

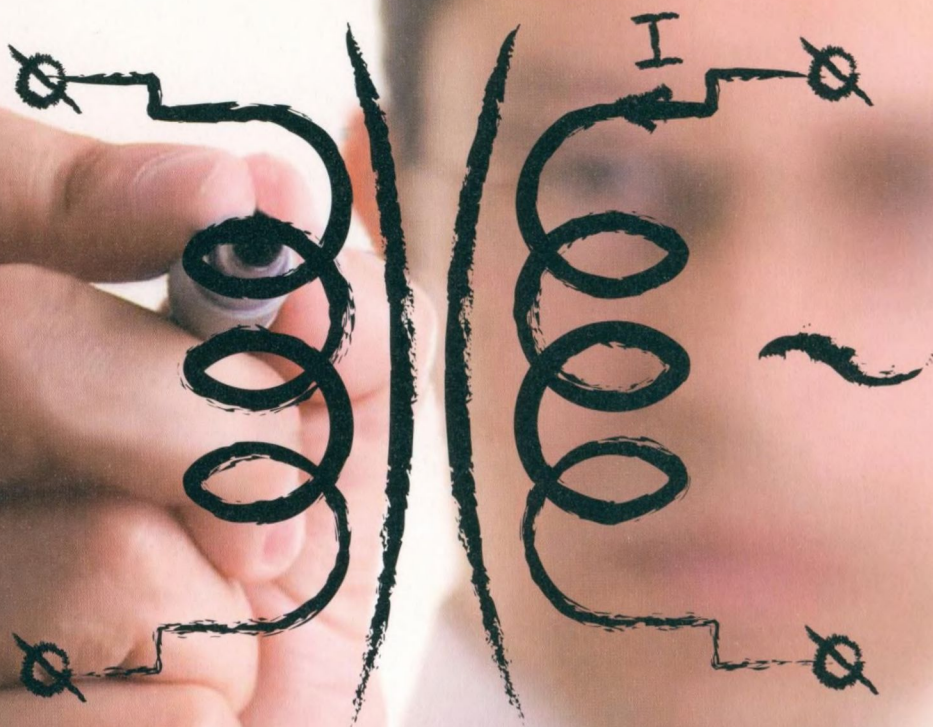
Eksploatacja **transformatorów** **energetycznych**



tom 3

Wydanie specjalne

kwiecień 2015



Transformatory
Kompleksowe Rozwiązania

EKSPLOATACJA TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

TOM 3

Wydanie specjalne

pod redakcją prof. dr. hab. inż. Jana Subocza

NOWOCZESNE METODY DIAGNOSTYKI I EKSPLOATACJI URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki Sp. z o.o.
Piekary Śląskie, 2015

Seria: Eksploatacja Transformatorów Energetycznych
Redaktor naukowy serii: prof. dr hab. inż. Jan Subocz

Opiniodawca prof. dr hab. inż. Konstanty M. Gawrylczyk

Wydawca: Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki Sp. z o.o.
41-949 Piekary Śląskie, ul. Lotników 9,
fax +48 32 775 67 02, email: biuro@obre.pl

Projekt, skład, realizacja, druk:
Jolanta Budzyńska
LAVENDE
601 817 108

© Copyright by OBRE, Piekary Śląskie 2015

AUTORZY

Ryszard MALEWSKI

malewski@ieee.org

Rozdział 1

Andrzej CICHON, Michał KUNICKI, Jerzy SKUBIS, Sebastian BORUCKI

Politechnika Opolska

Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej

Rozdział 2

Szymon BANASZAK, Eugeniusz KORNATOWSKI

Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie,

Wydział Elektryczny

Rozdział 3

Wojciech KOŁTUNOWICZ

Omicron Energy Solutions GmbH

Rozdział 4

Wojciech Koltunowicz, Laurentiu-Viorel Badicu

Omicron Energy Solutions GmbH, Berlin, Germany

Rozdział 5

Mariusz Plis

Metrohm, Polska

Rozdział 6

Ulrich KLAPPER

OMICRON electronics GmbH

Rozdział 7

Ida CRUSELL, Linnéa BERGELD, Bruce PAHLAVANPOUR

Nynas AB, SE-149 82, Szwecja

Rozdział 8

PAULINO, M. E. C., GUTIERREZ, M., CARVALHEIRA, E., PENARIOL, G.

Adimarco Brazil, Omicron USA

Rozdział 9

Janusz PŁOWUCHA, Paweł MOLENDĄ, Robert KUBICKI

Energio-Complex Sp. z o.o., Piekary Śląskie

Rozdział 10

Michał LASOTA

ABB Sp. z o.o. Serwis Transformatorów

Rozdział 11

Andrzej MROZIK, Jan SUBOCZ, Marek SZROT, Janusz PŁOWUCHA

Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki, Piekary Śląskie

Energio-Complex Sp. z o.o., Piekary Śląskie

Rozdział 12

Julian LANGSTÄDTLER, Johannes DÖLL, Martin BRENNECKE
Thomas SMOLKA, Manuel SOJER, Thomas SCHLEGEL, Tobias FUNK
FGH GmbH , Aachen, Germany
Maschinenfabrik Reinhausen, Germany

Rozdział 13

Michał KOZUPA, Grzegorz KMITA
Korporacyjne Centrum Badawcze ABB, Kraków

Rozdział 14

Fleischmann WERNER, Krüger THORSTEN, Ilgevicus AUDRIUS
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Rozdział 15

SPIS TREŚCI

1.	Hipotezy i modele zmian klimatu Ziemi	9
1.1.	Wstęp	9
1.2.	Wpływ zmian osi obrotu i orbity Ziemi na nasłonecznienie naszej planety	10
1.3.	Badania próbek lodu pobranych z lodowców Arktyki i Antarktyki	11
1.4.	Częste zmiany klimatu nie spowodowane przyciąganiem Ziemi przez inne planety	12
1.5.	Prądy oceaniczne zmieniają klimat kontynentów	13
1.6.	Symulacja zmian klimatycznych w ostatnich tysiącach na modelach komputerowych	16
1.7.	Wpływ zmian trasy wiatru strumieniowego (Jet stream) na doraźne wahania klimatu	17
1.8.	Zwiększone nagrzewanie Arktyki	18
1.9.	Dyskusja na łamach amerykańskich i brytyjskich wydawnictw naukowych i internetu	19
1.9.1.	Model Hansena	19
1.9.2.	Kontestacja modelu Hansena	20
1.10.	Przepisy państwowe dotyczące emisji gazów cieplarnianych	20
1.11.	Polska energetyka w świetle ograniczeń emisji CO ₂ narzucanych przez Unię Europejską	22
1.12.	Wnioski	23
	Podziękowanie	25
	Wykorzystane rysunki i komentarze	25
	Literatura	25
2.	Analiza porównawcza wyników pomiarów wyładowań niezupełnych typu powierzchniowego uzyskanych metodą elektryczną, akustyczną i UHF	27
2.1.	Wprowadzenie	27
2.2.	Charakterystyka układu pomiarowego	28
2.3.	Metodyka wykonywania pomiarów	31
2.4.	Analiza uzyskanych wyników	32
2.5.	Podsumowanie	38
	Literatura	38
3.	Analiza stanu mechanicznego części aktywnej transformatora 16 MVA za pomocą metody FRA+VM	41
3.1.	Wprowadzenie	41
3.2.	Podstawy metody analizy odpowiedzi częstotliwościowej	42
3.3.	Podstawy metody wibroakustycznej	44
3.3.1.	Pomiary wibracji w stanie ustalonym	45
3.3.2.	Pomiary wibracji w stanie nieustalonym	45
3.4.	Pomiary FRA+VM na transformatorze 16 MVA	46
3.4.1.	Luzowanie rdzenia	47
3.4.2.	Luzowanie uzwojeń	48
3.5.	Wnioski	53
	Literatura	53

