzymane w pomiarach RVM oraz FDS ekstrema są w istocie uogólnionymi stałymi czasowymi, które wcale nie muszą być adekwatne do średniego stopnia zawilgocenia izolacji. Generalnie, wpływ nierównomiernego zawilgocenia izolacji na charakterystyki RVM oraz FDS jest odwrotny do wpływu temperatury. Przykładowo, dla temperatury izolacji $T= 25^{o}C$, przy zawilgoceniu górnego fragmentu izolacji ok. *3*% otrzymamy stałą czasową $t_d \approx 10$ sek. (RVM), podczas gdy dolny fragment uzwojenia (w $\approx 2$%) relaksować będzie ze stałą $t_d \approx$ 80 sek. W tej sytuacji dominująca (RVM) lub uogólniona (FDS) stała czasowa całego układu, będzie zależeć zarówno od rozkładu wilgoci jak i od polaryzowalności poszczególnych fragmentów izolacji. Omawiane wyżej relacje dotyczą również przewodnictwa układu izolacyjnego preszpan-olej. Jednak w tym przypadku rola oleju i granicy faz jest mniejsza, a o wartości prądu upływu decydować będą właściwości preszpanu.




Rys. 6.62. Rzeczywisty rozkład wilgoci w izolacji transformatora [70]

**Wpływ parametrów oleju w kadzi oraz w preszpanie**

W czasie eksploatacji transformatora olej jest kilkakrotnie wymieniany bądź uzdatniany (wirowany). Z reguły procesowi temu towarzyszy zmniejszenie się zanieczyszczeń chemicznych oraz zawartości wody w przypowierzchniowej warstwie preszpanu. W rezultacie wydłuża się stała czasowa relaksacji granicy faz , co może spowodować, że cały zakres pomiarowy FDS zdominowany będzie przez relaksację preszpanu, a w pomiarze RVM mogą powstać dwa ekstrema. Otwartym zagadnieniem jest natomiast wpływ związany z kinetyką wymieszania lub wymiany zawartego w preszpanie oleju z nowym olejem w kadzi.

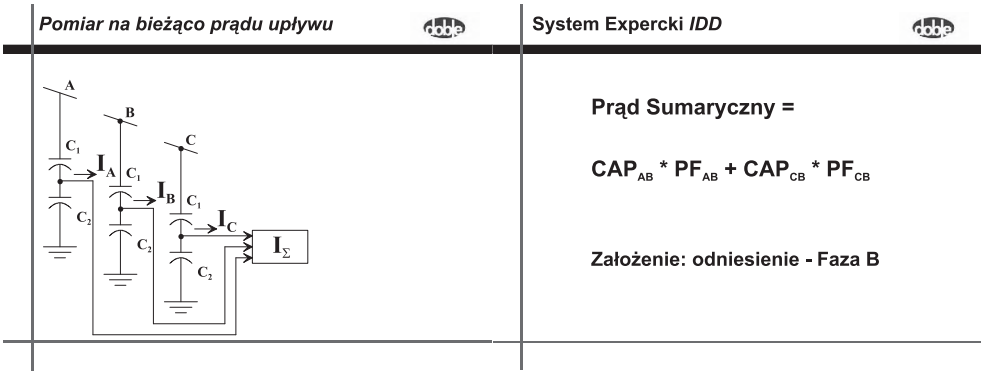
**Szacowanie zawilgocenia.**

Omówione powyżej obiektywne czynniki wpływające na kształt charakterystyk relaksacyjnych w izolacji papierowo-olejowej stawia zagadnienie wiarygodności wyniku pomiaru oraz przyjęcia uzasadnionej z technicznego punktu widzenia tolerancji oszacowania stopnia zawilgocenia. Przedstawiony w tabeli 1 związek między stopniem zawilgocenia a ogólnym stanem izolacji oraz pomierzone rzeczywiste rozkłady zawartości wody w izolacji papierowo-olejowej transformatorów skłania ku wnioskowi, że wyznaczenie stopnia zawilgocenia z dokładnością do 0,3÷0,4% jest dla praktyki eksploatacyjnej wystarczające.

### 6.5.1. MONITOROWANIE PRZEPUSTÓW ON-LINE

Jak podaje firma Doble, przepusty są przyczyną 6% awarii transformatorów, przy czym ich skutki są bardzo rozległe, a koszty znacznie przekraczają wartość przepustu. Stąd ciągły nadzór nad jakością izolacji przepustów wydaje się nieodzowny szczególnie dla jednostek strategicznych. Najczęściej występującą przyczyną uszkodzenia przepustów jest lokalne przegrzanie prowadzące do termicznego zniszczenia izolacji. Proces rozwoju termicznego mechanizmu przebicia w obecności podwyższonej temperaturze trwa zwykle kilka godzin. Dlatego standardowe pomiary przepustów, wykonywane przy wyłączonym transformatorze i obniżonej temperaturze, nie pozwalają identyfikować początkowego etapu procesu. Takie możliwości stwarza stałe monitorowanie stanu przepustów, które pozwala uprzedzić awarię przepustu poprzez wcześniejsze odstawienie jednostki. Stosowanie monitoringu on-line nie bez znaczenia jest również dla optymalizacji eksploatacji, gdyż daje sposobność bezpiecznego wydłużenia czasu eksploatacji starego sprzętu, lub też eliminacji niektórych badań rutynowych.

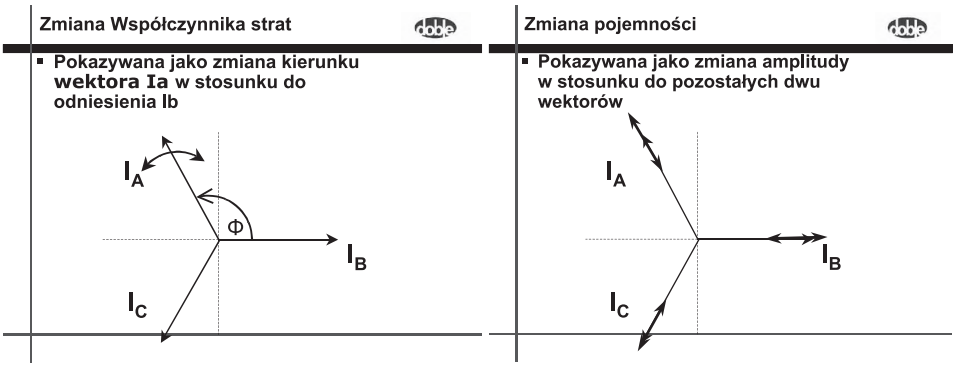
Na rysunku 6.63 pokazano System Ekspercki *IDD* do monitoringu on-line przepustów. Ideą systemu jest wykorzystanie zalet standardowego pomiaru współczynnika strat dielektrycznych oraz pojemności, jego prostoty instalacji w połączeniu z bezobsługowym funkcjonowania urządzenia, stabilnością analiz oraz efektywnością ekonomiczną. Działanie takiego systemu oparte jest na rejestrowaniu i monitorowaniu prądu upływu wszystkich przepustów w trójfazowym transformatorze elektroenergetycznym. Założono przy tym, 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. 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 mówiący o konieczności wykonania odpowiedniej obsługi eksploatacyjnej. W rzeczywistym układzie pomiarowym obliczanie wektora niezrównoważenia i śledzenie jego zmian odbywa się w odniesieniu do wybranego wektora fazowego (np. faza B – rys. 6.63). Tak więc System *IDD* ma możliwość dokonać względnego pomiaru współczynnika strat i pojemności dla każdego pojedynczego przepustu. Diagnoza stanu izolacji opiera się na analizie względnych zmian mierzonych wielkości. Nadmierne anomalie pojemności są wskaźnikiem geometrycznych deformacji bądź zmian w strukturze izolacji. Wzrost współczynnika mocy informuje natomiast o degradowaniu się izolacji przepustu lub o obecności zanieczyszczeń. W zależności od stopnia niezrównoważenia system wysyła odpowiednie sygnały alarmowe.




Rys. 6.63. Zasada monitorowania prądów upływu przepustów
w trójfazowym transformatorze elektroenergetycznym dużej mocy [72,73]

Zaletą systemu ***IDD***™ jest uruchamiana w początkowym okresie po zainstalowaniu funkcja dostrajania się (uczenia się) do istniejących przepustów. Bowiem suma prądów upływu nigdy nie jest wartością zerową, ale jest wartością unikalną dla danego zestawu przepustów. Kolejne pomiary porównywane są z wartością odniesienia, a różnica pomiędzy dwoma wektorami tworzy trzeci wektor, który reprezentuje zmiany sumy prądów. Kąt tego trzeciego wektora odniesiony do wzorcowej wartości przepustu używany jest do lokalizacji elementu, w którym wystąpiła anomalia. Po lokalizacji, amplituda i faza przesunięcia wektora sumy prądu używana jest do obliczania zmiany w pojemności i współczynniku strat dielektrycznych.

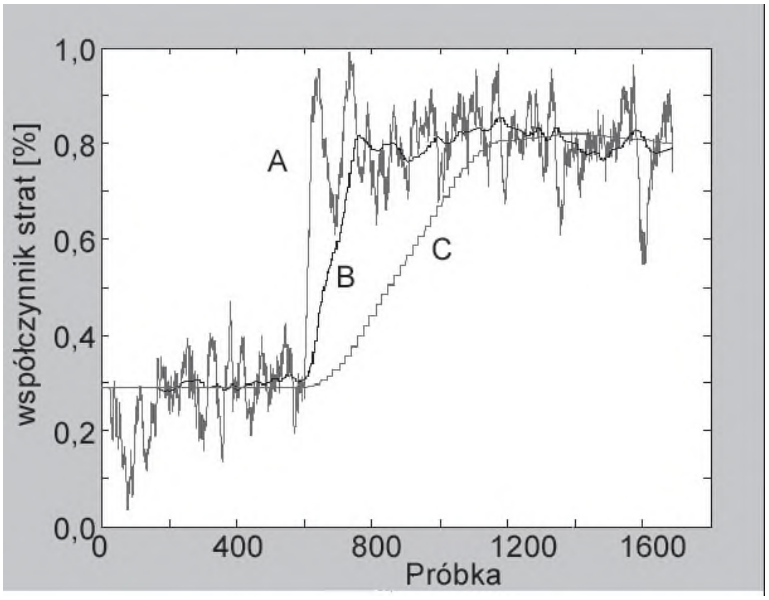
Na rysunku 6.64 pokazano przykładowe przesunięcia fazy wektora prądu przy zmianie współczynnika mocy przepustu A oraz zmiany wartości wektorów prądów przy przyroście lub spadku pojemności.




Rys. 6.64. Zasada analizy stanu izolacji przepustów

Zastosowanie w analizie względnych wartości parametrów wiąże się z koniecznością eliminacji błędów pomiarowych oraz takich zakłóceń zewnętrznych jak fluktuacja napięcia. Problem rozwiązano na drodze wprowadzenia trójstopniowego procesu uśredniania

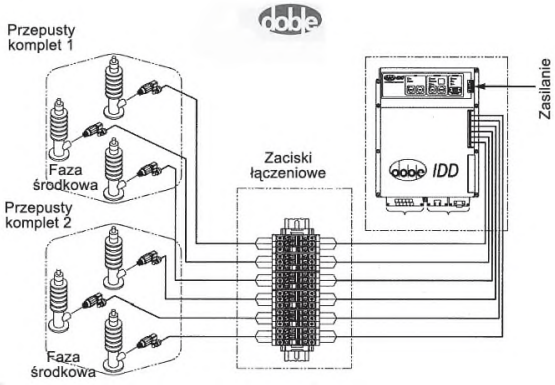
danych pomiarowych:. Krótki okres uśredniania (po jednym dniu pomiarowym – rys. 6.65, krzywa A) jest bardziej czuły na szybkie zmiany, oraz podatny na fluktuacje i zakłócenia sieciowe. Wymaga stosowania wyższych progów alarmowych. Uśrednianie długoterminowe (po 14 i 28 dniach – odpowiednio krzywe B,C)) jest bardziej przydatne do wykrywania wolnozmiennych procesów degradacyjnych (typowe problemy przepustów) oraz lepiej filtruje zakłócenia sieciowe i pomiarowe.




Rys. 6.65. Pomiar współczynnika przepustu on-line w systemie IDD

Zastosowany w *IDD* algorytm, jako wskaźnika odniesienia stanu przepustu używa zmierzone off-line wartości współczynnika strat i pojemności. Dlatego, w celu zwiększenia jakości analizy, zalecane jest dokonanie tego pomiaru w momencie pierwszego uruchamiania urządzenia. Można jednak wykorzystać dane z ostatnich standardowych pomiarów. Ostatecznie daje się wykorzystać wzięte z tabliczki znamionowej dane domyślne. Na tej podstawie, w procesie uczenia się systemu *IDD* wyznaczane są trzy bazowe linie odniesienia: dzienna, tygodniowa oraz miesięczna. Linie te mogą być jednak skasowane, a następnie ponownie wprowadzone w oparciu o nowy proces dostrajania się. Przeprowadzenie takiej procedury zaleca się np. po wymianie przepustu. Dla wyznaczenia np. dziennej linii bazowej (dzienny proces uczenia się wymaga ona wykonania 24 poprawnych rejestracji.

Na ogół jeden system ***IDD***™ przeznaczony jest do obsługi pojedynczego transformatora. Istnieje jednak możliwość podłączenia dwunastu przepustów (4 zestawy przepustów) oraz, dodatkowo, trzech czujników wilgotności DOMINO f-rmy Doble, 3 czujników HYDRAN lub Calisto i 10 wejść analogowych 4-20 mA. Ponadto system ***IDD***™ wyposażony jest w złącza RS232 i RS485 do komunikacji z PC i systemem nadrzędnym z wykorzystaniem modemu lub karty Ethernet. Sposób podłączenia ***IDD***™ pokazano na rysunku 6.66.



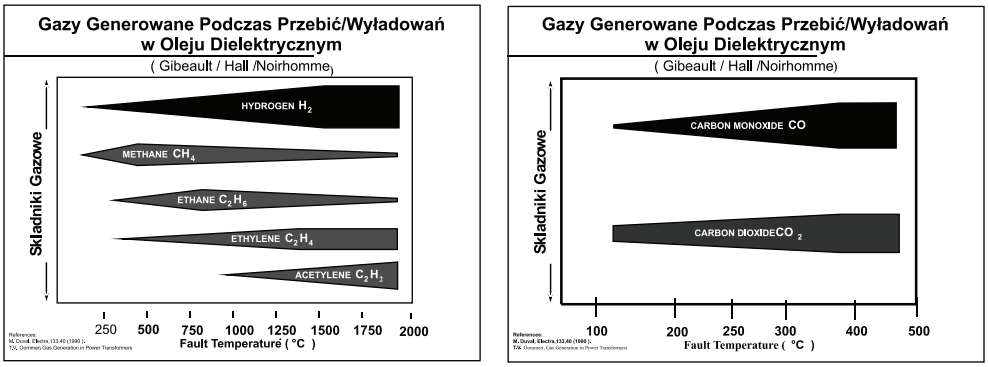

Rys. 6.66. Schemat podłączenia systemu firmy Doble do diagnostyki on-line przepustów [74]

## 6.5.2. MONITORING ON-LINE GAZÓW ROZPUSZCZONYCH W OLEJU

Analiza zawartości gazów palnych w oleju transformatora (DGA) uznana jest od lat jako istotna procedura eksploatacyjna, umożliwiająca wykrycie istniejących oraz rozwijających się niepożądanych procesów degradacyjnych prowadzących do uszkodzenia transformatora.

Procesowi elektrycznego, termicznego i chemicznego starzenia się oleju towarzyszy zrywanie wiązań C–H lub C–C i powstawanie molekuł gazowych oraz innych produktów rozkładu. Ta tematyka szczegółowo była już omawiana w poprzednich rozdziałach. Należy tylko podkreślić, że proporcje powstałych gazów są różne w zależności od czynnika starzeniowego. Przykładowo, na rysunku 6.67 przedstawiono ilość i rodzaj emitowanych gazów w czasie termicznego rozkładu oleju oraz izolacji papierowej.

W przypadku oleju, niezależnie od wytworzonej podczas stanu awaryjnego temperatury, głównym składnikiem gazów jest wodór, którego emisja rośnie wraz z temperaturą. Z tego powodu jest on bardzo dobrym medium przy monitorowaniu stanów awaryjnych i uszkodzeń.




Rys. 6.67. Generacja gazów podczas wyładowań w oleju oraz izolacji papierowej

Ważnym dla monitoringu gazem jest również acetylen, który pojawia się przy temperaturze około 1000$^{o}$C. Pojawianie się tak wysokiej temperatury w pewnej objętości izolacji jest możliwe bowiem tylko w przypadku zaistnienia wysokoenergetycznego procesu jakim są np. wyładowania łukowe. Zatem monitorowanie tego gazu jest szczególnie istotne w jednostkach, w których takie wyładowania stwierdzono lub dla rodziny transformatorów o udokumentowanych katastroficznych uszkodzeniach. Dlatego nawet minimalna obecność acetylenu w oleju ( kilka ppm ), lub jego niewielki przyrost jest istotnym ostrzeżeniem, podczas gdy wodór zwykle może występować w większych ilościach. Odpowiednie, dopuszczalne stężenia tych gazów podają zalecenia IEEE, IEC, CIGRE oraz sporządzone przez eksploatatorów Instrukcje Eksploatacji.

Podczas degradacji celulozy wydzielają się głównie tlenek węgla i ditlenek węgla. Rysunek 2 przedstawia zależność pomiędzy temperaturą wywołaną uszkodzeniem w izolacji papierowej a rodzajem i ilością emitowanego gazu.

Przedstawione wyżej przyczyny powstawania gazów palnych w transformatorze oraz związki między ich emisją a rodzajem procesów degradacyjnych są podstawą oceny stanu transformatora na podstawie laboratoryjnej analizy gazów rozpuszczonych w pobranej z transformatora próbce oleju (DGA). Zwykle bywa, że operatorzy taką analizę wykonują cyklicznie, przeważnie corocznie, ale w przypadku pogarszających się wyników okres ten jest skracany. Notowano jednak takie przypadki, że kolejna analiza przeprowadzona była zbyt późno, lub badanie nie wykazało żadnej zmiany. Przypadki te są ilustracją istotnego zagadnienia dotyczącego uzasadnionej częstotliwości wykonywania analiz DGA, szczególnie dla strategicznych jednostek w systemie elektroenergetycznym lub w przypadku gdy sposób eksploatacji stacji zakłada poawaryjną wymianę jednostek bez nadmiernej ilości przeglądów serwisowych. W odpowiedzi na te wyzwania powstały czujniki i systemy realizujące obserwację wyżej opisanych zjawisk w sposób ciągły.

Wśród nich można wyróżnić dwa typy urządzeń; pierwszy z nich, nazwijmy go ekonomicznym, bada trend zmian zawartości gazów palnych, a więc monitoruje co się dzieje pomiędzy kolejnymi pełnymi analizami DGA. W przypadku pojawienia się istotnych przyrostów gazów sygnalizuje on konieczność wcześniejszego wykonania analizy DGA. Typ ten pozwala również wydłużać okres pomiędzy kolejnymi pełnymi badaniami DGA, gdy obserwowany jest brak zmian (przyrostu). Głównym zadaniem tego rodzaju czujników jest monitorowanie trendu emisji, przy czym ważne jest aby system dokładnie odzwierciedlał przyrost ilości gazów powstających we wszystkich elementach układu izolującego (olej i papier). Należy jednak podkreślić, że czujnik monitorujący nigdy nie zastąpi pełnej analizy DGA , która pozwala wykonać krok następny tj. określić rodzaj i przyczynę uszkodzenia. Czujnik pozwala jednak wybrać właściwy moment na dokonanie tej analizy, lub też odłożyć ją do czasu przewidzianego przez strategię konserwacji. Przykładami czujników pracujących w tym systemie są : HYDRAN® oraz Calisto.

Drugim typem urządzeń, znacznie droższych, a tym samym rzadziej stosowanym w praktyce są systemy dokonujące pełnej bądź ograniczonej analizy DGA w trybie na bieżąco (on-line). Urządzenia te są często wyposażone również w czujniki innych parametrów transformatora oraz oprogramowanie analityczne i eksperckie. Mogą więc one, w zależności od konfiguracji elementów, w różnym stopniu zastąpić laboratoryjne badania oleju. Z reguły ich stosowanie jest uzasadnione w przypadkach, gdy transformator jest jednostką

o strategicznym znaczeniu, a jego stan techniczny nie jest najlepszy lub gdy występują przemijające stany awaryjne. Innym, skrajnym przypadkiem, jest konieczność utrzymania w ruchu transformatora o krytycznym stanie izolacji np. w oczekiwaniu na jednostkę nową. Wtedy, dla uniknięcia rozległej awarii, zalecany jest szczególny nadzór nad pracą jednostki przez pewien okres czasu. Urządzenia te można instalować na stałe, ale bywają również wersje przewoźne w postaci mobilnych analizatorów. Do grupy tych urządzeń można zaliczyć systemy analizujące o nazwie: MINITRANS, TRANSFIX, SERVERON, FARADAY TNU.

Przy wyborze sposobu monitorowania oraz rodzaju czujnika lub urządzenia istotnym jest określenie funkcji jaką ma spełniać oraz zdefiniowanie wymaganych parametrów techniczno–eksploatacyjnych przy uwzględnieniu kosztów instalacji. Przy wyborze czujników z grupy pierwszej należy wziąć pod uwagę przede wszystkim takie parametry jak:

- czułość pomiaru zmian stężenia dla możliwie wszystkich gazów, co bezpośrednio wiąże się z możliwością reagowanie na wiele rodzajów stanów awaryjnych,
- łatwość instalacji na transformatorach ze zwróceniem uwagi na konieczność jego wyłączenia z ruchu na czas montażu,
- czas reakcji czujnika na zmianę zawartości gazu,
- pewność i niezawodność pracy, a więc prostota konstrukcji (np. brak elementów ruchomych),
- cena
- możliwość autotestowania bez konieczności okresowej kalibracji,
- możliwość ustawiania i wystawiania sygnałów alarmowych,
- możliwość jednoczesnego pomiaru innych parametrów ( np. wilgotność oleju, temperatura),
- możliwość łatwego komunikowania się z systemami nadrzędnymi przy pomocy standardowych protokołów poprzez lokalny interfejs, modem lub sieć LAN.
- możliwość instalowania oprogramowania umożliwiającego obliczanie temperatury punktu gorącego, zawartość wody w izolacji papierowej czy też prognozowanie czasu życia oraz obciążania maksymalnego.

Urządzenia bardziej zaawansowane (z grupy drugiej) większość z wymienionych wyżej funkcji posiada jako wyposażenie standardowe, przy czym z reguły, w skład systemu monitorującego wchodzi również pomiar takich wielkości jak temperatura oleju i stopień jego zawilgocenia, a także oprogramowanie eksperckie.

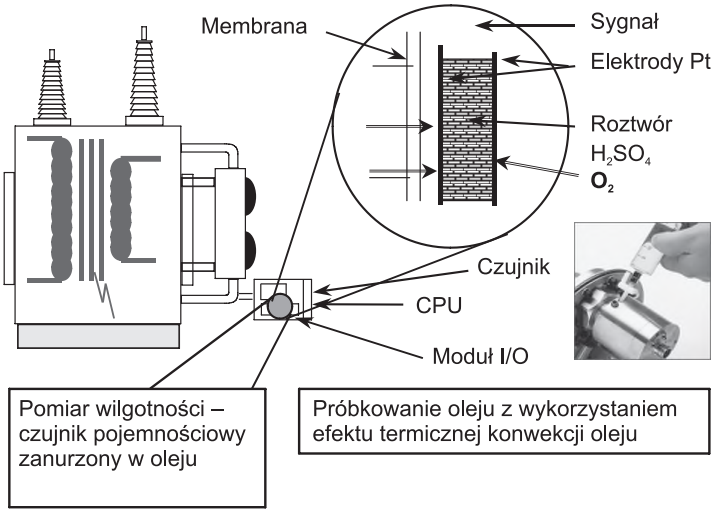
**Czujniki i systemy monitorujące**

Obecnie na rynku oferowanych jest kilka typów czujników oraz systemów pracujących w trybie ciągłego monitorowania gazów. Najwcześniej powstał i nadal rozwijany jest przez firmę GE Canada system HYDRAN®, ( HYDRAN® M2, HYDRAN® 201Ti, HYDRAN®2010). Innym rozwiązaniem jest czujnik Calisto-AMS500 Plus firmy Morgan Schaeffer. Z kolei firmy Kelman oraz Serveron oferują urządzenia należące do drugiej grupy, a więc monitorujących osiem gazów (TRANSFIX firmy Kelman, SERVERON) lub trzy gazy (MINITRANS firmy Kelman) . Do tej grupy można również zaliczyć systemy firmy GE Canada – Faraday TNU oraz firmy Serveron typu TrueGas wykonane jako pełne mobilne laboratoria wraz z oprogramowaniem analitycznym i eksperckim.

**Czujniki systemu HYDRAN®**

W skład systemu HYDRAN® wchodzą czujniki HYDRAN® 201Ti , HYDRAN® M2 oraz jego uboższe wersje HYDRAN® S2 i HYDRAN® MULTI 2010.

Zasada identyfikacji gazów palnych rozpuszczonych w oleju opiera się na wykorzystaniu wytwarzanego przez gazy naturalnego ogniwa elektrochemicznego, którego napięcie zależy od ich rodzaju i ilości. Gazy dostają się do ogniwa poprzez selektywną membranę Układ wspomagany jest przez sterowane grzałki, które zwykle zamontowane są na kołnierzu łączącym czujnik z doprowadzeniem oleju. Wymuszają one cyrkulację oleju w przewodach doprowadzających do czujnika i w ten sposób zapewniają ciągły dopływ świeżego oleju z kadzi. W rezultacie, dokonywany pomiar rzeczywiście odzwierciedla bieżącą zawartość gazów w oleju transformatora.




Rys. 6.68. Schemat ideowy systemu HYDRAN®

Zasada działania systemu HYDRAN® (rys. 6.68) polega na tym, że membrana z różną selektywnością przepuszcza do ogniwa rozpuszczone w oleju gazy. Wodór ($H_2$) przenika przez membranę praktycznie w 100%. Tlenek węgla (CO) w 18% koncentracji, natomiast acetylen ($C_2H_2$) oraz etylen ($C_2H_4$) odpowiednio w 8% i 1,5% koncentracji w oleju. Ponadto do ogniwa dostarczany jest z otoczenia tlen. W wyniku działania zjawiska osmozy wodór oraz pozostałe gazy dyfundują przez wykonaną z porowatego teflonu membranę do wolnej przestrzeni a stamtąd poprzez elektrodę A do roztworu. Elektroda ta jest odmianą elektrody wodorowej wykonanej z porowatego teflonu z nałożoną warstwą czerni platynowej. Przy przechodzeniu wodoru przez warstwę czerni platynowej zachodzi reakcja

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

W związku z tym elektroda A ładuje się do ujemnego potencjału. Następnie następuje reakcja jonów wodoru z grupami $SO^{4--}$.

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

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

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

W ten sposób 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 $\Delta U$. 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 tlenku węgla do $CO_2$. Czułość jego w tym przypadku jest jednak znacznie mniejsza.

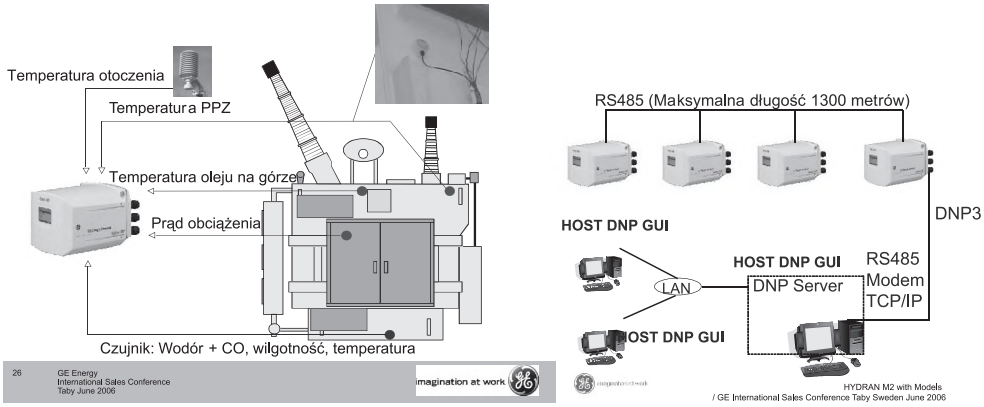
W miarę czasu eksploatacji stężenie elektrolitu obniża się. Nie ma to jednak, nawet w dłuższej perspektywie czasowej, większego znaczenia, bowiem wyjściowe stężenie jest wysokie a ilość wodoru niezbyt wielka.

Wykonana przez producenta kalibracja układu umożliwia odczyt zawartości gazów w standardowo przyjętych jednostkach (ppm), przy czym jest on równoważny pomiarom metodą DGA. Czas reakcji czujnika HYDRAN® przy nagłym wzroście stężenia gazów o 90% wynosi do 10 minut. Ponadto nie wymaga on okresowych kalibracji i wyposażony jest w autotest prawidłowego działania.

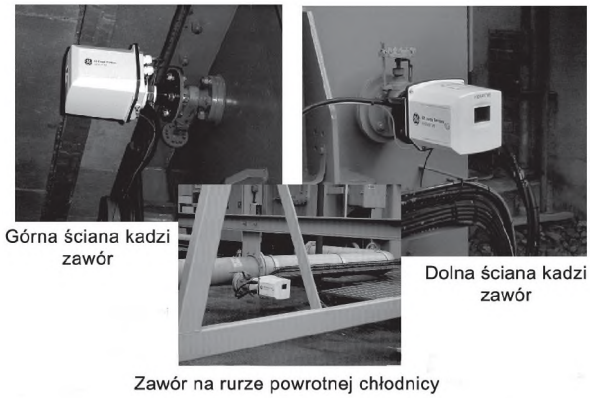
Moduł elektroniczny czujnika HYDRAN® oparty jest o mikroprocesor realizujący algorytm sterownia oraz bufor do akwizycji danych. Urządzenie posiada wyświetlacz i klawiaturę jako lokalny interfejs użytkownika. Ponadto może współpracować z lokalnie podłączonym komputerem PC poprzez złącze RS232, lub zdalnym systemem poprzez modem lub sieć LAN (HYDRAN® M2). Dostępna magistrala RS485 umożliwia budowę lokalnej sieci wielu urządzeń w ramach stacji . Z urządzeniem dostarczany jest program HYDRAN® HOST pracujący w środowisku Windows, który zapewnia możliwość konfigurowania pracy czujnika, odczytu danych na bieżąco i w trybie off-line, a także ich akwizycję oraz prezentację w postaci graficznej. Ważna cechą systemu HYDRAN® jest możliwość ustawiania poziomów alarmowych, po przekroczeniu których wystawiany jest sygnał cyfrowy i analogowy.