4.	Diagnostyka izolacji rozdzielnic wysokiego napięcia z SF6	57
4.1.	Wprowadzenie	57
4.2.	Przyczyny awarii w izolacji rozdzielnic	58
4.3.	Wymiary krytyczne typowych defektów	59
4.4.	Metody pomiaru wylądowań niezupełnych	61
4.4.1.	Ogólny podział i charakterystyka metod	61
4.4.2.	Pomiary metodą standardową	63
4.4.3.	Pomiary metodą UHF	65
4.4.4.	Pomiary akustyczne	68
4.5.	Diagnostyka w czasie Eksploatacji Rozdzielnic	71
4.6.	Podsumowanie i wnioski	75
	Literatura	76
5.	Doświadczenia z monitoringu wylądowań niezupełnych w transformatorach energetycznych	79
5.1.	Wprowadzenie	79
5.2.	Obiekt do badań i elementy systemu monitorowania ciągłego	80
5.3.	Monitorowanie wzn metodą standardową	81
5.4.	Monitorowanie wzn metodą UHF	83
5.5.	Lokalizacja wzn metodą akustyczną	85
5.6.	Podsumowanie	86
	Literatura	88
6.	Metody pomiaru liczby kwasowej w olejach. Oznaczenie zawartości wody w oleju oraz okładzinach transformatorowych z wykorzystaniem techniki ekstrakcji termicznej	89
6.1.	Liczba kwasowa	89
6.1.1.	Liczba kwasowa w przemyśle energetycznym	89
6.1.2.	Metody wyznaczania liczby kwasowej	91
6.1.2.1.	Oznaczenie liczby kwasowej z wykorzystaniem detekcji optycznej	91
6.1.2.2.	Oznaczenie liczby kwasowej z wykorzystaniem detekcji potencjometrycznej	92
6.1.2.3.	Oznaczenie liczby kwasowej z wykorzystaniem detekcji termometrycznej	93
6.2.	Oznaczanie zawartości wody metodą Karla Fischer'a	94
6.2.1.	Oznaczanie zawartości wody metodą kulometrycznegomiareczkowowania Karla Fischer'a	95
	Literatura	97
7.	Pomiar napięcia dotykowego – interesujący technicznie luksus?	99
7.1.	Wstęp	99
7.2.	Okoliczności wypadku	99
7.3.	Pomiary napięcia dotykowego	101
7.3.1.	Współczynnik redukcyjny	102
7.3.2.	Eliminacja zakłóceń	103
7.3.3.	Tłumienie zakłóceń metodą zmiany częstotliwości	104
7.3.4.	Tłumienie zakłóceń metodą zmiany biegunowości	105
7.3.5.	Tłumienie zakłóceń przy użyciu filtra częstotliwości	105
7.4.	Przyczyny wypadku	107
7.5.	Podsumowanie	109
	Literatura	109

8.	Transformatorowe ciecze izolująco-chłodzące; porównanie właściwości	111
8.1.	Wprowadzenie	111
8.2.	Izolująco-chłodzące ciecze transformatorowe	111
8.3.	Właściwości i metody badań	114
8.3.1.	Odporność na utlenianie	114
8.3.2.	Temperatura zapłonu	114
8.3.3.	DGA	114
8.3.4.	System izolacyjny ciecz-celuloza	115
8.4.	Wyniki i dyskusja	115
8.4.1.	Stabilność utleniania	115
8.4.2.	Temperatura zapłonu	116
8.4.3.	DGA	117
8.4.4.	System izolacyjny ciecze-celuloza	118
8.5.	Wnioski	121
	Literatura	121
9.	Pomiar impedancji linii przesyłowych, współczynnik zwarcia doziemnego (K), nastawy oraz poprawa niezawodności zabezpieczeń odległościowych	123
9.1.	Wprowadzenie	123
9.2.	Ochrona ziemnozwarciowa	123
9.3.	Doświadczalny pomiar współczynnika zwarcia doziemnego (K_0)	125
9.4.	Przykład 1 – pomiary w Brazylii parametrów linii napowietrznej 138 kV, 20 km	126
9.5.	Przykład 2 – pomiary w Meksyku parametrów linii napowietrznej 400 kV	128
9.6.	Wnioski	130
	Literatura	130
10.	Wymiana podobciążeniowego przełącznika zaczełów w transformatorze 400 kV na miejscu zainstalowania	131
10.1.	Wstęp	131
10.2.	Wymiana PPZ w transformatorach dystrybucyjnych 110 kV	132
10.3.	Wymiana podobciążeniowego przełącznika zaczełów na transformatorze 250 MVA, 110/400 kV w SE Gdańsk Błonia	134
10.3.1.	Uszkodzenie przełącznika mocy – źródło problemów eksploatacyjnych	135
10.3.2.	Studium możliwości wymiany PPZ	136
10.3.3.	Technologia wymiany PPZ	137
10.4.	Wnioski końcowe	146
	Literatura	147
11.	Redukcja poziomu zawilgocenia izolacji stałej jako metoda spowolnienia procesów starzeniowych transformatora w świetle doświadczeń ABB	149
11.1.	Wprowadzenie	149
11.2.	Technologia LFH suszenia izolacji transformatorów	152
11.3.	Redukcja zawilgocenia izolacji transformatora na stanowisku pracy technologią LFH	155
11.3.1.	Suszenie izolacji transformatora blokowego	155
11.3.2.	Suszenie izolacji transformatora sieciowego	158
11.4.	Wnioski	159
	Literatura	160

12.	Ocena izolacji przepustów RBP oraz OIP na podstawie pomiarów procesów relaksacyjnych	161
12.1.	Wstęp	161
12.2.	Mechanizm uszkodzania izolacji kompozytowej	162
12.3.	Ocena izolacji rdzenia na podstawie pomiaru $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$	166
12.3.1.	Badania modelowe	169
12.3.1.1.	Wpływ inkluzji wewnętrznych na charakterystyki FDS	170
12.3.1.2.	Wpływ morfologii rdzenia przepustu na charakterystyki FDS	172
12.3.1.3.	Wpływ inkluzji wewnętrznych na współczynnik absorpcji Ka	174
12.4.	Badania w warunkach eksploatacyjnych	176
12.4.1.	Wpływ eksploatacyjnego starzenia termicznego na odpowiedź dielektryczną	176
12.4.2.	Testy SVM oraz FDS przepustów w warunkach eksploatacyjnych	178
12.5.	Wnioski	180
	Literatura	181
13.	Zastosowanie regulacyjnych transformatorów rozdzielczych (VRDT) do współpracy sieci z rozproszonymi generatorami i elektrowniami	183
13.1.	Wstęp	183
13.2.	Regulacyjne transformatory rozdzielcze (VRDT)	185
13.2.1.	Technologia	185
13.2.2.	Zastosowanie	187
13.3.	Procedura certyfikacji zgodności	189
13.4.	Projekty pilotażowe i doświadczenie	191
13.5.	Wnioski	192
	Literatura	193
14.	Zaawansowane metody wibroakustyczne w diagnostyce hałasu transformatorów	195
14.1.	Wstęp	195
14.2.	Hałas i drgania transformatora	195
14.3.	Metody identyfikacji źródeł hałasu w transformatorze	197
14.3.1.	Metody akustyczne	197
14.3.2.	Metody poza akustyczne	199
14.4.	Wnioski	202
15.	Zmiany „czasu życia” transformatorów a zarządzanie majątkiem transformatorowym	203
15.1.	Wprowadzenie	203
15.2.	Strategia zarządzania majątkiem i rozwiązanie	203
15.2.1.	Wstęp	203
15.2.2.	Diagnostyka	204
15.2.3.	Strategia obsługi	205
15.2.4.	Wskaźnik ryzyka	206
15.3.	Wskaźnik zdrowia transformatora	207
15.4.	Pomiary i diagnostyka on-line	211
15.4.1.	Scentralizowane narzędzia i analiza	213
15.4.2.	Spojrzenie z góry i działania	214
15.5.	Zarządzanie parkiem transformatorowym	215
15.5.1.	Przykład oceny stanu technicznego transformatorów	216
	Literatura	217