Najbardziej rozbudowaną wersją systemu HYDRAN® jest czujnik M2, który oprócz stężenia gazów mierzy również wilgotność i temperaturę oleju wokół czujnika. Posiada także dodatkowe wejścia/wyjścia analogowe. Umożliwiają one wystawienie do czterech sygnałów analogowych związanych z pomiarem wybranych parametrów (np. temperatura w górnej części kadzi). Jednoczesna rejestracja stężenia gazów oraz dodatkowych parametrów pozwala wykorzystać znajdujące się w czujniku oprogramowanie do modelowania i określania wilgotności izolacji papierowej, temperatury punktu gorącego, czy też do prognozowania starzenia się izolacji i optymalizowania obciążenia jednostki (rys. 6.69).

HYDRAN® M2 jest więc w swej pełnej konfiguracji małym, ekonomicznym systemem monitorującym stan transformatora, które efektywnie wspomaga proces zarządzania jego pracą.




Rys. 6.69. Typowe konfiguracje systemu Hydran



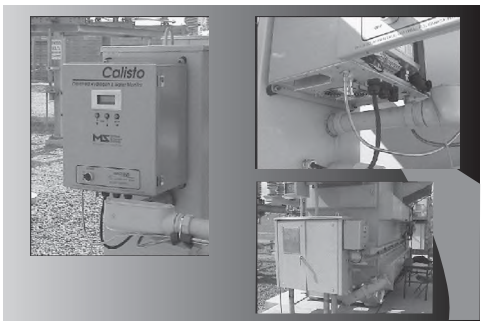

Rys. 6.70. Prawidłowe miejsca zainstalowania czujników Hydran

**System Calisto firmy Morgan Schaffer**

Zasada działania czujnika Calisto oparta jest o ekstrakcję wodoru w procesie jego dyfuzji do wewnątrz włókien teflonowych umieszczonych w zagazowanym oleju. Pomiar jego ilości wyznaczany jest następnie za pomocą detektora TCD ( Thermal Conductivity Detector). który wykorzystuje zależność przewodnictwa cieplnego od koncentracji gazu (rys. 6.71). Czujnik ten mierzy tylko koncentrację wodoru. Posiada natomiast możliwość wyznaczenia względnej wilgotności oleju za pomocą dodatkowego układu pojemnościowego.

Rys. 6.71. Schemat ideowy działania oraz widok czujnika Calisto

Wykonana przez producenta kalibracja układu umożliwia odczyt zawartości wodoru w standardowo przyjętych jednostkach (ppm). Czas reakcji czujnika Calisto przy nagłym wzroście stężenia gazów o 50% wynosi do 60 minut. Konieczna przy pomiarze cyrkulacja oleju wymuszana jest przez wbudowaną pompę i rury podłączone do dwóch otworów w kadzi transformatora ( wylot i wlot oleju). Ponieważ wykonanie otworów wymaga dodatkowych prac i częściowego przynajmniej opróżnienia kadzi, instalacja. czujnika Calisto nie jest możliwa na transformatorze pracującym w ruchu elektrycznym (rys. 6.72).




Rys. 6.72. Widok zamontowanego czujnika Calisto

Przebieg procesu pomiaru nadzoruje sterownik mikroprocesorowy, a otrzymane dane wyświetlane są na wyświetlaczu i zapamiętywane w pamięci. Ustawiany graniczny poziom stężenia wodoru umożliwia wystawianie sygnałów alarmowych. Komunikacji z PC zapewniona jest poprzez łącze RS232 lub przez modem albo sieć Ethernet. Wystawiane przez czujnik analogowe sygnały umożliwiają współpracę urządzenia z zewnętrznymi systemami np. SCADA.

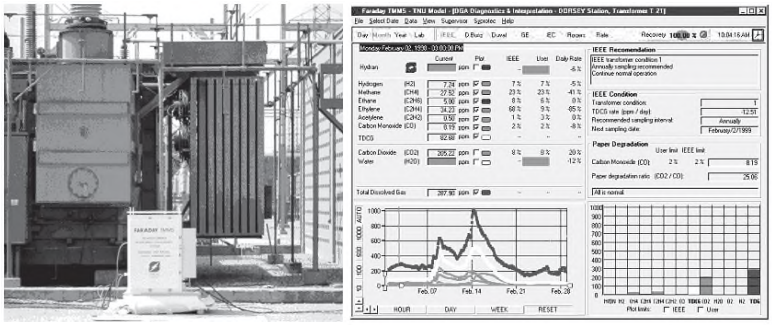
**Analizatory DGA pracujące w trybie on-line**

Do najnowocześniejszych urządzeń wykonujących w sposób ciągły pomiary DGA należy m.in. system TRANSFIX firmy Kalman. Wykorzystuje on najnowszą technologię chromatografii gazowej, która nie wymaga ekstrakcji próżniowej gazu oraz używania gazów do wzorcowania układu.

Urządzenie TRANSFIX mierzy i rejestruje stężenie w oleju najważniejszych ośmiu gazów ($H_2$, $CH_2$, $C_2H_4$, $C_2H_6$, CO, $CO_2$). Posiada również wbudowany czujnik pojemnościowy do pomiaru wilgotności względnej oraz temperatury oleju. Podobnie jak w czujniku Calisto, cyrkulacja oleju wymuszana jest przez wbudowaną pompę i rury podłączone do dwóch otworów w kadzi transformatora (wlot i wylot oleju). Istnieje możliwość regulacji częstotliwości wykonywania pomiaru w zakresie od 1 pomiaru na godzinę do 1 pomiaru na dzień. Podobne, pod względem funkcjonalnym rozwiązanie produkowane jest również przez firmę SERVERON.

Zwiększone możliwości i zakres pracy powodują, że urządzenia tej grupy są większe i cięższe (około 80 kg) od czujników grupy pierwszej, przez co ich instalacja wymaga dodatkowego cokołu.

Rozbudowanym urządzeniem drugiej grupy jest system Farady TNU® firmy GE Canada w postaci przewoźnego laboratorium z eksperckim oprogramowaniem. W określonych odstępach czasu automatycznie dokonuje ono próbkowania oleju, pomiaru koncentracji 7 gazów oraz wody. Wykorzystuje przy tym technologie membranowe oraz spektrometrię ultrafioletową (FTIR). Posiada wszystkie zalety czujników HYDRAN®, a dodatkowe wejścia i wyjścia analogowe umożliwiają pomiar oraz uwzględnienie innych parametrów niezbędnych do przeprowadzania pełnej analizy stanu transformatora z wykorzystaniem różnych modeli i programów eksperckich. Wyniki pomiarów oraz rezultaty analizy wyświetlane są na panelu operatorskim i rejestrowane w pamięci procesora (rys. 6.73). Urządzenie może pracować w każdych warunkach, nawet bez zasilania ponieważ wyposażone jest we własny UPS. Waży około 600 kg, przez co instalacja wymaga dodatkowego podestu.



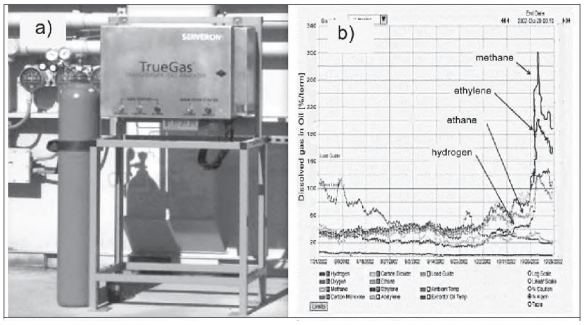
Rys. 6.73. Widok laboratorium Farady TNU® podczas pracy oraz jego panel operatorski

Innym mobilnym i samoczynnym laboratorium DGA produkcji firmy SERVERON jest analizator TrueGas, który pracuje on-line z transformatorem [83, 84, 85]. Wykrywa on i mierzy gazy w oleju z układu chłodzenia transformatora. Jest tak zaprojektowany by mógł 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. Przykładowo, bezpośrednio po wystąpieniu przegrzań mogą być natychmiast oszacowane ich skutki, co umożliwia podjęcie szybkiej decyzji ruchowej.

Na rysunku 6.74. a pokazano, przykład rejestracji nagłego wzrostu ilości czterech gazów (metan, etylen, etan, wodór), wywołanego prawdopodobnie wyładowaniami niezupełnymi w objętości transformatora. Taka gwałtowna zmiana poziomu ilości gazów nie mogłaby być wykryta za pomocą konwencjonalnej analizy DGA (Dissolved Gas Analysis).




Rys. 6.74. Widok analizatora TrueGas (a) oraz dobowa aktywność wydzielania się gazów, wskazująca na wzrost wnz (b) [84, 85]

Na zakończenie, w tablicy 6.8, zestawiono i dokonano oceny parametrów funkcjonalnych wybranych, najbardziej popularnych, czujników różnych firm. Bazą oceny stanowiły oficjalne informacje zawarte w materiałach, katalogach i prezentacjach firm.

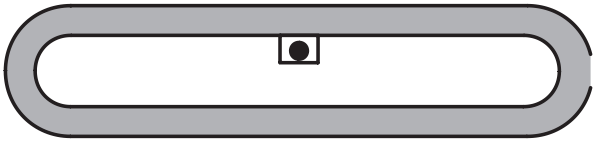
**Tablica 6.8.** Porównanie funkcji czujników do diagnostyki on-line olejów

| Funkcja | Calisto | HYDROCAL | Serveron | Kalman | HYDRAN M2 |
|---|---|---|---|---|---|
| Pomiar ciągły | 1 | 4 | 1 | 1 | 4 |
| Instalacja na jednym zaworze na ruchu | | 4 | | | 4 |
| Autotest | | 1 | | 2 | 4 |
| Pomiar wilgotności [%RH] | 4 | | | 4 | 4 |
| Brak ruchomych elementów | | 4 | | | 4 |
| Nie wymagana kalibracja | 4 | 1 | | | 2 |
| Wejścia analogowe | | 3 | 2 | 2 | 4 |
| Modelowanie wilgotności | | | | | 4 |
| Modelowanie punktu gorącego | | 3 | | | 4 |
| Modelowanie starzenia | | 1 | | | 4 |
| Modelowanie PPZ | | | | 1 | 4 |
| Integracja z systemem SCADA | 1 | 1 | 3 | 1 | 4 |

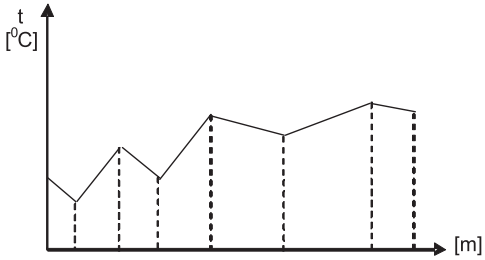
Ocena funkcji: wysoka – **4**, dobra – **3**, dostateczna –**2**, zła - **1**

### 6.5.3. POMIAR ON-LINE TEMPERATURY I ZAWILGOCENIA OLEJU [82]

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. 6.75.), bądź jest po prostu na nim nawinięty, lub poprowadzony wzdłuż wybranej drogi wewnątrz uzwojenia.



Rys. 6.75. Umieszczenie czujnika światłowodowego w przewodzie profilowym




Rys. 6.76. Stylizowany rozkład temperatury wzdłuż trasy światłowodu

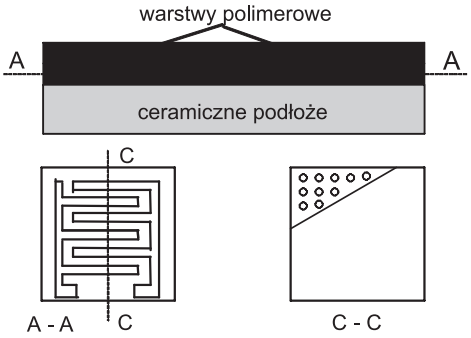
Wykorzystanie światłowodów do pomiaru temperatury może być oparte na:

- zmianie charakterystyki widmowej absorpcji energii;
- zmianie współczynnika odbicia i długości drogi optycznej;
- wykorzystaniu zjawiska Ramana w światłowodach kwarcowych[1].

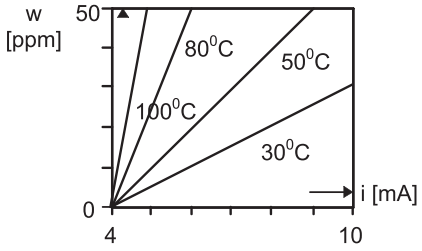
W pierwszym przypadku domieszkowanie materiału kwarcowego, z którego wykonywany jest rdzeń światłowodu, europem (Eu) lub neodymem (Nd), powoduje zmianę charakterystyki widmowej pochłaniania energii. Np. domieszkowanie neodymem powoduje zmniejszenie absorbowanej energii przy długości fali 860 nm a zwiększenie 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 ulegają 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. 6.76.

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 rysunku 6.77. 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. 6.78).




Rys. 6.77. Czujnik do pomiaru zawilgocenia oleju

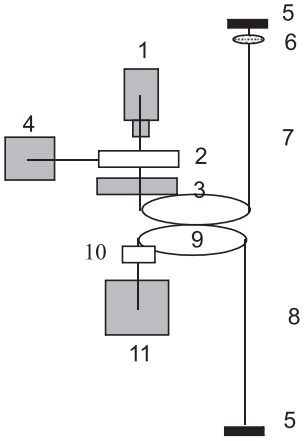



Rys. 6.78. Zależność prądu czujnika od zawilgocenia oleju

### 6.5.4. ŚWIATŁOWODOWY POMIAR INTENSYWNOŚCI WNZ [82]

W przypadku zastosowania jednomodowego światłowodu do pomiaru sygnałów wnz wykorzystuje się zjawisko polegające na wywoływaniu w jego rdzeniu naprężeń mechanicz-nych przez falę ciśnienia związaną z kanałem wnz. W wyniku tego zmienia się długość drogi optycznej strumienia świetlnego i współczynnik załamania światła. W konsekwencji otrzymu-je się impuls świetlny zmodulowany fazowo przez zaburzenie. Zatem wartość chwilowa fazy przebiegu modulowanego zależy liniowo od wartości chwilowej sygnału modulującego. Mo-dulację impulsowo-fazową uzyskuje się przez zmianę wartości szczytowej, długości lub poło-żenia 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 5, od którego odbija się strumień świetlny emitowany przez źródło światła. Do pomiaru wykorzystuje się ultradźwiękową część widma fali ciśnie-nia. Schemat ideowy układu pomiarowego pokazano na rysunku 6.79. 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**.

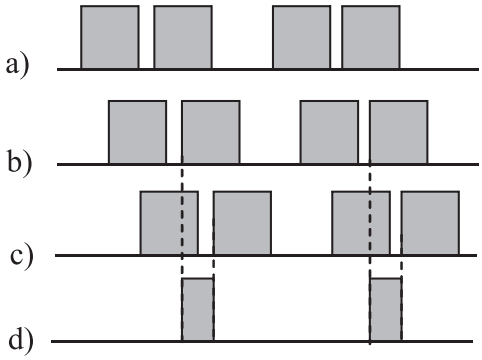



Rys. 6.79. Schemat ideowy do pomiaru wnz za pomocą metody optoelektronicznej

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 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 $\mathbf{f_o}$, odpowiadającej długości fali 633 nm, jest przekazywany paczkami impulsów. Każda paczka podzielona jest na 3 równe impulsy prostokątne (rys. 6.80) formowane przez generator UHF i układ bramkujący 4, zmodulowane częstotliwościowo w modulatorze **2** i wysyłane według sekwencji: impuls zmodulowany częstotliwością $f_1$ = 80 MHz → impuls zmodulowany częstotliwością $f_1$ = 79 MHz → brak impulsu. Pokazuje to rys. 6.80: na wyjściu modulatora (a), odbicie od

końca układu odniesienia (b), odbicie od końca czujnika (c), na wejściu fotodetektora (d). Ten ostatni sy-gnał ma częstotliwość różnicową 1 MHz. Szerokość impulsu wypadkowego, w fotodetekto-rze, zależy od przesunięcia fazowego wywołanego falą ciśnienia. Jest zatem miarą intensyw-ności wnz. Czułość metody sięga 10 pC.