Eksplatacja transformatorów energetycznych



1. HIPOTEZY I MODELE ZMIAN KLIMATU ZIEMI

1.1. WSTĘP

W ciągu setek tysięcy lat klimat Ziemi ulegał okresowym metamorfozom wywołanym przez zmiany nasłonecznienia, które są spowodowane odkształcaniem orbity ziemskiej oraz zmianą kąta nachylenia osi obrotu Ziemi. Planety krążąc wokół Słońca okresowo ustawiają się tak, że ich łączna siła przyciągania Ziemi nakłada się na siłę przyciągania Ziemi przez Słońce. W konsekwencji orbita i oś obrotu Ziemi ulega nieznacznym wahaniom (rys.1). Astronomowie wyjaśnili mechanizm oddziaływania planet na klimat ziemi i wyznaczyli główne okresy powtarzających się fluktuacji. Badania warstw lodu nagromadzonego w lodowcach Arktyki oraz osadów na dnie oceanów potwierdziły obliczenia astronomów i pozwoliły na stworzenie modelu okresów zlodowacenia i czasu pomiędzy kolejnymi zlodowaceniami Ziemi. Jednakże takie modele obejmują skalę czasu od kilkuset tysięcy do kilkudziesięciu tysięcy lat. Natomiast nie pozwalają one na przewidywanie zmian klimatu w relatywnie krótkim czasie życia ludzi na Ziemi, ponieważ rozpatrują zmiany nasłonecznienia w cyklu dłuższym o rzędy wielkości.

Badania prądów oceanicznych, wiatru strumieniowego na dużych wysokościach (*jet stream*) oraz zawartości gazów w atmosferze wskazują na wiele mechanizmów decydujących o klimacie Ziemi w ciągu ostatnich kilku tysiącleci. Badania te nie potwierdziły łagodnego przejścia pomiędzy zlodowaceniem i ociepleniem klimatu przewidywanego przez astronomów. Przeciwnie, takiemu przejściu towarzyszyły gwałtowne i względnie krótkotrwałe okresy zmian temperatury w różnych częściach naszej planety.

Przewidywanie nadchodzących zmian klimatu w skali dziesiątków czy nawet setek lat polega na tworzeniu modeli mechanizmów opartych o pomiary prowadzone w stosunkowo krótkim okresie czasu. Na przykład zmiana nasłonecznienia powierzchni Ziemi stanowi różnicę pomiędzy promieniowaniem słonecznym docierającym do atmosfery a promieniowaniem od niej odbitym. O odbiciu decyduje szereg czynników takich jak np. pokryte lodem obszary Arktyki (duży stopień odbicia), bądź pochłaniające promienie słoneczne lasy, tundra czy ocean. Zawartość gazów cieplarnianych w atmosferze: ditlenku węgla, metanu, sześciofluorku siarki zwiększa pochłanianie

promieni Słońca i przyczynia się wzrostu średniej temperatury Ziemi. Modele zmian klimatu oparte o znane procesy fizyczne są jakościowo poprawne, jednakże ilościowe przewidywanie zwiększania temperatury Ziemi wymaga znajomości wszystkich procesów, takich jak absorpcja ditlenku węgla przez oceany, a także doświadczalnego potwierdzenia przyjętych założeń. Jednak, z oczywistych powodów, takie symulacje nie mogą być potwierdzone doświadczalnie i stanowią jedynie ekstrapolacje zarejestrowanych przebiegów.

Przegląd publikacji przedstawiających aktualny stan wiedzy oraz przewidywania zmian klimatycznych wskazuje na rozbieżność opinii w środowisku klimatologów. Krańcowo pesymistyczne poglądy przewidują nieuchronną katastrofę klimatyczną, nawet jeśli na całym świecie węgiel byłby wykluczony jako paliwo dla elektrowni lub ogrzewania domów, bo zawartość ditlenku węgla w atmosferze przekroczyła już wartość progową, która powoduje kaskadowy proces wzrostu temperatury Ziemi. Mniej dramatyczne przewidywania zalecają stopniowe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych spowodowanych działalnością człowieka, jednakże wskazują na znacznie wyższe stężenie tych gazów w atmosferze Ziemi niż zmierzone w próbkach lodu z pobranych z głębszych warstw lodowców Grenlandii.

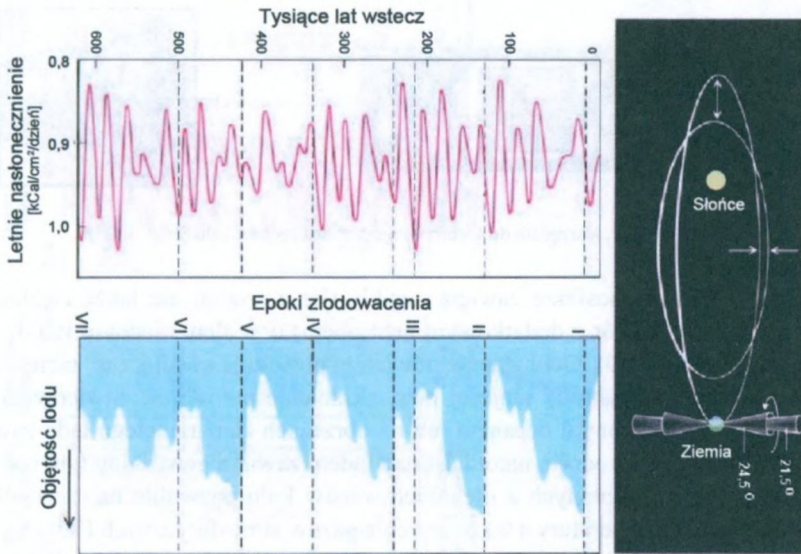
Podejmowanie decyzji politycznych i gospodarczych na podstawie symulacji na takich modelach jest obciążone ryzykiem. Prace naukowe prowadzone przez niezależne instytucje prowadzą do rzeczowej oceny stanu faktycznego i ryzyka niekorzystnych zmian klimatu na skutek spalania węgla i węglowodorów. Natomiast działa też silne lobby polityczne i gospodarcze domagające się zamykania elektrowni i ciepłowni opalanych węglem i zastępowania go gazem ziemnym, bądź energią uzyskaną z elektrowni wiatrowych. Dysponując znacznymi środkami, lobby to finansuje badania, których wyniki mają potwierdzić nadchodzącą katastrofę klimatyczną. Przy ocenie wiarygodności wyników badań publikowanych w naukowych periodykach bądź prezentowanych na konferencjach należy zachować ostrożność, na co z resztą wskazują rozbieżne poglądy fachowców drukowane w prasie.

1.2. WPLYW ZMIAN OSI OBROTU I ORBITY ZIEMI NA NASŁONECZNIENIE NASZEJ PLANETY

Nieznaczące zmiany orbity Ziemi spowodowane przyciąganiem przez inne planety odkrył Milutin Milankowicz, serbski astronom, w latach 1920-1930. W konsekwencji tego efektu zmienia się intensywność i rozkład nasłonecznienia Ziemi, co wywołuje wahania klimatu w czasie setek tysięcy lat. Zmiana nachylenia osi Ziemi występuje okresowo co 40.000 lat, precesja tej osi co 20.000 lat, a zmiana kształtu orbity Ziemi co ponad 100.000 lat. Na rysunku 1 pokazano wykres zmian nasłonecznienia i objętości lodu na ziemi w ciągu ostatnich 600.000 lat. Przedstawia on epoki zlodowacenia i ocieplenia powtarzające się co 100.000 lat, z nałożonymi na ten cykl krótszymi oscylacjami co około 20.000 i 40.000 lat. Zmniejszone nasłonecznienie powoduje wzrost objętości

lodu, która stopniowo maleje podczas okresu między zlodowaceniami.