Rys. 6.80. Wzajemne położenie impulsów w różnych punktach układu

### 6.5.5. SYSTEMY ORAZ PROGRAMY NUMERYCZNE STOSOWANE W MONITORINGU TRANSFORMATORÓW

**Systemy monitoringu transformatorów**

Śledzenie stanu (monitoring) urządzenia może być zdefiniowane jako technika lub proces śledzenia charakterystyk jego pracy, w celu określenia zmian i trendów zmian, dla prognozowania niezbędnych czynności obsługowych zapobiegających uszkodzeniom lub awariom i/lub dla oszacowaniu stanu „zdrowia" urządzenia [86].

Efektem wprowadzenia monitoringu urządzenia powinny być korzyści bezpośrednie i strategiczne [87]. Korzyści bezpośrednie to oszczędności wynikające z odejścia od wykonywanych przez wykwalifikowany personel regularnych badań urządzenia oraz lepsze wykorzystanie możliwości samego urządzenia. Korzyści strategiczne to przede wszystkim możliwość zaplanowania napraw lub wymiany urządzenia oraz zapobiegnięcie poważnym awariom systemowym poprzez wykrycie możliwych awarii jego elementów.

Typowy zakres działań systemów monitoringu obejmuje gromadzenie danych w ustalonych odstępach czasu lub jako odpowiedź na zdarzenia występujące w pracy urządzenia oraz generowanie alarmów i raportów, gdy przekroczone zostają zdefiniowane limity dla śledzonych parametrów. Systemy bardziej zaawansowane są w stanie oszacować aktualny stan urządzenia, w tym stopień jego zużycia, wskazać możliwości jego przeciążenia, sterować wybranymi układami, podać zakres zalecanych czynności jakie powinna przeprowadzić obsługa.

Niezależnie od stopnia skomplikowania systemów monitoringu można w nich wyróżnić kilka podstawowych wspólnych elementów [87]. Każdy system monitoringu powinien zawierać zestaw mierników i czujników, układ akwizycji danych, układ przesyłania danych, komputer z oprogramowaniem umożliwiający obróbkę danych oraz udostępnienie tych danych lub wypracowanych na ich podstawie informacji użytkownikowi lub innym systemom.

Głównymi elementami transformatora, które gwarantują jego poprawną pracę są: uzwojenia, rdzeń, kadź, układ chłodzenia, olej i podobciążeniowy przełącznik zaczepów (ppz). Statystyki uszkadzalności transformatorów wykazują, że głównymi przyczynami uszkodzeń są uszkodzenia uzwojeń i uszkodzenia ppz. Przykładowo w tablicy 6.8 zestawiono defekty elementów występujących w kadzi głównej transformatora z możliwymi do pomierzenia w trybie on-line wielkościami pozwalającymi na ich wykrycie. Dobór czujników i mierników wchodzących w skład systemów monitoringu powinien by przeprowadzony z uwzględnieniem tych informacji.

W świecie opracowano szereg kompleksowych systemów śledzenia stanu transformatora o różnym stopniu złożoności. Poniżej przedstawiono opis kilku wybranych systemów tego typu:

- TEC (ABB)
- DRMCC (Dynamic Ratings Pty Ltd)
- MS2000 (Areva Schorch Transformatoren)
- SMT05 (Instytut Energetyki, Oddział Transformatorów w Łodzi)

**Tablica 6.8.** Zestawienie defektów występujących w głównej kadzi transformatora i mierzonych wielkości pozwalających na ich wykrycie [87]

| Składnik | | | |
|---|---|---|---|
| Ogólnie | Szczegółowo | Zjawisko | Sygnał mierzony |
| Elementy metalowe nie przewodzące prądu | Rdzeń | Przegrzanie laminacji | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Napięcie<br>Wodór (średnie przegrzanie)<br>Wiele gazów, szczególnie etan, etylen i metan (umiarkowane lub groźne przegrzanie) |
| | Ramy<br>Mocowania<br>Taśmy<br>Ekrany<br>Ścianki kadzi | Przegrzanie wskutek prądów wirowych<br>Strumień rozproszenia | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Napięcie<br>Wiele gazów, szczególnie etan, etylen i metan |
| | Uziemienie rdzenia<br>Ekrany magnetyczne | Pływająca ziemia rdzenia i ekranu powoduje wyładowania elektryczne | Wodór lub wiele gazów<br>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<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Względne nasycenie wilgocią w oleju<br>Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla i tlen |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Groźne przegrzanie typu hot-spot | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Wilgoć w oleju<br>Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla, etan, wodór i tlen |
| | | Zanieczyszczenie wilgocią | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Względne nasycenie wilgocią w oleju |
| | | Generacja pęcherzyków | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Ogólna procentowa zawartość gazów rozpuszczonych w oleju<br>Prądy na zaciskach<br>Względne nasycenie wilgocią w oleju<br>Wodór<br>Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz |
| | | Wyładowania niezupełne (wnz) | Wodór lub wiele gazów<br>Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz |
| Izolacja ciekła | | Zanieczyszczenie wilgocią | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Względne nasycenie wilgocią w oleju |
| | | Wyładowania niezupełne (wnz)<br>Wyładowania łukowe | Wodór<br>Pomiar akustyczny lub elektryczny wnz<br>Wodór i acetylen<br>Lokalne przegrzania Etylen, etan, metan |
| System chłodzenia | Wentylatory Pompy | Uszkodzenia elektryczne | Prądy silników (wentylatorów, pomp)<br>Temperatura oleju w górnej warstwie |
| | Urządzenia pomiarowe | pomp i wentylatorów<br>Uszkodzenie lub niedokładność indykatora temperatury oleju w górnej warstwie lub indykatora temperatury uzwojeń lub alarm | Prądy na zaciskach<br>Temperatura otoczenia<br>Temperatura oleju w górnej warstwie<br>Prądy na zaciskach |
| | Wewnętrzne drogi przepływu chłodziwa | Defekt lub fizyczne uszkodzenie w układzie sterowanego przepływu oleju | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Tlenek węgla i dwutlenek węgla |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Zlokalizowany punkt gorący (hot-spot) | |
| | Radiatory i chłodnice | Wewnętrzne lub zewnętrze zatkanie radiatorów dające złą wymianę ciepła | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach |
| Prognozowanie temperatur oleju i uzwojeń | | Przeciążanie transformatora | Temperatura oleju w górnej i dolnej warstwie<br>Temperatura otoczenia<br>Prądy na zaciskach<br>Wilgoć w oleju<br>Wiele gazów, szczególnie tlenek węgla, dwutlenek węgla i tlen |

**System TEC**

System TEC (Transformer Electronic Control) [88] został opracowany przez ABB.

Ponieważ ABB jest jednocześnie producentem transformatorów to system TEC jest dostarczany wraz z tzw. „elektroniczną kopią transformatora" obejmującą między innymi dane projektowe i wyniki pochodzące z prób grzania. Według twórców systemu taki „odcisk palca" („fingerprint") pozwala na optymalne kontrolowanie i sterowanie pracą transformatora.

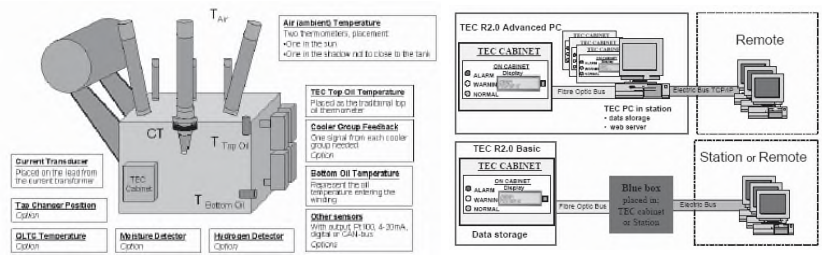
W systemie TEC mierzone są: temperatura w dolnej i górnej warstwie oleju, temperatura otoczenia w miejscu nasłonecznionym i zacienionym, temperatura jarzma rdzenia, prądy w uzwojeniach, napięcia, zawilgocenie oleju, ekwiwalent wodoru rozpuszczonego w oleju. Śledzone jest położenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów oraz mierzona temperatura oleju w komorze przełącznika. Dodatkowo mierzona jest temperatura i wilgotność w szafce z oprzyrządowaniem systemu TEC.

Zasada działania w zakresie oceny poprawności pracy transformatora polega na odtworzeniu modelu transformatora i warunków jego pracy a następnie porównaniu otrzymanych wartości wybranych parametrów z pomierzonymi. Zaobserwowane rozbieżności mogą wskazywać na potencjalne uszkodzenia i/lub normalne procesy starzeniowe transformatora i jego oprzyrządowania.

Kontrola temperatury oparta jest na przewidywaniu przeciążeń oraz obliczeniach punktów krytycznych w uzwojeniach i umożliwia wyliczenie pozostałego użytecznego czasu pracy transformatora zgodnie z najnowszymi standardami IEC i IEEE.

Podczas pracy przełącznika zaczepów identyfikowany jest najbardziej zużyty styk w przełączniku. Stan zużycia styku jest obliczany podczas każdego przełączenia. Pozwala to wymienić zużyte części, zanim ulegną zniszczeniu.

W tradycyjnych rozwiązaniach chłodzenie realizowane jest w systemie dwustopniowym, system TEC pozwala na sześciostopniowe sterowanie układem chłodzenia w zależności od obciążenia, temperatury otoczenia i stanu chłodnic. Włączenie każdego stopnia chłodzenia może mieć miejsce przed przewidywanym wzrostem obciążenia.




Rys. 6.81. Architektura TEC [89]

(a) Standardowe i opcjonalne czujniki w systemie TEC, (b) Układ informatyczny systemu TEC

Podstawowe parametry są przetwarzane już wewnątrz szafki z oprzyrządowanie systemu TEC i wyświetlane na jej frontowym panelu. Znacznie bogatsze możliwości oceny stanu pracy transformatora otrzymuje użytkownik jednak dopiero po przesłaniu danych poprzez łącze światłowodowe do komputera.

Wizualizacja stanu transformatora jest realizowana poprzez przeglądarkę internetową. Początkowo użytkownikowi pokazywany jest model transformatora z podstawowymi danymi, którymi są prądy, temperatury (dolnej i górnej warstwy oleju, najgorętszego miejsca w uzwojeniach, oleju w komorze ppz oraz otoczenia), pozycja ppz, stan układów chłodzenia, poziom zestarzenia izolacji, a także możliwość przeciążenia transformatora. Dodatkowe informacje można uzyskać klikając na wybranych elementach transformatora lub skojarzonych z tymi elementami przyciskach.

Z jednego komputera może być monitorowanych do 9 transformatorów.

**System DRMCC**

System DRMCC (Dynamic Rating, Monitoring, Control and Communications) [89] został opracowany przez firmę Dynamic Ratings Pty Ltd będącego częścią Wilson Transformer Company.

System posiada budowę modułową (dotyczy to zarówno oprzyrządowania jak i oprogramowania) dobieraną stosownie do potrzeb transformatora, z którym ma współpracować co powoduje, że zasadniczo nie jest możliwe jego przenoszenie pomiędzy transformatorami bez konieczności ponownej konfiguracji.. Oznacza to jednocześnie, że pojedynczy system DRMCC monitoruje i steruje jednym transformatorem. System może być montowany na transformatorach nowych i poddanych modernizacji.

W typowym rozwiązaniu DRMCC składa się z jednostki komunikacji z użytkownikiem (interfejsu, IU) oraz z jednostki sterującej (CU). Jednostka sterująca montowana jest na transformatorze w odpornej na działanie warunków atmosferycznych szafie. Interfejs może być montowany razem z jednostką sterującym lub też znajdować się w nastawni. Można oczywiście zamontować dwie jednostki komunikacji z użytkownikiem lub jeśli w nastawni znajduje się komputer w ogóle zrezygnować z takiej jednostki. W tym ostatnim przypadku istnieje możliwość skorzystania, poprzez przeglądarkę WWW, z oprogramowania do wizualizacji wypracowanych informacji i zgromadzonych danych. Jedną z dostępnych opcji jest udostępnienie tzw. „wirtualnego interfejsu” będącego odpowiednikiem fizycznej jednostki IU.

W skład jednostki sterującej wchodzą: moduł CPU, komunikacji i zasilania oraz zależnie od konfiguracji moduły wejść cyfrowych, wyjść cyfrowych oraz wejść/wyjść analogowych. Interfejs stanowi wyświetlacz LCD, zespół klawiszy nawigacyjnych oraz diod sygnalizacyjnych.

W przypadku analizy stanu cieplnego transformatora mierzona jest temperatura: otoczenia, oleju w górnej warstwie i najgorętszych miejsc w uzwojeniach (o ile jest taka możliwość) oraz prąd obciążenia; śledzone jest także położenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów. Dodatkowo monitorowany jest prąd silników napędzających wentylatory i pompy. Na tej podstawie wyliczane są temperatury hot-spotów, szybkość starzenia izolacji oraz zakumulowane zestarzenie zgodnie z normami IEC i ANSI/IEEE. Wyznaczany jest także czas pracy pomp i wentylatorów.

W systemie na bieżąco obliczany jest czas przez jaki transformator może pracować z aktualnym obciążeniem przy danej temperaturze otoczenia, aby nie zostały przekroczone zdefiniowane limity. Dodatkowo użytkownik może wyznaczyć czas przez jaki może transformator pracować z zadanym obciążeniem lub jakie jest maksymalne obciążenie, które może być utrzymane przez zadany czas. Wszystkie obliczenia są przeprowadzane dla istniejących warunków cieplnych (temperatura otoczenia, oleju, uzwojeń).

System DRMCC posiada możliwość sterowania układem chłodzącym oraz generowania alarmów, gdy uszkodzeniu ulegną wentylatory lub pompy, albo też przekroczone zostaną zdefiniowane limity temperatur. Z poziomu DRMCC sterowaniu podlega również podobciążeniowy przełącznik zaczepów.

DRMCC jako system monitorujący posiada możliwość zbierania, gromadzenia w bazach i udostępniania parametrów mierzonych przez urządzenia monitorujące pochodzące od innych wytwórców. Na liście tych urządzeń znajdują się:

- Morgan-Schaffer “Calisto” – pomiar gazów rozpuszczonych w oleju, zawilgocenia oleju
- GE Syprotec Hydran – pomiar gazów rozpuszczonych w oleju,
- Serveron “TrueGas” – pomiar gazów rozpuszczonych w oleju,
- Doble “IDD” – pomiar współczynnika mocy izolacji przepustów,
- Vaisala “HTMP” – pomiar zawilgocenia oleju.

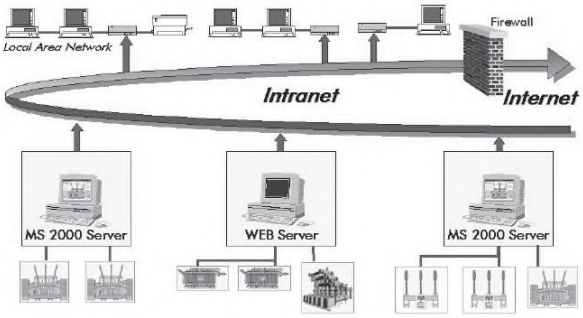
Zgromadzone dane i obliczone wartości są w odstępach 1 minuty zapisywane do plików obejmujących okres jednego tygodnia na dysku, w który wyposażona jest jednostka sterującą. Zapisane informacje są przechowywane przez rok, a następnie pliki są zastępowane nowymi. Przez cały czas istniej możliwość zdalnego pobrania danych i zaimportowania do oprogramowania użytkownika w celu analizy lub też tworzenia raportów. DRMCC gromadzi również wpisy o zarejestrowanych zdarzeniach. Możliwe jest zachowania 512 takich wpisów. Po przekroczeniu tej liczby stare zapisy są sukcesywnie zastępowane nowymi.

**System MS2000**

System MS2000 [90, 91] został opracowany przez firmę Areva Schorch Transformatoren (wcześniej Alstom Schorch Transformatoren).

Na transformatorach montowane są szafki zawierające moduły monitorujące, do których doprowadzone są sygnały z czujników i mierników. Moduły monitorujące połączone są z serwerem systemu MS2000 wykorzystując technologię „field bus” i przesyłają do niego pozyskane dane. Zadaniem serwera oprócz przeprowadzenia analizy zgromadzonych in-

formacji jest również wygenerowanie stron www zawierających bieżące i historyczne dane. Strony te są dostępne poprzez internet/intranet w przeglądarce www z włączoną obsługą Javy. Według twórców systemu dostateczną poufność danych zapewnia system haseł oraz zastosowanie firewall'a.




Rys. 6.82. Architektura systemu MS2000 [91]

Ze względu na mnogość parametrów, które mogą być monitorowane zaleca się ich indywidualny dobór dla każdego transformatora lub grupy transformatorów biorąc pod uwagę ich wiek, stan techniczny i znaczenie w systemie. Standardowo monitorowane są następujących wielkości i stany: (1) temperatura oleju w górnej warstwie, (2) temperatura otoczenia, (3) prąd obciążenia, (4) napięcie, (5) ciśnienie oleju w przepustach, (6) zawilgocenie oleju, (7) zawartość gazów w oleju, (8), pozycja ppz, (9) zapotrzebowanie na moc napędu ppz, (10) status wentylatorów i pomp.

System MS2000 udostępnia użytkownikowi szczegółowy zestaw informacji na temat poszczególnych elementów transformatora, którymi są: część aktywna, przepusty, układ chłodzenia, podobciążeniowy przełącznik zaczepów i konserwator. Zintegrowane z systemem oprogramowania pozwala na przeprowadzenie obliczeń cieplnych według wytycznych normy IEC z uwzględnieniem zawartości wilgoci oraz sterowanie układem chłodzenia. Obliczenia cieplne dają informacje o szybkości starzenia, ubytku czasu życia, dopuszczalnych obciążeniach wynikających zarówno z wymagań systemowych jak i uszkodzenia układu chłodzenia. Sterowanie układem chłodzenia pozwala na utrzymanie stałej temperatury oleju (zmniejsza to „oddychanie" transformatora) oraz wstępne schłodzenie oleju, aby można było bardziej go przeciążyć w stanach przeciążeń krótkotrwałych.

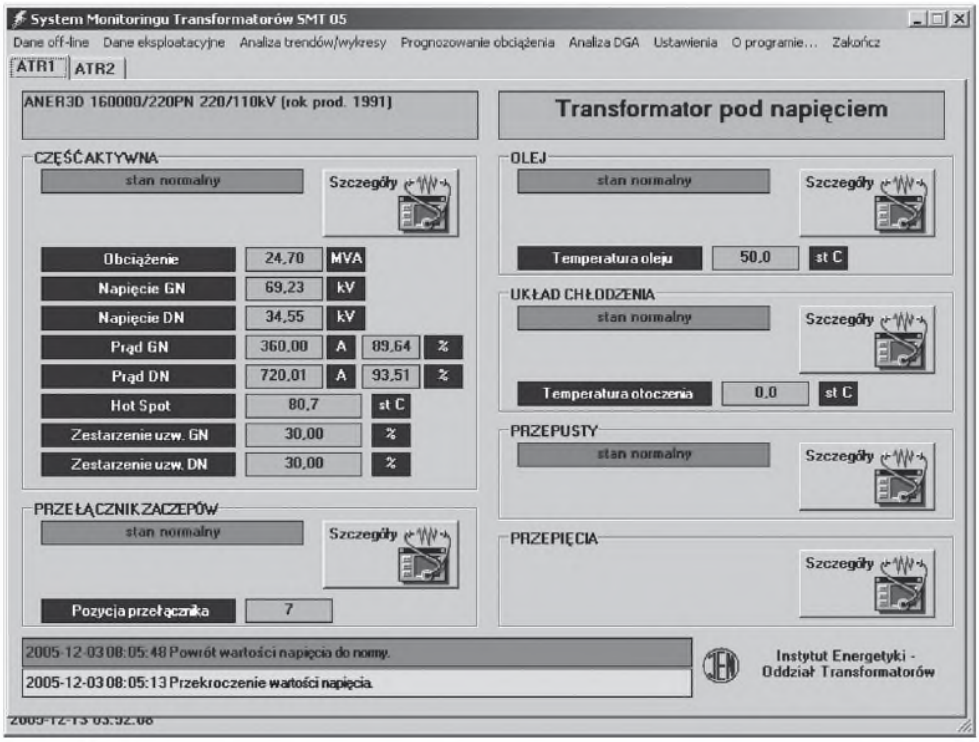
**System SMT05**

System SMT05 [92,93] został opracowany w IEnOT (Instytucie Energetyki Oddział Transformatorowy) w Łodzi i wdrożony na początku 2005 roku na dwóch transformatorach dużej mocy pracujących w stacji Piotrków. System pozwala na gromadzenie w bazach danych informacji pozyskiwanych w trybie on-line i off-line, oraz wypracowanych na ich podstawie prognoz. Po przetworzeniu napływających danych generowane są: (1) informacje o aktualnym stanie transformatora, (2) sygnały ostrzegawcze i alarmowe oraz (3) zalecenia dalszych działań eksploatacyjnych.

Stacja, w której wdrożono SMT05 objęta jest systemem sterowania i nadzoru stacji SCS (Substation Control System), z którym wymieniane są dwukierunkowo dane. SMT05 pobiera wybrane sygnały z SCS i jednocześnie udostępnia dla SCS wypracowane komunikaty.

Źródłem danych dla SMT05 jest już wspomniany system SCS oraz dedykowany do współpracy z SMT05 sterownik przemysłowy uzupełniony o elementy akwizycji i przesyłu informacji. Z SCS pobieranych jest ze strony 220kV i 110kV odpowiednio 56 i 5 sygnałów binarnych oraz 14 i 11 sygnałów analogowych. Sygnały binarne reprezentują sobą informacje o załączeniu/wyłączeniu/zadziałaniu wybranych urządzeń i zabezpieczeń. Sygnały analogowe odpowiadają pomierzonym między innymi wartościom napięć i prądów. Poza systemem SCS gromadzone są dane o temperaturach wewnątrz transformatora (czujniki rezystancyjne PT100 zainstalowane w komorach faz ppz, pod pokrywą, na wlocie i wylocie chłodnic) i temperaturze otoczenia, mocy pobieranej przez układ napędowy ppz, zawartości wody i wodoru w oleju (AMS – 500 Plus Calisto) oraz przepięciach dochodzących do transformatora.

Dobór kontrolowanych parametrów pozwolił na wyodrębnienie i poddanie ciągłej kontroli sześciu tzw. obszarów zainteresowań związanych z pracą transformatora, którymi są: część aktywna, olej, przełącznik zaczepów, układ chłodzenia, przepusty oraz przepięcia. Na rysunku 6.83 przedstawiono sposób prezentowania informacji o stanie transformatora użytkownikowi.




Rys. 6.83. Okno prezentujące ogólne informacje o stanie transformatora w systemie SMT05 [92]

SMT05 pozwala w pewnym zakresie prognozować dopuszczalny czas przeciążenia długotrwałego (krotność prądu znamionowego k<=1,3) i krótkotrwałego (1,3<k<=1,5) transformatora. System uzupełniony został o dodatkowy program TOA firmy Delta-X Research pozwalający na analizę składu gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym. Dane do tego programu wprowadzane są w trybie off-line.

**Programy numeryczne wykorzystywane w diagnostyce transformatorów**

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?

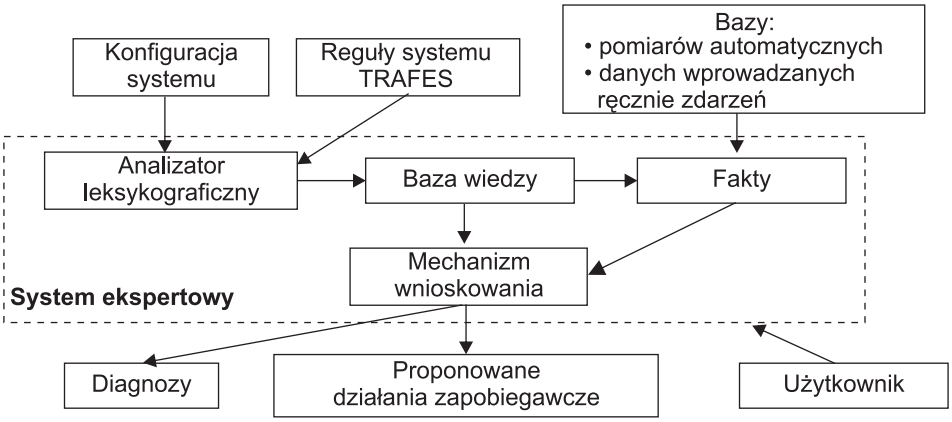
Przez defekt należy tutaj rozumieć stan nieprawidłowości lub odstępstwo od przyjętego za normalny stanu pracy urządzenia wymagające wzmożonego nadzoru lub też możliwe do skorygowanie zarówno poprzez naprawę, jak i zmianę warunków jego eksploatacji. Przykładowo stwierdzenie przekroczenia dopuszczalnej 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 rysunku 6.84.




Rys. 6.84. Struktura systemu ekspertowego na przykładzie systemu TRAFES [82]

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.

**Diagnostyka izolacji transformatora metodami DGA**

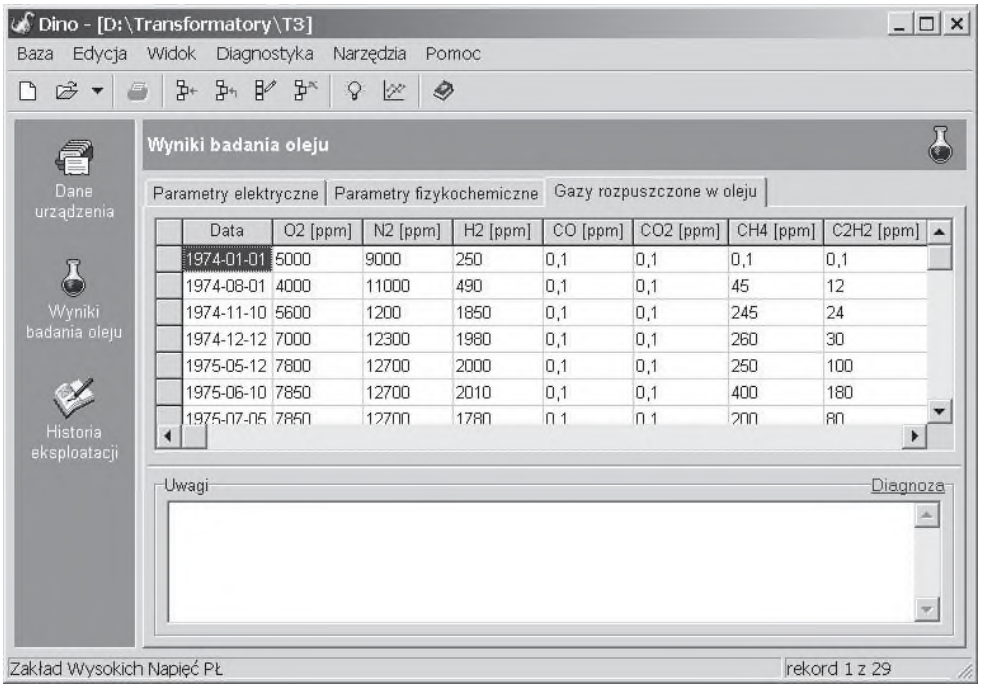
**Program DINO**

Program DINO (Diagnostyka Instrumentów Napełnionych Olejem) [98] przeznaczony jest do diagnozowania stanu izolacji papierowo-olejowej transformatorów oraz przekładni-

ków. 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.




Rys. 6.85. Prezentacja sposobu wizualizacji bazy danych w programie DINO

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 diagnozo-

wania 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 (Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej), 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.

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 otrzymane 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.

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.

**I. Metoda wartości granicznych wg Energopomiaru**

Stężenia następujących gazów **przekraczają** wartości graniczne:

H2: 1900 ppm [500 ppm]
CH4: 500 ppm [200 ppm]
C2H2: 185 ppm [70 ppm]
C2H4: 620 ppm [260 ppm]

Suma gazów palnych (TCG) wskazuje na:
**- wolno rozwijające się uszkodzenie wewnętrzne**

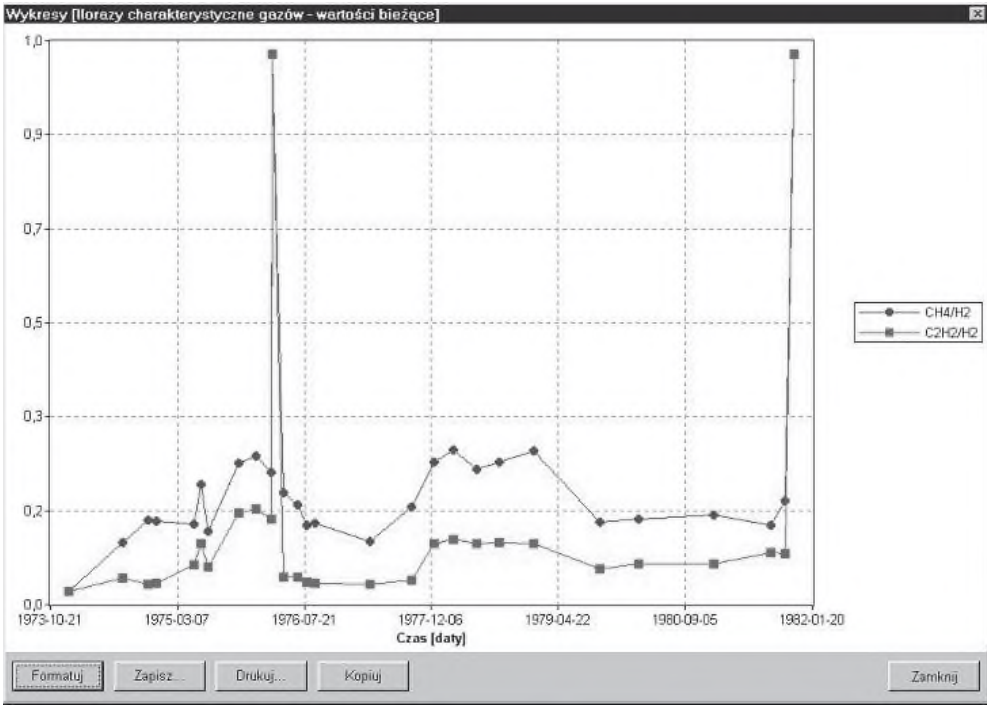
**II. Metoda wartości granicznych wg Instytutu Elektroenergetyki PŁ**

Stężenia następujących gazów **przekraczają** wartości graniczne:

H2: 1900 ppm [200 ppm]
CH4: 500 ppm [130 ppm]
C2H2: 185 ppm [150 ppm]
C2H4: 620 ppm [110 ppm]
C2H6: 132 ppm [10 ppm]

Zamknij

Rys. 6.86. Prezentacja przykładowych diagnoz wypracowywanych w programie DINO




Rys. 7. Prezentacja zmienności wybranych ilorazów charakterystycznych ($CH_4/H_2$, $C_2H_2/H_2$)

**DGA Expert System Software v3.0**

Program został opracowany przez Northern Technology & Testing [94].