Badania osadów na dnie oceanu potwierdziły, że w ciągu kilku milionów lat występowały okresowe zmiany temperatury i wielkie lodowce rozszerzały się i cofały w czasie obliczonym przez Milankowicza.

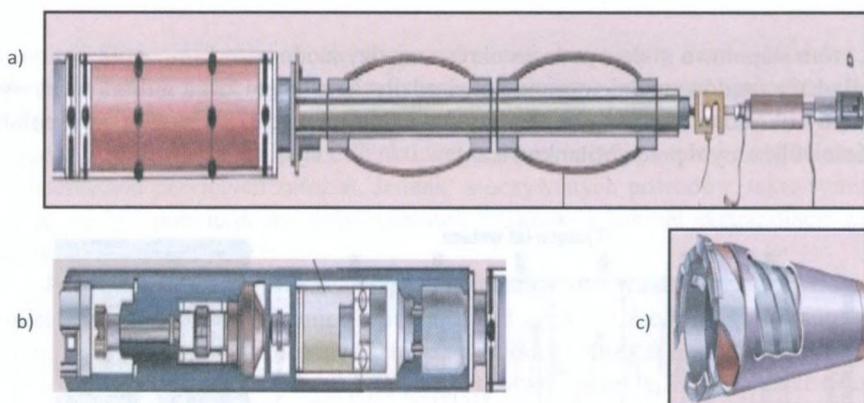


Rys.1. Wykres zmian nasłonecznienia i objętości lodu na Ziemi w ciągu ostatnich 600.000 lat [1]

1.3. BADANIA PRÓBEK LODU POBRANYCH Z LODOWCÓW ARKTYKI I ANTARKTYKI

Bardziej szczegółowe badania zmian klimatu Ziemi w okresie ostatnich 100.000 lat uzyskano analizując pokłady lodu zalegającego Grenlandię a także Antarktykę. Próbkę lodu pobierano wykrawając specjalnym narzędziem w lodowcu otwór o trzykilometrowej długości. Takie narzędzie pokazano na rysunku 2a. Rozpiera się w wywierconym otworze, a napędzane silnikiem (rys.2.b) koronowe ostrze (rys.2.c) wykrawa kolumnę lodu.

Rejestrując zawartość pyłów wulkanicznych w niektórych warstwach lodu określono czas odpowiadający wybuchom wulkanów. W ten sposób wyznaczono czas występowania zmian temperatury, zawartości gazów na przestrzeni dziesiątków tysięcy lat. Zawartość pyłu w wiosennych warstwach lodu jest wyższa od pozostałych miesięcy co wskazuje na silniejsze wiosenne wiatry.



Rys. 2. Narzędzia do głębinnego poboru próbek lodu [1]

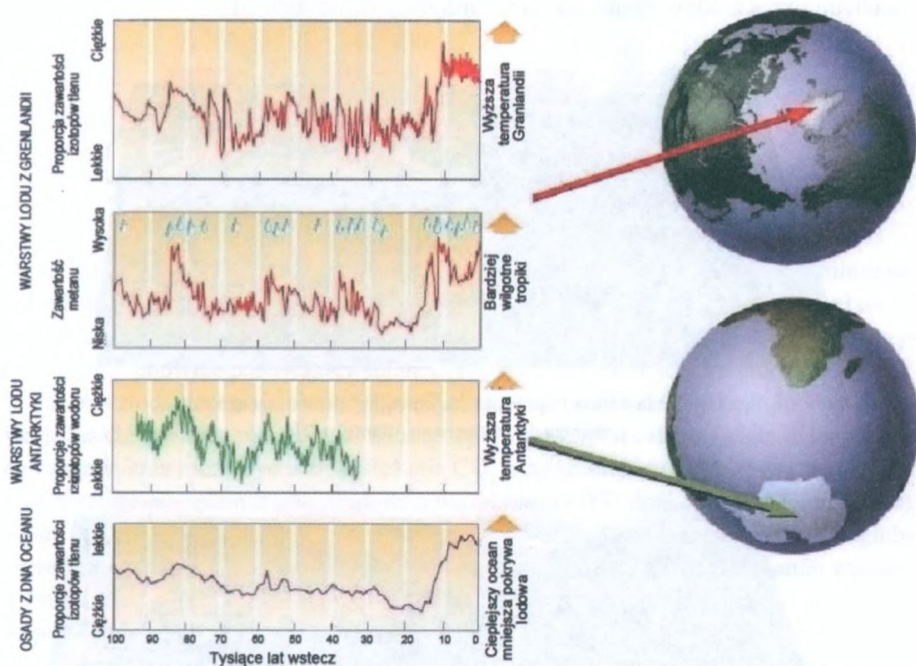
Para wodna w atmosferze zawiera zwykły tlen i wodór, ale także ciężkie ich izotopy jak deuter (wodór z dodatkowym neutronem) oraz tlen z jednym lub dwoma neutronami (^{17}O albo ^{18}O). Ochłodzenie powietrza powoduje opad, który zabiera z atmosfery więcej ciężkiej wody mającej niższe ciśnienie parowania. Stwierdzono, że śnieg spadający nad zimnym oceanem lub na obrzeżach zamrożonego lądu zawiera ciężkie izotopy tlenu i wodoru, natomiast nad lądem zawiera zwyczajny tlen i wodór. Analiza próbek lodu pobranych z głębokich warstw lodu pozwoliła na szczegółowe odtworzenie zmian temperatury a także stężenia gazów atmosferycznych CO_2 i metanu w ciągu dziesiątków tysięcy lat. Wynika z niej, że po zakończeniu epoki zlodowacenia średnia temperatura Genui wzrosła o około 20°C , stężenie CO_2 wzrosło około 50%, a metanu o 75%. Można to porównać do współczesnych przyrostów, które mogą być spowodowane działalnością człowieka (wzrost stężenia CO_2 o 30% oraz metanu o 160%).

1.4. CZĘSTE ZMIANY KLIMATU NIE SPOWODOWANE PRZYCIĄGANIEM ZIEMI PRZEZ INNE PLANETY

Pomiędzy 100.000 i 20.000 lat temu wydarzyły się około dwadzieścia cztery okresy pomiędzy kolejnymi zlodowaczeniami, czego nie przewidywały wyznaczone przez Milankowicza cykle zmian nasłonecznienia. W ciągu takich trwających od kilkuset do kilku tysięcy lat okresów następowało gwałtowne ocieplenie, po nim początkowo powolne, a potem szybkie ochłodzenie. Podczas ocieplenia wzrastało stężenie metanu w atmosferze, który wytwarzany był przez bakterie rozwijające się w tropikalnych bagnach.

Przejście od zimnego do ciepłego okresu powodowało zmianę średniej temperatury o 5°C do 10°C , dwukrotne zwiększenie opadu śniegu, dziesięciokrotne zwiększenie zawartości pyłów, które następowało szybko w ciągu dziesięcioleci a nawet kilku

lat (rys.3). Przed i po takich zmianach wbrew przewidywanym przez Milankowicza stopniowym zmianom, występowały krótkie wahania zimnego i ciepłego klimatu.