Program wykorzystuje arkusze Excel'a. Gromadzone są informacje charakteryzujące transformator oraz wyniki badania chromatograficznego próbki oleju. Uwzględniane są następujące gazy: $H_2$, $N_2$, $O_2$, CO, $CO_2$, $CH_4$, $C_2H_2$, $C_2H_4$ i $C_2H_6$.

W celu interpretacji pomierzonych wartości stężeń gazów wykorzystuje się metody: gazów kluczowych, Rogersa i wytyczne normy IEEE/ANSI C57.104. Wytyczne z normy ANSI/IEEE pozwalają na określenie okresu czasu do następnego poboru próbki oleju oraz zalecenia eksploatacyjne.

Program dostarczany jest z dokumentacją obejmującą opis użytych metod, sposób wprowadzania danych i generowania raportów oraz zasady współpracy z posiadanym systemem baz danych.

Program może działać jako niezależna aplikacja lub współpracować z oprogramowaniem chromatografu wykorzystując zewnętrzny import danych.

Producent podaje, że cena jednej kopii programu wynosi 450 USD przy pobraniu ze strony producenta lub 475USD, gdy dostarczana jest na Cdromie.

**Transformer Oil Analyst**

Program został opracowany przez Delta-X Research [95].

Program TOA gromadzi i zarządza danymi o gazach rozpuszczonych w oleju oraz wynikami badania próbki oleju. Jednocześnie pozwala na przeprowadzenie analizy i interpretacji zgromadzonych danych i wygenerowanie na tej podstawie różnego rodzaju raportów. Użytkownik programu może przechowywane wyniki pomiarów przeglądać w postaci tekstowej i graficznej.

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju bazuje na stężeniach gazów i szybkości ich przyrostów. Podczas analizy brane pod uwagę są stężenie następujących gazów: $H_2$, $N_2$, $O_2$, CO, $CO_2$, $CH_4$, $C_2H_2$, $C_2H_4$ i $C_2H_6$ oraz opcjonalnie $C_3H_6$ i $C_3H_8$. W programie wykorzystanych zostało kilka metod interpretacyjnych: gazu kluczowego, Rogersa, Doernenburga, CIGRE, trójkąta Duvala i nomogramu. Metody te zaimplementowano wykorzystując logikę rozmytą i sztuczne sieci neuronowe.

Analiza jakości oleju przeprowadzana jest z wykorzystaniem pomierzonych wartości liczby kwasowej, napięcia powierzchniowego, napięcia przebicia, zawilgocenia, temperatury zapłonu, zawartości PCB, furanów i inhibitorów oraz informacji o kolorze oleju. Parametry takie, jak lepkość, ciężar właściwy, temperatura krzepnięcia nie są wykorzystywane w analizie, a tylko przechowywane w bazie.

Program TOA pozwala na samodzielne ustalenie przez użytkownika wykorzystywanych w programie limitów: stężeń gazów, szybkości ich narastania oraz parametrów oleju. Wszelkiego rodzaju komunikaty, ostrzeżenia, uwagi i zalecenia dotyczące dalszej eksploatacji urządzenia są przechowywane w plikach tekstowych co pozwala na ich edycję i dostosowanie do potrzeb i doświadczeń użytkownika.

Wyniki pomiarów gromadzone są w bazie MS Access lub innej spełniającej warunki standardu ODBC np. Oracle lub MS SQL Server poprzez dołączenie tablic do bazy MS Access.

Program TOA pracuje w środowisku Windows na pojedynczym stanowisku lub też w wersji sieciowej.

Firma Delta-X Research udostępnia również wersję programu TOA4 Online jako serwis internetowy bez konieczności instalowania oprogramowanie na własnym komputerze.

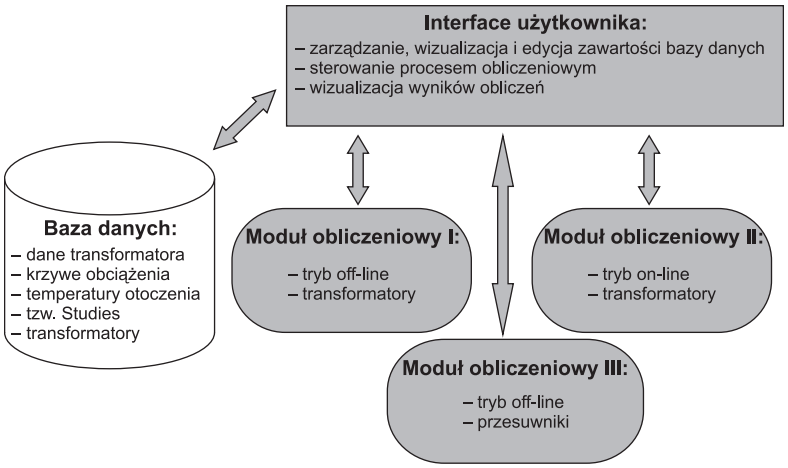
## Zarządzanie czasem życia transformatora

### Program DTR

Program **DTR** (**D**ynamic **T**ransformer **R**atings) [98] 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 programem do zarządzania czasem życia transformatora.

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.

Program ma budowę modułową i składa się w wersji off-line z interfejsu użytkownika oraz modułu obliczeniowego zaś w wersji działającej w trybie on-line, tylko z modułu obliczeniowego, który jako model cieplny wchodzi w skład systemu typu SCADA. Struktura programu DTR przedstawiona została na rys. 8, a widoczny tam moduł III dotyczący obliczeń cieplnych przesuwników nie jest obecnie włączony do programu. Obydwie wersje programu są zaimplementowane dużym przedsiębiorstwie energetycznym w Kanadzie.




Rys. 8.88. Struktura programu DTR

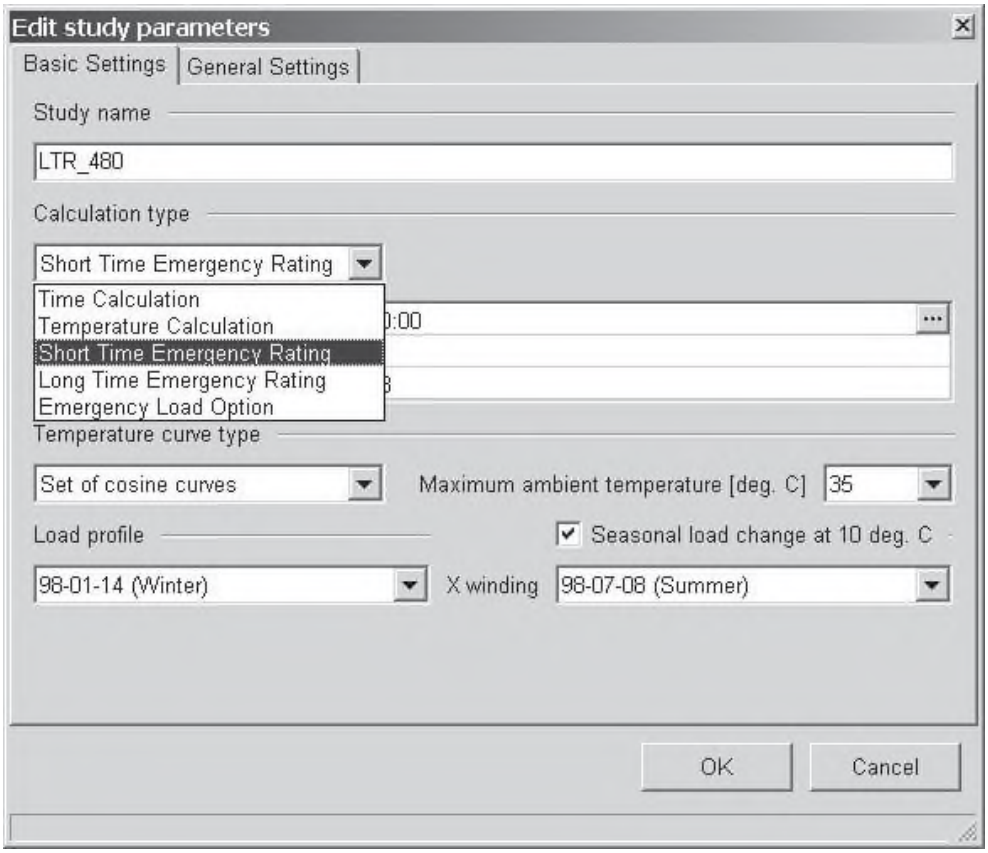
Możliwa jest analiza różnych stanów pracy transformatora, a więc: obliczanie temperatur i szacowanie zestarzenia izolacji w czasie normalnej pracy oraz w stanach awaryjnych, a także wyznaczanie wartości krótkotrwałych i długotrwałych obciążeń awaryjnych. Dwa ostatnie typy obliczeń wykonywane są zazwyczaj 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 pracując w trybie off-line umożliwia wykonywanie obliczeń następującymi metodami zaczerpniętymi z norm krajowej (europejskiej) i amerykańskiej: (1) według PN-IEC 60354 [85], (2) według IEEE Std. C57.91-1995 rozdział 7, (3) według IEEE Std. C57.91-1995 załącznik G [97]

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 tablica 6.9.

**Tablica 6.9.** Różnice algorytmów w normach IEC [96] i IEEE [97]

| 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:<br>1. rzeczywisty przebieg temperatury otoczenia w czasie cyklu obciążenia<br>2. średnia ważona lub średnia miesięcznych wartości maksymalnych<br>3. aproksymacja wahań temperatury otoczenia sumą dwóch funkcji sinusoidalnych | Może być przyjęta jako jedna z poniższych wartości:<br>1. średnia dzienne temperatura otoczenia w danym miesiącu<br>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 |




Rys. 6.89. Okno wyboru rodzaju obliczeń i wymaganych parametrów.

Oznaczenia: **Time calculations** – obliczanie czasu do osiągnięcia temperatury krytycznej (od początku doby lub od chwili określonej przez użytkownika); **Temperature calculations** – obliczanie 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.

Rodzaj i szczegółowość wyświetlanych wyników uzyskanych podczas obliczeń może być określana przez użytkownika. Na rysunku 6.90 przedstawiono przykładowy wydruk ogólny wyników obliczeń dla transformatora dwuuzwojeniowego.

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

| MAXIMUM DAILY AMBIENT DEG C | X - TERMINAL TRFR LIMIT CURRENT LIMIT A | PU | RESULTING OUTPUT KV | MVA | LOAD FACTOR | LIMIT | HIGHEST TEMPERATURE WINDING | DEG C | TIME | ULTC POS.(kV) H | 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. 6.90. 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.

*Praca w trybie on-line*

W przypadku wersji działającej w trybie on-line obliczenia wykonywanie są wyłącznie według IEEE Std. C57.91-1995 rozdział 7, a program realizuje dwa zadania, którymi są:

- wyznaczenie aktualnego stanu cieplnego transformatora
- prognoza możliwych przeciążeń krótkotrwałych i długotrwałych

W ramach wyznaczania aktualnego stanu cieplnego efektem działania programu jest obliczenie: (1) temperatury oleju w górnej warstwie (jej wartość jest konfrontowana z wartością pomierzoną), (2) temperatury hot-spotu dla uzwojeń, (3) ubytku czasu życia izolacji papierowej. Dodatkowo wypracowane są sygnały sterujące dla ppz i układu chłodzenia. Punktem wyjścia dla obliczeń prognostycznych jest aktualny stan cieplny transformatora, a możliwe jest wyznaczenie: (1) przeciążeń krótkotrwałych, które obliczane są przy ograniczeniach prądowych i temperaturowych oraz (2) przeciążeń długotrwałych, obliczanych przy ograniczeniach prądowych, temperaturowych i starzeniowych.

Obliczenia prognostyczne przeprowadzane są przy założeniu pełnego chłodzenia oraz przyjęciu zmienności obciążenia i temperatury otoczenia, jak dla poprzedniej doby lub też wcześniej zdefiniowanych krzywych.

Obliczenia prognostyczne wykonywane są automatycznie w odstępach wynoszących 5 minut wg następującej sekwencji:

- co 5 min. obliczana jest przeciążalność 15-minutowa (STE15);

- co 1 godz. obliczana jest przeciążalność 120-minutowa (STE120) oraz STE15;
- co 4 godz. obliczana jest przeciążalność 480-minutowa (STE480) oraz STE15 i STE-120;
- raz na dobę obliczane są przeciążalności LTR jednodniowa i dziesięciodniowa oraz STE15, STE120 i STE480; przeciążalność jednodniowa jest obliczana domyślnie przy warunku, że transformator pracując dobę starzeje się o dobę, a dziesięciodniowa przy warunku, że transformator pracując dobę starzeje się o dziesięć dni.

*Odpowiednikiem DTR jest program PTLoad [99] 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 [100] (zarówno w rozdziale 7, jak i aneksie G) oraz w normie IEC 354 (krajowy odpowiednik oznaczono jako PN-IEC 60354) [96]. 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.*

## 6.6. LITERATURA


[1] 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.

[2] Moser H.P., Dahinden V., „Transformerboard II", H. Weidmann Ltd., Rapperswil, 1987.

[3] CIGRE Working Group 12.19, „Short-Circuit Performance of Power Transformers", SC12 Transformers Colloquium, Budapest, 1999.

[4] Sokolov V., „FRA tutorial lecture", CIGRE SC-A2 Transformers Committee Colloquium, Mérida, 2003

[5] Dick E.P., Erven C.C., „Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis", IEEE Transactions, Vol.PAS-97, Nr. 6, 1978.

[6] 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.

[7] Malewski R., Drażba K, Sieradzki S., Borecki M., "A Digital Assessment Technique of Transformer Winding Oscillations", CIGRE-2000, paper 12/33-07.

[8] Csépes G., Kispál I., "Winding movement and geometric changes detection in Power transformers by Frequency Response Analysis (FRA)", Konferencja "Transformatory w Eksploatacji", 2002, Sieniawa.

[9] Passaglia R., Rizzi G., „Frequency Response Analysis of Power Transformers", CIGRE WG3303, Dresden 1999, paper #29.

[10] Austin A., „Australian Practice of Periodic Checks of Transformer Winding Displacements" CIGRE-2000, Panel P-1.

[11] Ryder S.A., „Diagnosing a Wider Range of Transformer Faults using Frequency Response Analysis", XIIIth International Symposium on HV Engineering, Delft, Netherlands, 2003.