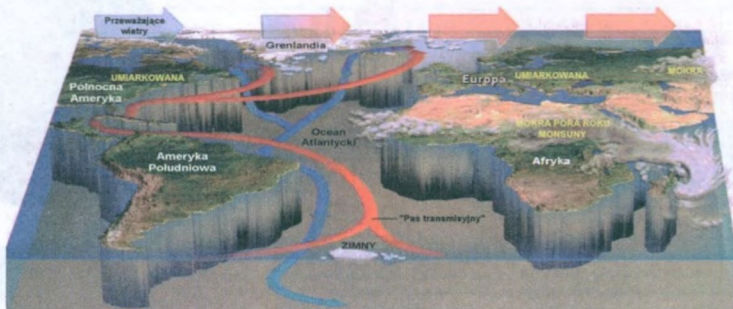
Rys.3. Zmiany całkowitej objętości lodu na świecie wyznaczone z osadów na dnie oceanu oraz temperatury Antarktyki odpowiadają zmianom zawartości metanu i temperatury Grenlandii wyznaczonych z próbek lodu [3]

1.5. PRĄDY OCEANICZNE ZMIENIAJĄ KLIMAT KONTYNETÓW

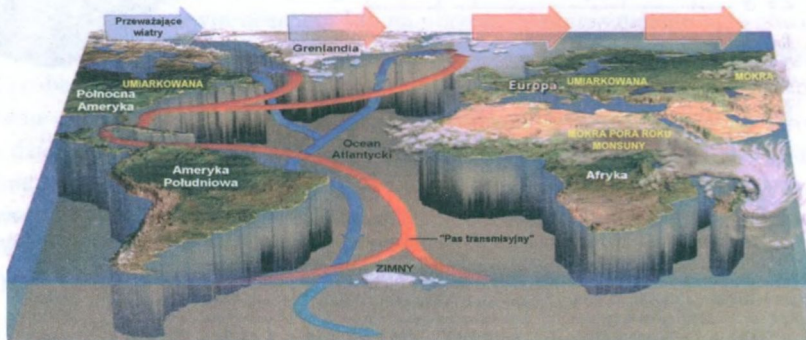
Nagrzane równikowym słońcem wody Atlantyku o silnym zasoleniu płyną w kierunku Arktyki gdzie oddają ciepło do atmosfery, dzięki czemu wschodnie brzegi Ameryki oraz zachodnie brzegi Europy zawdzięczają umiarkowany klimat. Ochłodzenie słonej wody zwiększa jej gęstość i powoduje schodzenie na dno oceanu i przepływy zimnego już prądu na południe. Ciągły dopływ ciepłej wody z południa napędza obieg prądu oceanicznego, który stanowi „pas transmisyjny” decydujący o klimacie kontyentów na jego drodze (rys.4).

Około 14.000 lat temu rozpoczęło się globalne ocieplenie i masy słodkiej wody z topiącej się powierzchni arktycznych lodowców spływały na południe tworząc wielkie jezioro nazwane Agassiz, z którego wody spływały na południe rzeką Missisipi.

Jednakże przed około 12.000 laty poziom jeziora podniósł się i otworzył drogę odpływu wody na wschód rzeką Św. Wawrzyńca (St. Lawrence). Gwałtowny dopływ słodkiej wody do północnego Atlantyku zatrzymał bieg pasa transmisyjnego i spowodował tysiącletni okres zlodowacenia nazwany „młodszy Drias” (rys.5).



Rys.4. Normalna trasa prądu „pas transmisyjny” przenoszącego ciepło z równika do Północnego Atlantyku [2]



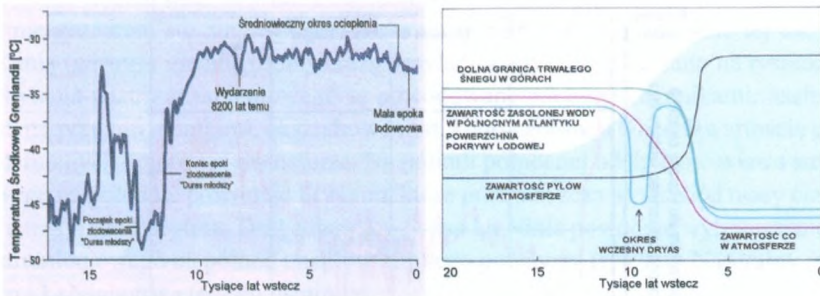
Rys. 5. Zatrzymanie „pasa transmisyjnego” przez gwałtowny dopływ słodkiej wody z topniejących arktycznych lodowców korytem rzeki Św. Wawrzyńca i spowodowane tym oziębienie Grenlandii i zachodniej Europy [2]



Rys. 6. Lodowiec obejmujący północną część Ameryki i Jezioro Górne [1]

Zmniejszenie zasolenia wód Północnego Atlantyku spowodowało, że pomimo surowych zim prąd „pasa transmisyjnego” nie opadał na dno oceanu. Ten stan trwał około tysiąca lat zanim dopływ słodkiej wody z jeziora Agassiz nie został ponownie zatrzymany przez lodowiec posuwający się na południe w obszarze jeziora Górnego (rys.6).

Okres zlodowacenia „młodszy Drias” obejmował w zasadzie tylko Północny Atlantyk, jednakże stwierdzono, że miał istotny wpływ na klimat całego świata. Kluczem do tego zagadnienia może być wzrost stężenia CO_2 oraz zmniejszenie się zawartości pyłów w atmosferze po zakończeniu zlodowacenia około 14.000 do 12.000 lat temu (rys.7). Model klimatu Ziemi sugeruje, że mniejsze stężenie CO_2 w epoce zlodowacenia mogłoby spowodować obniżenie temperatury o $2^\circ C$, ale analiza próbek lodu z Grenlandii wskazuje temperaturę niższą o około $15^\circ C$. Być może wysoka zawartość pyłów w atmosferze w epoce zlodowacenia przyczyniała się do bardziej skutecznego odbijania promieni słonecznych, jednak brak obecnie danych pozwalających na ilościowe określenie współczynnika odbicia promieniowania przez zapyloną atmosferę. Należy przy tym podkreślić, że symulacja zmian klimatu Ziemi nie może być zweryfikowana doświadczalnie i nie można ekstrapolować. danych z minionych epok na przyszłość.



Rys. 7. Zawartość CO_2 i pyłów w atmosferze oraz soli w oceanie [1]

1.6. SYMULACJA ZMIAN KLIMATYCZNYCH W OSTATNICH TYSIĄCLECIACH NA MODELACH KOMPUTEROWYCH

Gwałtowne zmiany klimatu w ciągu ostatnich 10.000 lat wskazują, że oziębieniu na północy sprzed 5.000 lat towarzyszyła zmiana umiarkowanego klimatu Sahary w suchą pustynię. Tysiąc lat temu zapanowała susza w Ameryce Środkowej i trwała około dwieście lat, co wystarczyło do załamania cywilizacji Majów (rys.8).

Współczesne nam działania El Ninio i inne anomalie pogody w rejonie północnego Pacyfiku wywołały wieloletnią suszę w centralnych Stanach Zjednoczonych, która w latach 30. ubiegłego wieku zamieniła uprawne tereny Oklahomy w piaskową pustynię „dust bowl” i spowodowały klęskę rolnictwa opisaną przez Steinbecka w znanej powieści „Grona gniewu”.

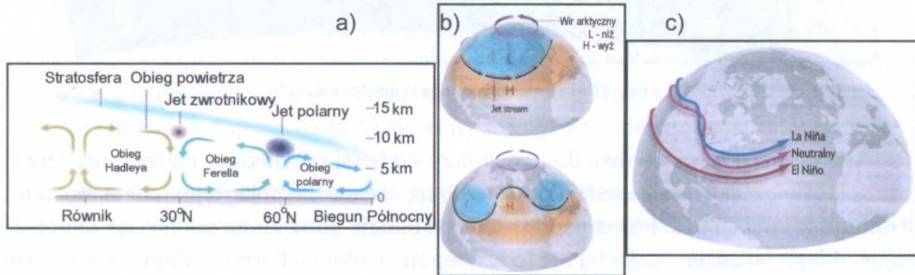
Mała epoka lodowcowa w Europie sprzed 500 lat jest znana m.in. z zamarzania Tamizy w Londynie oraz rozlewisk i kanałów w Holandii. Potwierdzają to liczne obrazy z tej epoki przedstawiające łyżwiarzy na zamarzniętych polderach. Takie stosunkowo szybkie wahania klimatu w ciągu ostatniego tysiąclecia nie dają się symulować przy pomocy modeli komputerowych opartych na historii zmian temperatury i zawartości gazów cieplarnianych w atmosferze w ciągu setek tysięcy lat odczytanych z próbek lodu pobranych w Grenlandii, na Antarktydzie bądź na górskich lodowcach. Jednak, niewątpliwie, badania próbek lodu i osadów na dnie oceanu stanowią doświadczalne potwierdzenie mechanizmu długoterminowych zmian klimatycznych spowodowanych przez oddziaływanie planet na oś obrotu i orbitę Ziemi. Model komputerowy symulujący te mechanizmy może być stosowany w przedziale czasu rzędu setek tysięcy lat, w którym został zweryfikowany doświadczalnie. Natomiast próby symulacji zmian ziemskiego klimatu w stosunkowo krótkim okresie czasu przy pomocy tego modelu nie są oparte na danych doświadczalnych ale na hipotezach lub intuicji.



Rys. 8. Zmiany klimatu w ostatnich 8 tysiącach lat [4]

1.7. WPLYW ZMIAN TRASY WIATRU STRUMIENIOWEGO (JET STREAM) NA DORAŻNE WAHANIA KLIMATU

Goście powietrze z nad równika unosi się do stratosfery i rozprzestrzenia się w kierunku jej biegunów (rys.9.a). Obrót Ziemi tworzy trzy główne obiegi powietrza na półkuli północnej i południowej (rys.9.b). Na dużej wysokości pomiędzy tymi obiegami płyną wiatry strumieniowe (*Jet streams*), które wyrównują różnice ciśnienia (rys.9.c).



Rys. 9. Obiegi powietrza i wiatry strumieniowe na Ziemi [2]

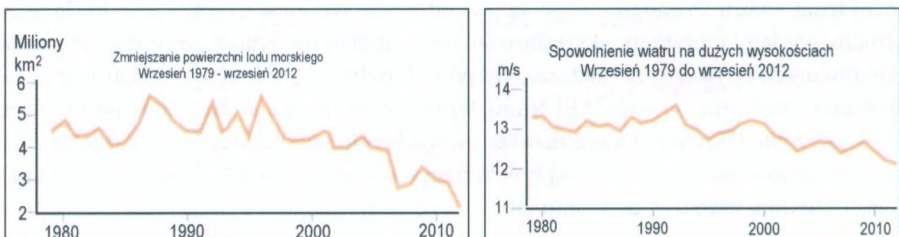
Normalnie wiatr strumieniowy ma ogólny kierunek równoleżnikowy i stanowi granicę pomiędzy obszarem wyżu i niżu (rys.9.b). Odchylenia kierunku wiatru strumieniowego powodują przemieszczanie wielkich mas ciepłego powietrza na północ, a zimnego powietrza z wiru arktycznego na południe. Oscylacja Arktyczna jest spowodowana zmianami ciśnienia nad Arktyką i obszarami średnich szerokości. Dodatnia faza tej oscylacji występuje podczas dużej różnicy ciśnienia i utrzymuje równoleżnikowy kierunek wiatru strumieniowego i utrzymuje zimne powietrze nad Arktyką. Niewielka różnica ciśnień osłabia wiatr strumieniowy i ułatwia jego odchylenia co skutkuje przemieszczaniem się zimnego powietrza na południe w ujemnej fazie tej oscylacji. Dodatnią (górną) i ujemną (dolną) fazę oscylacji arktycznej pokazano na rysunku 9.b. Odchylenia wiatru strumieniowego są powodowane wieloma czynnikami: nasłonecznieniem, prądami morskimi, ukształtowaniem kontynentów, a także zawartością gazów cieplarnianych i pyłów w atmosferze. Na półkuli północnej odchylenie wiatru strumieniowego na południe powoduje El Niño, które przemieszcza na wschód masy ciepłego powietrza z nad Pacyfiku. Druga faza nazywana La Niña powoduje wybrzuszenie wiatru strumieniowego na północ i napływ zimnego powietrza (rys.9.c). Naturalny cykl El Niño i La Niña trwa trzy do ośmiu lat.

1.8. ZWIĘKSZONE NAGRZEWANIE ARKTYKI



Rys. 10. Zasada nagrzewania się Arktyki [2]

Arktyka nagrzewa się dwa do trzech razy szybciej niż obszary na średnich szerokościach. Zwiększająca się ciemna powierzchnia oceanu nie pokrytego lodem morskim absorbuje więcej ciepła słonecznego w lecie, a oddaje go w zimie podnosząc temperaturę w obiegu polarnym szybciej niż to występuje w obiegu Farrella. Zmniejszająca się różnica temperatury pomiędzy sąsiadującymi obiegami wywołuje ujemną fazę Oscylacji Arktycznej, osłabia wiatr strumieniowy i potęguje jego odchylenia. W latach 1979 do 2012 powierzchnia morskiego lodu w Antarktyce zmniejszyła się o 40%, a średnia prędkość wiatru nad Ameryką Północną o 10%. Osłabienie wiatru wiąże się z dużymi odchyleniami kierunku wiatru strumieniowego. Zwiększanie stężenia CO_2 , metanu i sześćiofluorku siarki (SF_6) w atmosferze niewątpliwie skutkuje zwiększoną absorpcją słonecznego ciepła i może spowodować doraźne zmiany klimatu. Hipoteza, że udział działalności ludzi w zwiększonym stężeniu gazów cieplarnianych zadecyduje o gwałtownym przejściu z jednej epoki klimatycznej do innej jest trudna do udowodnienia. Stany przejściowe między epoką zlodowacenia i ocieplenia występowały w historii Ziemi wielokrotnie i badania próbek lodu oraz osadów na dnie oceanu wskazują, że takim przejściom towarzyszyły krótkotrwałe gwałtowne wahania klimatu.



Rys. 11. Zmiany powierzchni lodu morskigo oraz prędkości wiatru strumieniowego [2]

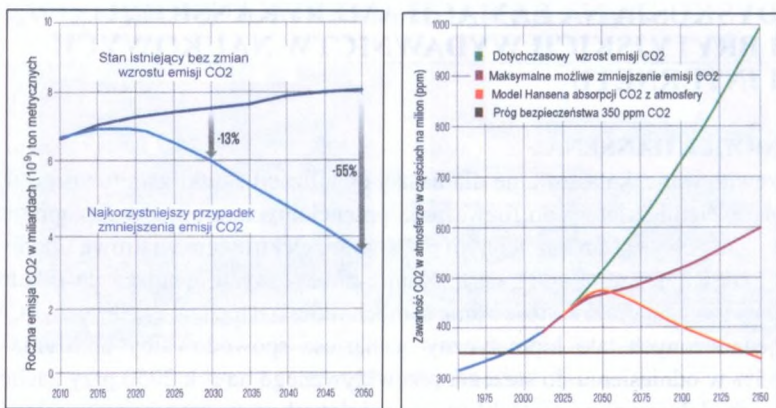
1.9. DYSKUSJA NA ŁAMACH AMERYKAŃSKICH I BRYTYJSKICH WYDAWNICTW NAUKOWYCH I INTERNETU

1.9.1. MODEL HANSENA

Przewidywane, katastrofalne dla naszej cywilizacji skutki gwałtownego ocieplenia klimatu Ziemi skłoniły do rozważania potencjalnych sposobów zastąpienia elektrowni opalanych węglem kamiennym przez m.in. elektrownie wiatrowe i ogniwa słoneczne. Przewiduje się również opracowanie praktycznych urządzeń do składowania energii elektrycznej oraz zastosowanie samochodów o napędzie elektrycznym. W Stanach Zjednoczonych taki hipotetyczny scenariusz spowodowałby obniżenie emisji CO₂ o 55% w odniesieniu do stężenia przewidywanego na rok 2050 przy zachowaniu istniejących elektrowni na węgiel kamienny i dotychczasowego napędu pojazdów na paliwa płynne.