[12] Lapworth J., „UK Experience in Detection of Winding Displacement in Power Transformers", CIGRE-2000, Panel P-1.
[13] Lech W., Tymiński L., „Detecting Transformer Winding Damage by the Low Voltage Impulse Method", Electrical Review, No. 21, Vol. 179, November 1966.
[14] 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.
[15] Noonan T., „Power Transformer On-Site Condition Assessment Testing", CIGRE-2000, paper 12/33-05.
[16] 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.
[17] Kispal I., „Traftek Instrument Brochure", B&C Diagnostics Ltd. Budapest, Vaci ut. 52/b, 2001
[18] 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.
[19] 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.
[20] Hässig M., Bräunlich R., „Technique and Evaluation of FRA-measurements on Large Power Transformers", XIIIth International Symposium on HV Engineering, Delft, Netherlands, 2003.
[21] Płowucha J., Filip S., Zdanowski M., „Wyznaczanie funkcji przenoszenia uzwojeń transformatorów metodą odpowiedzi częstotliowściowej", Konferencja „Transformatory w Eksploatacji", Sieniawa, 2003.
[22] Malewski R., Szrot M., Płowucha J., „Lokalizacja Odksztacenia Uzwoje Transformatora Wspomagana Modelem Komputerowym", Konferencja Sieniawa, 2003.
[23] Pewca W., „Zwiększanie wytrzymałości zwarciowej licencyjnych autotransformatorów RTdxP 125 000/200 podczas remontu", Biuletyn Instytutu Energetyki , Nr. 9, 1987, p. 379-383.
[24] Sobocki R., Kaźmierski M., Olech, W., "Technical and economical assessment of power transformers, the Polish practice", CIGRE, 2002, Paris, paper A12-104.
[25] Malewski R., Szrot M., Płowucha J., „Odkształcenia uzwojeń autotransformatorów 160 MVA, 230/115 kV w polskiej sieci przesyłowej", V Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć, Będlewo, 2004.
[26] CIGRE, WG A2.26 "Mechanical condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis", ELECTRA nr. 228, Oct. 2006, p.30-34.
[27] Drobishevski A.A., „Experience of Transformer Winding Diagnostics by the Low-Voltage Impulse Method in Russia", CIGRE SC-A2 Transformers Committee Colloquium, Mérida, 2003
[28] Christian J., Knorr, W., „Reproducibility of Transfer Function Results", International Conference on Power Transformers, Pieczyska, May 18-21, 2003, p.43-48.

[29] Janssen A.L.J., Paske L.H. Te., “Short-Circuit Testing Experience with Large Power Transformers”, CIGRE 2000, Paris, paper 12-105.
[30] 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.
[31] Harrold R.T.: Acoustical technology applications in electrical insulation and dielectric. IEEE Trans. El-20, p.3-19, 1985
[32] Kaźmierski M., Pinkiewicz I.: Nowoczesna diagnostyka transformatorów energetycznych. Energetyka, nr 9, str. 319-325, 1994
[33] Malewski R., Douville J., Balanger G.: Insulation diagnostic system for HV power transformers in service, CIGRE, paper 12-01, 1986
[34] Malewski R.: Diagnostyka transformatorów w eksploatacji. III Seminarium: Inżynieria Wysokich Napięć, Poznań – Kiekrz, s. 151-170, 1996
[35] Skubis J.: Emisja akustyczna w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych. Książka, IPPT-PAN, Warszawa, 1993
[36] Skubis J.: Przetworniki piezoelektryczne do detekcji i pomiaru wyładowań niezupełnych w transformatorach. Energetyka, nr 7, s. 289-293, 1984
[37] Zargari, Phnng B.T., Blackburn T.R. An ultrasonic optical fiber sensor for PD detection. IX ISHV, Graz, s. 5581-91, 1995
[38] Skubis J.: Diagnostyka wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej w transformatorach dużej mocy podczas ich eksploatacji. Energetyka 6/1997, s. 28
[39] Boczar T. - Current Application Possibilities of the Acoustic Emission Method in Diagnostics of Insulation Systems of Power Appliances. Acta Acustica United With Acustica. Vol. 91, 2005, pp. 1-3.
[40] Boczar T. - Identification of a Specific Type of Partial Discharges form Acoustic Emission Frequency Spectra. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 8, No 4 August 2001, pp. 598-606.
[41] Boczar T.: „Możliwości zastosowania do opisu sygnałów emisji akustycznej od wyładowań niezupełnych analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania sygnałów”, Studia i Monografie, Wyd. Pol. Op., z. 146, Opole, 2003.
[42] Boczar T.: „Obiektywizacja wyników akustycznej metody oceny wyładowań niezupełnych przy zastosowaniu do opisu sygnałów analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania”, Studia i Monografie, Of. Wyd. Pol. Op., z. 147, Opole, 2003.
[43] Boczar T. : „Widma emisji akustycznej generowanej przez wyładowania niezupełne w izolacji olejowej”, Studia i Monografie Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, z. 114, Opole, 2000.
[44] Boczar T., Zmarzły D. - Application of Wavelet Analysis to Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 11, No 3, June 2004, pp. 433-449.
[45] Boczar T., Zmarzły D. - Multiresolution Analysis of the Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges. INSIGHT. Vol. 45, No. 7, Great Britain, 2003, pp. 488-492.
[46] Boczar T., Zmarzły D.: “Optical Spectra of Surface Discharges in Oil”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.13, No. 3, 2006, pp. 632-639.
[47] Boczar T., Zmarzły D.: „The Application of Correlation Analysis to Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges”, Materials Evaluation, An Official Journal of

the American Society for Nondestructive Testing, Volume 62, Number 9, Columbus, Ohio, USA, September 2004, pp. 935-942.
[48] Kołtunowicz W.: Badania diagnostyczne izolacji rozdzielnic gazowych wysokiego napięcia. Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, z. 124, 2003.
[49] Judd M. D., Yang L., Bennoch C. J.,. Hunter I. B. B: UHF Diagnostic Monitoring Techniques for Power Transformers EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference XII, New Orleans, February 15-18, 2004.
[50] Judd M. D., Yang L., Bennoch C. J.,. Hunter I. B. B r: Condition Monitoring of Power Transformers Using UHF Partial Discharge Sensors: Operating Principles and Site Testing. EuroTech Conference 2004.
[51] Hampton B.F.: 21 Years on, UHF Monitoring Comes of Age. SC 15 Symposium: „Gas Insulated Systems", Dubai, United Arab Emirates, May 9, 2001.
[52] CIGRE WG 15 03: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivi ty Verification for the UHF Method and the Acoustic Method, Electra, vol. 183, April 1999.
[53] Judd M.D., Farish O.,. Coventry P.F: UHF couplers for GIS - sensitivity and speci fication. Tenth International Conference on High Voltage Engineering (ISH) in Mont real, 1997.
[54] Blennow J., and all.: "Field Experiences With Measurements of Dielectric Response in Frequency Domain for Power Transformer Diagnostics", IEEE Trans. Pow. Deliv., vol.21, (2006), 681-688.
[55] Oommen T.V., Lindgren S.R.: „Bubble evolution from transformer overload", Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, (2001), Vol.1, pp. 137-142.
[56] 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.
[57] Gielniak J., Graczkowski A., Morańda H., i in.: „Ocena zawilgocenia izolacji transformatorów energetycznych", Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 4, 1,(2006), s.84-87.
[58] Tettex – Automatic Recovery Voltage Meter, type 5462
[59] Gäfvert U., Frimpong G., Fuhr J.: „Modelling of Dielectric Measurements on Power Transformers", CIGRE Session Paris 1998, pp.15-103.
[60] Koch M.: "Moisture Measurement in Oil-Paper-Insulated Power Transformers", Annual Report 2005, IEH, Universität Stuttgart, pp. 40-44.
[61] 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), pp.95-101.
[62] Csepes G., Kispal I.: "Interpretacja wyników pomiarów metodą RVM stanu zestarzenia i zwilgocenia transformatorów w eksploatacji i po wirowaniu", Energetyka, Zeszyt Tematyczny Nr 6, (2005), str. 41-45.
[63] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2001.
[64] 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.

[65] Subocz J.,: „Analiza charakterystyk PDC w izolacji transformatorów”, Energetyka, Zeszyt Tematyczny Nr 6, (2005), str. 32-35.
[66] Subocz J., Ciastek A., Szrot M., Płowucha J.: Ocena stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów na podstawie badań spektroskopowych” , Energetyka, nr 9, (2004), s. 484-487.
[67] Subocz J., Gielniak J., Ossowski M., Walczak K.: „Dielectric Response of Paper-Oil Insulation of Power Transformers”, Proc. Inter. Conf. APTADM’04, Wrocław, (2004), pp.102-105 .
[68] Walczak K., Graczkowski A., Gielniak J., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H., Ekanayake Ch., Gubański S.: „Odpowiedź dielektryczna częstotliwościowa próbek celulozowych w różnym stopniu zawilgoconych i zestarzonych”, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 4, 1,(2006), s.264-267.
[69] 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.
[70] Walczak K., Graczkowski A., Gielniak J., Neumann S., Gubański S., Mościcka-Grzesiak H.: „Ocena stopnia zdegradowania izolacji transformatora energetycznego przeznaczonego do kapitalnego remontu przy użyciu różnych metod diagnostycznych”, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 3, 1,(2005), s.287-290.
[71] Subocz J., Malewski R., Szrot M., Płowucha J.: „Doświadczenia w ocenie zawilgocenia izolacji transformatorów” , Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 4, 1,(2006), s.241-244.
[72] IDD- On- Line Diagnostic Devices
[73] IDD Intelligent Diagnostic Devices for Busings
[74] IDD Bushing User Guide
[75] HYDRAN®201R Model
[76] HYDRAN® M2 FAULT GAS AND MOISTURE MONITOR
[77] The HYDRAN® MULTI 2010 System On-Line ACETYLEN ANALYZER FOR TRANSFORMER OIL
[78] Dissolved Hydrogen and Water Monitor AMS-500 PLUS –Calisto
[79] TRANSFIX On-Line DGA and Moisture for Transformers
[80] MINITRANS Cost –Effective DGA Transformer Monitoring System
[81] The FARADAY Transformer Monitoring and Management System TNU® Model
[82] J. Wodziński – „Wysokonapięciowa technika prób i pomiarów”, Warszawa, PWN 1997
[83] “Outsourced monitoring and reliability of critical assets” Bob Augenstein, http://www.serveron.com/;
[84] “TrueGas Operation & Maintenance Guide” 810-1623-00 Rev A, July 18, 2003, www.serveron.com
[85] TrueGas Host Software User’s Manual v4.1, document #810-1505-07 rev B, July 11, 2003,
[86] Han Y., Song Y. H.: “Condition Monitoring Techniques for Electrical Equipment – A Literature Survey”, IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 18, No 1, January 2003, pp. 4-13
[87] Harlow H.: “Electric Power Transformer Engineering”, CRC PRESS, New York, 2004

[88] Jonnson L.: “Advanced transformer control and monitoring with TEC”, ABB Review, 4/2002
[89] www.dynamicratings.com
[90] www.areva-td.com
[91] Pudlo G., Tenbohlen S., Linders M., Krost G.: “Integration of Power Transformer Monitoring and Overload Calculation into the Power System Control Surface”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference 2002, Yokohama, 2002
[92] Kazimierski M., Kersz I., Wosiak A.: System monitoringu stanu transformatorów w układzie on-line, realizacja praktyczna, Konferencja „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, Wisła – Jawornik, 26-28 kwietnia 2006
[93] Kazimierski M., Kersz I.: “System SMT05, nowoczesne narzędzie do kontroli zużywania się transformatorów w eksploatacji”, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Transformatory energetyczne i specjalane”, Kazimierz Dolny, 11-13 października 2006.
[94] www.nttworldwide.com
[95] www.deltaxresearch.com/
[96] PN-IEC 60354 „Przewodnik obciążania transformatorów olejowych”, kwiecień 1999
[97] IEEE Std C57.91-1995 and C57.91-1995/Cor 1-2002 “IEEE Guide for Loading Mineral--Oil-Immersed Transformers”
[98] 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.
[99] www.epri.com
[100] Bengt-Olof A. Stenestam, Claes T. Bengtsson, Peter N. Ydersten – „Electronic transformer control with monitoring & diagnostics”, CIGRE 2006, Rep. A2-11

## PRZYPISY

1) 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 mniejszych (linia ramanowska długofalowa) i większych (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).

# 7. NORMALIZACJA W ZAKRESIE TRANSFORMATORÓW

W ostatnich latach, za przyczyną układu stowarzyszeniowego Rzeczpospolitej Polskiej i Unii Europejskiej podpisanego w 1991 roku, zostały wprowadzone w normalizacji polskiej znaczące zmiany, polegające przede wszystkim na ścisłym powiązaniu normalizacji krajowej z międzynarodową, w szczególności europejską. Dostosowanie polskiego systemu normaliza-cyjnego do stosowanych w krajach europejskich oraz całkowita harmonizacja Polskich Norm z normami europejskimi stały się jednym z istotnych warunków koniecznych dla integracji rynku polskiego z jednolitym rynkiem europejskim. W europejskiej działalności normaliza-cyjnej przyjęto, że dokumenty te cechują:

- dobrowolność uczestnictwa w opracowaniu i stosowaniu norm,
- uzgadnianie na zasadzie porozumienia wszystkich zainteresowanych stron,
- powszechność stosowania w powtarzających się i stałych czynnościach,
- jawność i powszechna dostępność,
- zatwierdzanie przez wyspecjalizowaną i uznaną organizację,
- opracowanie bez ingerencji władz publicznych w treść merytoryczną.

Zgodnie z treścią zapisów **Ustawy o normalizacji** oraz aktów wykonawczych do ustawy (tablica 7.1) stosowanie Polskich Norm jest całkowicie dobrowolne a ich status wskazuje, że nie są one aktem prawnym, lecz stanowią regułę techniczną przeznaczoną do uznaniowego stoso-wania. Ponadto ustawa zezwala na opracowanie oprócz Polskich Norm także innych doku-mentów normalizacyjnych stosowanych w normalizacji światowej, jak raporty techniczne, specyfikacje techniczne, przewodniki itp.

Przyjęto zasadę, że normy i inne dokumenty techniczne mogą stanowić wprowadzenie normy międzynarodowej lub regionalnej (europejskiej), przy czym wprowadzenie może być dokonane w języku oryginału. Prawa autorskie wobec norm i dokumentów normalizacyjnych przysługują Polskiemu Komitetowi Normalizacyjnemu (PKN). Polskie Normy opracowują komitety techniczne, które są odpowiedzialne za ich treść merytoryczną. Członkami komite-tów technicznych są przedstawiciele organizacji gospodarczych, pracodawców, konsumenc-kich, zawodowych, naukowo-technicznych, szkół wyższych i nauki. Natomiast rola Prezesa PKN sprowadza się do zatwierdza Polskich Norm, co jest stwierdzeniem zgodności przebiegu ich opracowania z obowiązującymi procedurami.

PKN, jako krajowa jednostka normalizacyjna upoważniona na mocy ustawy do reprezentowania interesów Polski w dziedzinie normalizacji na arenie międzynarodowej, prowadzi intensywną współpracę z organizacjami normalizacyjnymi szczebla międzynaro-dowego i europejskiego, a także z krajowymi jednostkami normalizacyjnymi innych państw. PKN jest członkiem następujących, międzynarodowych organizacji normalizacyjnych:

**ISO** – Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna,
**IEC** – Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna,
**CEN** – Europejski Komitet Normalizacyjny,
**CENELEC** – Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki,
**ETSI** – Europejski Instytut Norm Telekomunikacyjnych.

Zmiana podejścia do procesu normalizacji spowodowana koniecznością zharmonizowania Polskich Norm z normami europejskimi jest widoczna również w grupie norm dotyczących transformatorów. W tablicy 2 zebrane zostały aktualne normy dotyczące transformatorów energetycznych wraz z podaniem ich tytułu, symbolu europejskiej normy wprowadzającej oraz dla niektórych przypadków symbolu normy zastąpionej. Wykaz został sporządzony z aktualnością na dzień 2.01.2007r.