James Hansen, były dyrektor Instytutu Goddarda Badania Przestrzeni Kosmicznej (GISS w NASA) oraz doradca wiceprezydenta Al Gore ds. zmian klimatu, określił w roku 2008 poziom stężenia CO₂ w atmosferze zapewniający zachowanie istniejącej cywilizacji i życia na Ziemi. Zgodnie z jego modelem krytyczne stężenie CO₂ wynosi ok. 350 ppm (części na milion). Natomiast obecnie stężenie wynosi 400 ppm i utrzymuje się od ponad stulecia, co powoduje ciągłe ocieplanie klimatu Ziemi. Według Hansena, zamknięcie wszystkich na świecie elektrowni na paliwa kopalne nie zatrzyma procesu ocieplania i nie spowoduje obniżenia się stężenia CO₂ do „bezpiecznego” poziomu 350 ppm, a jedynie spowolni jego wzrost. Aby przywrócić ten bezpieczny poziom należy wynaleźć nieznaną dotychczas sposób ekstrakcji CO₂ z atmosfery. Wnioski z modelu Hansena są zaskakujące: aby zapobiec katastrofie klimatycznej oprócz hipotetycznego wyeliminowania paliw kopalnych takich jak węgiel, gaz ziemny, ropa naftowa należy także znaleźć sposób oczyszczania atmosfery z istniejącego w niej CO₂. Model Hansena posłużył do symulacji wzrostu emisji CO₂ w Stanach Zjednoczonych wyrażonej w miliardach ton przy zachowaniu dotychczasowej struktury energetycznej oraz przy zastąpieniu paliw kopalnych przez źródła energii wolne od emisji cieplarnianych gazów (rys.12.a).

Następna symulacja (rys.12.b) pokazuje wzrost emisji CO₂ wyrażonej w ppm przy zachowaniu dotychczasowej struktury paliw kopalnianych oraz przy największym możliwym sposobie ograniczenia tej emisji.



Rys. 12. Modele Hansena emisji CO₂ do atmosfery [5]

Przy hipotetycznym oczyszczaniu atmosfery z zawartego w niej CO₂ model przewiduje powrót do bezpiecznego stężenia 350 ppm w roku 2150. Trudno ocenić wiarygodność modelu Hansena, który podobnie jak inne tego typu modele, nie może być potwierdzony doświadczalnie. Jednakże występując w imieniu NASA Hansen składał w 1988 roku przed Kongresem Stanów Zjednoczonych oświadczenie o antropogenicznych (spowodowanych przez działalność człowieka) zmianach klimatu.

1.9.2. KONTESTACJA MODELU HANSENA

John Theon, były zwierzchnik Hansena w NASA, kontestuje jego model i stwierdza, że nie symuluje on klimatu w realistyczny sposób ponieważ pomija, bądź należy nie uwzględnić, wiele nader istotnych procesów fizycznych. Co więcej uważa, że wielu naukowców manipulowało dane doświadczalne aby uzasadnić wnioski wyciągane w symulacji klimatu na opracowanych przez nich modelach. Odmawiali oni dostępu do swoich prac, co pozwoliłoby na sprawdzenie zastosowanych modeli przez inne niezależnych ośrodki naukowe [6,7,8,9]. W podsumowaniu swojej wypowiedzi Theon stwierdza, że nie ma uzasadnionego powodu aby otrzymane z modelowej symulacji klimatu wnioski i przewidywania były brane pod uwagę przy ustalaniu przepisów publicznych.

1.10. PRZEPISY PAŃSTWOWE DOTYCZĄCE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

Stanowisko Theona popiera Izba Handlowa (*Chamber of Commerce*) Stanów Zjednoczonych [10]. Otwarty list do przewodniczącej Urzędu Ochrony Środowiska (*Environmental Protection Agency - EPA*) Mrs. Lisa Jackson podpisany przez 35 pro-

minentnych naukowców ze Stanów Zjednoczonych, Kanady i Australii domaga się przeprowadzenia publicznych przesłuchań przed wprowadzeniem Prawa Czystego Powietrza (*Clear Air Act*), a w szczególności klauzuli o faktach świadczących o zagrożeniu klimatu przez gazy cieplarniane (*Endangerment Findings for Greenhouse Gases*). List ten zawiera cztery pytania, na które należy uzyskać odpowiedź niezależnych naukowców przed wprowadzeniem obowiązującego prawa:

1. Czy klimat Ziemi zmienia się w sposób niezwykle bądź nienormalny?

2. Czy hipoteza, że CO₂ ma jedynie nieznaczny wpływ na klimat Ziemi może być odrzucona przez badania naukowe?

3. Czy modele, które wskazują na CO₂ jako kluczowy czynnik rozstrzygający o zmianach klimatu, przewidują przyszłe warunki klimatyczne w sposób wystarczający dla kształtowania polityki?

4. Czy można odrzucić hipotezę, że główne czynniki decydujące o klimacie Ziemi będą nadal naturalne (nie spowodowane działalnością człowieka) oraz normalna zmienność klimatu?

Odpowiedź na pierwsze pytanie sprowadza się do hipotezy, że wyższy poziom CO₂ w górnej atmosferze spowoduje mierzalne podwyższenie temperatury powierzchni Ziemi. Taka hipoteza może być kontestowana przez odwrotną hipotezę, że CO₂ stanowi jedynie niewielki czynnik wpływający na klimat Ziemi. Jeśli ta odwrotna hipoteza nie może być odrzucona to nie ma podstaw do ograniczania emisji CO₂, zważywszy na ogromne negatywne konsekwencje dla bezpieczeństwa narodowej gospodarki, energii i obronności. Stężenie CO₂ w atmosferze zwiększyło się w ciągu ostatnich 50 lat o ponad 20% i gdyby to spowodowało zmianę klimatu Ziemi to wystąpiłyby niezwykle zmiany temperatury, dłuższe i bardziej dotkliwe susze, powodzie oraz gwałtowne opady deszczu, silniejsze huragany i burze tropikalne, a także podniesienie poziomu mórz. Naukowcy zajmujący się klimatem, na podstawie obserwacji i danych doświadczalnych, nie stwierdzili takich niezwykle wydarzeń. Wprawdzie zarówno stężenie CO₂ w atmosferze jak i temperatura powierzchni Ziemi zwiększyły się w okresie od 1975 do 1998 roku, ale nie było to przyczyną wzrostu temperatury Ziemi ponieważ stężenie CO₂ nadal wzrasta, a temperatura ostatnio się zmniejsza.

Odpowiedź na drugie pytanie wiąże się z takimi kwestiami jak: czy CO₂ jest najważniejszym gazem cieplarnianym w atmosferze, czy istnieje krytyczne stężenie CO₂ w atmosferze powyżej którego występuje lawinowy wzrost temperatury powierzchni Ziemi, czy w przeszłości zwiększenie stężenia CO₂ w atmosferze spowodowało wzrost temperatury powierzchni Ziemi, czy też obecnie zwiększone stężenie CO₂ w atmosferze spowodowało wzrost temperatury powierzchni Ziemi, który jest zgodny z przewidywaniami modelu klimatu opartego na teorii gazów cieplarnianych, i wreszcie, czy są dowody na to, że zwiększyło się zakwaszenie wód oceanu. Przegląd literatury naukowej wskazuje na negatywną odpowiedź wielu naukowców na wymienione kwestie.