Tablica 7.1. Podstawy prawne systemu normalizacyjnego w Polsce

| | |
|---|---|
| Podstawowy akt prawny | **Ustawa** z 12 września 2002r. o normalizacji (Dz. U. Nr 169 z 2002 r., poz. 1386 z późn. zm.) – weszła w życie z dniem 1 stycznia 2003 roku |
| Akty wykonawcze | • **Rozporządzenie** Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie działalności normalizacyjnej związanej z obronnością i bezpieczeństwem państwa (Dz. U. nr 239, poz. 2038) – weszło w życie z dniem 1 stycznia 2003 roku.<br>• **Rozporządzenie** Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039) – weszło w życie z dniem 15 stycznia 2003 roku.<br>• **Rozporządzenie** Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu współdziałania Polskiego Komitetu Normalizacyjnego z organami administracji rządowej (Dz. U. Nr 239, poz. 2040) - weszło w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.<br>• **Rozporządzenie** Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu przeprowadzenia wyboru członków Rady Normalizacyjnej przy Polskim Komitecie Normalizacyjnym (Dz. U. Nr 239, poz. 2041) – weszło w życie z dniem 1 stycznia 2003 roku.<br>• **Rozporządzenie** Prezesa Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie organizacji i sposobu przeprowadzania konkursu na stanowisko Prezesa Polskiego Komitetu Normalizacyjnego (Dz. U. Nr 239, poz. 2049) – weszło w życie z dniem 1 stycznia 2003 roku.<br>• **Rozporządzenie** Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu nadawania i wykorzystywania znaku zgodności z Polską Normą (Dz. U. Nr 241, poz. 2077)<br>• **Zarządzenie** Nr 169 Prezesa Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie nadania statutu Polskiemu Komitetowi Normalizacyjnemu (M. P. Nr 61, poz. 874) – weszło w życie z dniem 1 stycznia 2003 roku.<br>• **Uchwała** Nr 33 Rady Ministrów z dnia 9 maja 2000 r. w sprawie utworzenia Krajowego Systemu Notyfikacji przepisów technicznych norm oraz procedur oceny zgodności (M. P. Nr 15, poz. 343) 0 weszła w życie z dniem 31 maja 2000 roku. |

**Tablica 7.2.** Wykaz aktualnych norm dotyczących transformatorów energetycznych średnich i dużych mocy (stan na dzień 2.01.2007)

| Lp. | Symbol normy | Tytuł normy | Norma wprowadzająca | Zastępuje |
|---|---|---|---|---|
| 1 | PN-EN 50181:2002 (U) | Przepusty wtykowe na napięcie od 1 kV do 36 kV i prąd od 250 A do 1,25 kA do urządzeń innych niż transformatory z izolacją płynną | EN 50181:1997 [IDT] | |
| 2 | PN-EN 50329:2003 (U) | Zastosowania kolejowe – Urządzenia stacjonarne – Transformatory trakcyjne | EN 50329:2003 [IDT} | |
| 3 | PN-EN 60076-1:2001 | Transformatory – Wymagania ogólne | EN 60076-1:1997 [IDT], EN 60076-1:1997/A11:1997 [IDT] | PN-IEC 76-1/Ak:1998, PN-IEC 76-1:1998 |
| 4 | PN-EN 60076-1:2001/A1:2002 (U) | Transformatory – Wymagania ogólne | EN 60076-1:1997/A1:2000 [IDT] | |
| 5 | PN-EN 60076-1:2001/A12:2004 | Transformatory – Wymagania ogólne | EN 60076-1:1997/A12:2002 [IDT] | |
| 6 | PN-EN 60076-2:2001 | Transformatory – Przyrosty temperatury | EN 60076-2:1997 [IDT], | PN-IEC 76-2:1998, PN-IEC 76-2/Ak:1998 |
| 7 | PN-EN 60076-3:2002 | Transformatory – Część 3: Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu. | EN 60076-3:2001 [IDT] | PN-83/E-06040, PN-85/E-04070.12, PN-86/E-04070.13, PN-85/E-04070.14 |
| 8 | PN-EN 60076-3:2002/Ap1:2004 | Transformatory – Część 3: Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu. | | |
| 9 | PN-EN 60076-4:2004 | Transformatory energetyczne – Część 4: Przewodnik do prób udarem piorunowym i udarem łączeniowym – Transformatory i dławiki. | EN 60076-4:2002 [IDT] | PN-EN 60076-4:2003 (U) |
| 10 | PN-EN 60076-5:2006 (U) | Transformatory – Część 5: Wytrzymałość zwarciowa | EN 60076-5:2006 [IDT] | PN-EN 60076-5:2001, PN-83/E-06040, PN-85/E-04070.16 |

| Lp. | Symbol normy | Tytuł normy | Norma wprowadzająca | Zastępuje |
|---|---|---|---|---|
| 11 | PN-EN 60076-10:2003 | Transformatory – Część 10: Wyznaczanie poziomów dzwięku. | EN 60076-10:2001 [IDT] | PN-EN 60076-10:2002 (U) |
| 12 | PN-EN 60076-11:2006 | Transformatory – Część 11: Transformatory suche | EN 60076-11:2004 [IDT] | PN-EN 60076-11:2005 (U), PN-IEC 726/Ak:1997, PN-IEC 726:1997 |
| 13 | PN-EN 60214:2001 | Transformatory – Podobciążeniowe przełączniki zaczepów | EN 60214:1997 [IDT] | PN-IEC 214:1997 |
| 14 | PN-EN 60310:2004 (U) | Zastosowania kolejowe - Transformatory trakcyjne i dławiki instalowane w taborze | EN 60310:2004 [IDT] | PN-EN 60310:2001, PN-IEC 310:1998 |
| 15 | PN-EN 60726:2003 (U) | Transformatory suche | EN 60726:2003 [IDT] | |
| 16 | PN-EN 61050:2002 (U) | Transformatory do rurowych lamp wyładowczych o napięciach wiekszych od 1 kV (zwanych ogólnie transformatorami neonowymi) – Wymagania ogólne i bezpieczeństwa | EN 61050:1992 [IDT], EN 61050:1992/A1:1995 [IDT] | |
| 17 | PN-EN 61378-1:2000 | Transformatory przekształtnikowe – Transformatory do zastosowań przemysłowych | EN 61378-1:1998 [IDT] | |
| 18 | PN-EN 61378-2:2002 (U) | Transformatory przekształtnikowe – Część 2: Transformatory do zastosowań w liniach wysokiego napięcia prądu stałego | EN 61378-2:2001 [IDT] | |
| 19 | PN-EN 61823:2005 (U) | Instalacje elektryczne dotyczące oświetlenia i oznakowania świetlnego lotnisk – Szeregowe transformatory prądowe | EN 61823:2003 [IDT] | |
| 20 | PN-EN 62041:2005 (U) | Transformatory mocy, jednostki zasilające, dławiki i podobne urządzenia – Wymagania EMC | EN 62041:2003 [IDT] | |
| 21 | PN-EN ISO 5826:2004 (U) | Sprzęt do zgrzewania rezystancyjnego – Transformatory – Ogólne warunki techniczne stosowane do wszystkich transformatorów | EN ISO 5826:2003 [IDT] | |

| Lp. | Symbol normy | Tytuł normy | Norma wprowadzająca | Zastępuje |
|---|---|---|---|---|
| 22 | PN-EN 61558-1:2006 (U) | Bezpieczeństwo transformatorów mocy, jednostek zasilających i podobnych. Ogólne wymaga nia i badania | EN 61558-1:1997 [IDT], EN 61558-1:1997/A1:1998 [IDT] | PN-IEC 989:1994, PN-IEC 742:1997, PN-EN 61558-1:2000 |
| 23 | PN-EN 61558-2-1:2000 | Bezpieczeństwo transformatorów mocy, jednostek zasilających i podobnych. Szczegółowe wymagania dotyczące transformatorów oddzielających do ogólnego stosowania | EN 61558-2-1:2000 | PN-IEC 989:1994 |
| 24 | PN-EN 61558-2-2:2001 | Bezpieczeństwo transformatorów mocy, jednostek zasilających i podobnych. Szczegółowe wymagania dotyczące transformatorów sterujących | EN 61558-2-2:1998 [IDT] | PN-IEC 989:1994 |
| 25 | PN-EN 61558-2-3:2002 | Bezpieczeństwo transformatorów mocy, jednostek zasilających i podobnych. Część 2-3: Szczegółowe wymagania dotyczące transformatorów zapłonowych do palników gazowych i olejowych. | EN 61558-2-3:2000 [IDT] | PN-IEC 989:1994 |
| 26 | PN-EN 61558-2-13:2001 | Bezpieczeństwo transformatorów mocy, jednostek zasilających i podobnych. Część 2-13: Szczegółowe wymagania dotyczące autotransformatorów do ogólnego stosowania | EN 61558-2-13:2000 [IDT] | PN-IEC 989:1994 |
| 27 | PN-EN 60617-6:2002 (U) | Symbole graficzne stosowane w schematach– Wytw arzanie i przetwarzanie energii elektrycznej | | PN-75/E-01209, PN-75/E-01210, PN-78/E-01217 |
| 28 | PN-EN 60551:2000 | Transformatory – Metody badań – Wyznaczanie parametrów hałasu | | PN-86/E-04070.17 |
| 29 | PN-86/E-06041 | Transformatory olejowe o mocy znamionowej 25 kVA i większej – Wyposażenie podstawowe | | PN-75/E-06041 |
| 30 | PN-IEC 60354:1999 | Transformatory – Obciążalność transformatorów o naturalnym obiegu oleju | | PN-71/E81000 |
| 31 | PN-E-81003:1996 | Transformatory – Oznaczenia zacisków, końców i zaczepów uzwojeń – Rozmieszczenie zacisków | | PN-75/E-81003 |

| Lp. | Symbol normy | Tytuł normy | Norma wprowadzająca | Zastępuje |
|---|---|---|---|---|
| 32 | PN-HD 428.6 S1:2004 | Trójfazowe olejowe transformatory rozdzielcze 50 Hz, od 50 kVA do 2500 kVA o najwyższym napięciu urządzenia nie przekraczającym 36 kV – Część 6: Wymagania i próby dotyczące kadzi falistych ciśnieniowych. | HD 428.6 S1:2002 [IDT] | PN-HD 428.6 S1:2003 (U) |
| 33 | PN-IEC 542:1997 | Transformatory – Przewodnik stosowania przełączników zaczepów podobciążeniowych. | IEC 60542:1976/A1:1988 [IDT], IEC 60542:1976 [IDT] | |
| 34 | PN-IEC 742:1997 | Transformatory separacyjne i transformatory bezpieczeństwa - Wymagania | IEC 60 742:1983/A1:1992 [IDT], IEC 60742: 1983 [IDT] | PN-88/E-08105 |
| 35 | PN-IEC 60076-8:2002 | Transformatory – Część 8: Przewodnik stosowania | IEC 60076-8:1997 [IDT] | |
| 36 | PN-81/E-04070.00 | Transformatory – Metody badań – Postanowienia ogólne, oględziny | | PN-69/E-04070 |
| 37 | PN-81/E-04070.01 | Transformatory – Metody badań – Badanie oleju | | PN-69/E-04070 |
| 38 | PN-81/E-04070.01/Az1:2001 | Transformatory – Metody Badań – Badanie oleju | | |
| 39 | PN-81/E-04070.03 | Transformatory – Metody Badań – Pomiar wskaźnika izolacji | | PN-69/E-04070 |
| 40 | PN-86/E-04070.04 | Transformatory – Metody Badań – Próba szczelności i wytrzymałości kadzi | | PN-69/E-04070 |
| 41 | PN-85/E-04070.15 | Transformatory – Metody badań – Pomiar intensywności wyładowań niezupełnych przy napięciu przemiennym | | |
| 42 | PN-IEC 76-2:1998 | Transformatory – Metody badań – Próba nagrzewania | | PN-86/E-0470.11 |
| 43 | PN-91/E-81403 | Transformatory olejowe – Podwozia i uchwyty do zawieszania – Wymiary podstawowe | | PN-77/E-81403 |

| Lp. | Symbol normy | Tytuł normy | Norma wprowadzająca | Zastępuje |
|---|---|---|---|---|
| 44 | PN-88/E-08105 | Urządzenia elektroenergetyczne – Transformatory ochronne – Wspólne wymagania i badania | | PN-75/E-08105 |
| 45 | IEC 60599:1999 | Mineral oil – impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis | | |
| 46 | IEC 1198:1993 | Standard - Mineral Insulating Oil Methods for the determination of 2-furfural and related compounds | | |
| 47 | IEC 60422:1989 | Standard - Supervision and Maitenance Guide for Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment | | |
| 48 | IEC Publ. 60076-3, | „Dielectric Tests and External Clearances in Air", 2002. | | |
| 49 | ANSI/ASTM -D 971-1991 | Standard - Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method | | |
| 50 | ASTM -D 5837-1996 | Standard - Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids | | |
| 51 | ASTM -D 3487-1988 | Standard - Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus | | |
| 52 | IEEE (1990) | Standard C57.12.90 „Test Code for Liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers" i szczegółowe normy pochodne C57.98, C57.113, C57.123, S1.4. | | |

**Dodatkowe wyjaśnienia:**

ASTM – Amerykańskie Towarzystwo ds. Badań i Materiałów (American Society for Testing and Materials)

PN – Polska Norma

EN – norma europejska opracowana przez CEN, CENELEC lub ETSI

HD – dokument harmonizacyjny CEN lub CENELEK

IEC – norma międzynarodowa opracowana przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (IEC)

ISO – norma międzynarodowa opracowana przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną (ISO)

IEEE – Instytut (Stowarzyszenie) Inżynierów Elektryków i Elektroników (USA)

PN-EN – skojarzenie symboli oznacza, że Polska Norma jest identyczna z normą lub dokumentem wprowadzanym

IDT – norma identyczna; oznacza całkowitą zgodność treści merytorycznej i całkowitą zgodność w sposobie prezentacji z wprowadzaną normą

/A – zmiana do Polskiej Normy odzwierciedlająca w stopniu identycznym zmiany do normy europejskiej lub międzynarodowej, publikowana oddzielnie

/Ak – arkusz krajowy do PN-EN, PN-ISO (IEC)

/Ap – poprawka krajowa do PN publikowana oddzielnie

/Az – zmiana krajowa do PN publikowana oddzielnie

(U) – oznacza normę wprowadzoną metodą uznania

*...Praca zbiorowa p.t. „Transformatory w eksploatacji" w znacznej mierze wychodzi naprzeciw oczekiwaniu inżynierów eksploatatorów stojących w obliczu konieczności przystosowania się do nowych realiów techniczno-ekonomicznych.*

*...Kompetentnie i jasno omówione elementy zarządzania transformatorami, poparte przykładami stosowanych rozwiązań niewątpliwie będą dużą pomocą dla wielu inżynierów zajmujących się serwisowaniem transformatorów. Na uwagę zasługuje również omówienie zasad gospodarki olejowej.*

*...Obszerną część książki poświęcono zaawansowanej diagnostyce transformatorów, która jest kluczowym zagadnieniem w nowoczesnej eksploatacji strategicznych jednostek. M.in. omówiono najważniejsze badania diagnostyczne składające się na kompleksową ocenę stanu technicznego transformatorów w kontekście przedłużenia czasu życia lub wyboru strategii obsługi. Niewątpliwe ta część stanowi największy walor książki, zwłaszcza jeżeli weźmie się pod uwagę, że niektóre z tych metod są na etapie wprowadzania do praktyki diagnostycznej.*

*...Podsumowując, publikacja „Transformatory w eksploatacji" jest pozycją, którą można polecić każdemu, kto interesuje się tematyką nowoczesnego eksploatowania transformatorów mocy.*

*(-) prof. dr hab. inż. Bolesław Mazurek*
*fragmenty opinii*

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

**ISBN 978-83-924464-0-8**

Wszelkie prawa zastrzeżone © Copyright by Energo - Complex