Autorzy listu do władz państwowych (*EPA*) dochodzą do wniosku, że skoro stężenie CO₂ w atmosferze nie jest dominującym czynnikiem zmian klimatu Ziemi,

to modele oparte na teorii gazów cieplarnianych nie pozwalają na poprawne przewidywania wzrostu temperatury powierzchni Ziemi spowodowane przez zwiększone stężenie CO₂. O tej temperaturze decydują inne czynniki takie jak krótko terminowe (rzędu dziesięcioleci) wahania nasłonecznienia, temperatura oceanów i prądy morskie, a w szczególności „pas transmisyjny”, sprzężenie zwrotne pomiędzy chmurami i parą wodną w atmosferze. Jeśli większość naukowców udzieli, zgodnej z oczekiwaniami autorów tego listu, odpowiedzi na pytania zadane EPA, to zalecenia Międzyrządowego Panelu o Zmianach Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) dotyczące regulacji emisji CO₂ nie będą przyjęte przy zatwierdzaniu nowego Prawa do Czystego Powietrza, a w szczególności klauzuli o zagrożeniu przez gazy cieplarniane.

W toczącej się nadal dyskusji biorą udział prominentni naukowcy: Steeven E. Konin podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii podczas pierwszej kadencji Prezydenta Obamy [10], Matt Ridley, członek Izby Lordów Wielkiej Brytanii [11], Phil Jones, dyrektor Centrum Badań Klimatycznych Uniwersytetu Wschodniej Anglii [12, 13] i wielu innych. Ich zdaniem obecny stan wiedzy nie pozwala na ustalanie limitów emisji gazów cieplarnianych na podstawie przewidywań uzyskanych przez komputerowe symulacje zmian klimatu. Co więcej, niektórzy przypisują zwolennikom ograniczania spalania węgla w elektrowniach opozycyjne stanowisko jako działanie pewnego lobby, które reprezentuje interesy wielkich koncernów produkujących elektrownie wiatrowe, baterie ogniw słonecznych oraz dostarczających gaz ziemny (jako alternatywne paliwo dla elektrowni). Twierdzą, że takie lobby osiągnęło decydujący wpływ na decyzje rządowe zarówno w Stanach Zjednoczonych jak i w Unii Europejskiej.

Natomiast wspólnie opracowana przez Royal Society i US National Academy of Science broszura przedstawia dane ilościowe emisji dotyczące gazów cieplarnianych, absorpcji CO₂ przez oceany oraz oszacowany wpływ pary wodnej w atmosferze na wzrost temperatury powierzchni Ziemi. W konkluzji skłania się ona do stwierdzenia, że istnieje znaczny wpływ działalności człowieka na globalne ocieplenie klimatu [14]

1.11. POLSKA ENERGETYKA W ŚWIETLE OGRANICZEŃ EMISJI CO₂ NARZUCANYCH PRZEZ UNIĘ EUROPEJSKĄ

Znaczne nakłady budżetu państwa, a także prywatne dotacje ze strony koncernów dostarczających gaz ziemny i ropę oraz producentów elektrowni wiatrowych i ogniw słonecznych stymulują w Stanach Zjednoczonych i w Unii Europejskiej prace badawcze nad potencjalnym skutkiem zwiększania emisji gazów cieplarnianych. Prywatne dotacje są obarczane oczekiwaniem, że wnioski z badań będą wskazywać na konieczność zmniejszania emisji CO₂, a więc uzasadniać konieczność zamykania kopalń węgla i elektrociepłowni opalanych węglem. Wprowadzone w latach 1990 ograniczenie emisji związków siarki przez elektrownie opalane węglem brunatnym miało bezsporne uzasadnienie ekologiczne, ponieważ stwierdzono katastrofalne skutki tej emisji: kwaśne

deszcze i niszczenie drzewostanu w obszarze opadów zawierających nitrydy i siarczyny. Problem ten został rozwiązany przez zastosowanie urządzeń do odsiarczania paliwa oraz skutecznej filtracji gazów kominowych elektrowni. Niestety, nie ma prostego sposobu ograniczenia emisji CO₂ inherentnej przy spalaniu węgla kamiennego.

Natomiast konsekwencje ekologiczne zwiększenia stężenia CO₂ w atmosferze są nadal przedmiotem rozważań i prac badawczych. Takie badania prowadzone przez ośrodki finansowane z budżetu państwa umożliwiają obiektywną ocenę zagrożenia katastrofalnymi zmianami klimatu. Z dużą dozą ostrożności należy oceniać wnioski wyciągane przez badaczy, którzy pobierają subsydia od firm zainteresowanych zniszczeniem konkurencji ze strony konwencjonalnych elektrowni na węgiel kamienny.

Głośnie kongresy ekologiczne i hasła o konieczności zmniejszenia emisji CO₂ mają na celu uformowanie opinii publicznej, a w konsekwencji wyboru przedstawicieli ludności do władz państwowych, którzy nie są w stanie ocenić obiektywnie wyników niezależnych badań, a posłusznie podejmują decyzje korzystne dla firm sponsorujących nader wokalnych ekologów.

Ustalanie norm i wymagań przez władze Stanów Zjednoczonych bądź Unii Europejskiej na dopuszczalne limity emisji CO₂ na podstawie przewidywań i symulacji modelowych nie ma uzasadnienia naukowego, a wydaje się podyktowane przez interesy potężnych koncernów, które mają silne lobby w tych władzach. Skuteczność takich działań dokumentują postanowienia władz Unii Europejskiej ustalające limity emisji CO₂ przez kraje członkowskie. Na przykład niedawno ustalono dla Polski następujące wymagania:

Komisja Europejska zaakceptowała polski wniosek o przydział darmowych pozwoleń na emisję CO₂ dla elektrowni na lata 2013-20, ale pod warunkiem metodologicznych poprawek w podziale. KE nie zaliczyła też 30 inwestycji do planu modernizacji energetyki.

Polskie elektrownie i elektrociepłownie na bazie przyznaných pozwoleń będą mogły wyemitować „za darmo” przez siedem lat 404 mln 650 tysięcy 354 tony CO₂, z czego ponad 77 mln w 2013 r. Potem coraz więcej pozwoleń będą musiały kupować, ponieważ z roku na rok liczba darmowych pozwoleń będzie spadać. I tak w 2019 r. polskie elektrownie bezpłatnie otrzymają tylko 32 mln pozwoleń, a od 2020 r. nie mogą już liczyć na żadne darmowe pozwolenia.

1.12. WNIOSKI

1. Zmiany klimatu Ziemi zachodzące w ciągu setek tysięcy lat zostały określone na podstawie badań próbek lodu pobieranych z lodowców, a także osadów z dna mórz. Tak uzyskane dane doświadczalne potwierdziły teorię o zmianach nasłonecznienia spowodowanych przez odkształcenie orbity Ziemi, co pozwoliło na stworzenie modelu zmian klimatu. Jednakże taki model nie pozwala na przewidywanie zmian zachodzących w ciągu kilku tysięcy, a tym bardziej w przedziale kilkuset bądź kilkudziesięciu lat.

2. Przewidywanie krótko-terminowych zmian klimatu Ziemi na podstawie modeli opartych o prawa fizyki i potwierdzonych przez rejestracje meteorologiczne i geofizyczne zebrane w relatywnie krótkim okresie systematycznych badań jest obarczone dużą niepewnością. Klimatolodzy różnią się w interpretacji wyników komputerowych symulacji i obecnie nie ma konsensusu w kluczowej sprawie wpływu emisji gazów cieplarnianych na temperaturę powierzchni Ziemi.

3. Zwolennicy hipotezy o katastrofalnych skutkach emisji CO₂ przy spalaniu węgla uważają, że należy administracyjnie ograniczać stosowanie paliw kopalnych przez wprowadzanie limitów. Przeciwnicy tej hipotezy twierdzą, że wpływ działalności człowieka na zmiany klimatu jest pomijalnie mały.

4. Nie zajmując stanowiska wobec różnicy poglądów EPA, czyli władz państwowych Stanów Zjednoczonych, zaleceń IPCC działającego pod egidą Narodów Narodów Zjednoczonych oraz naukowców wspierających starania amerykańskiej Izby Handlowej można stwierdzić, że nie osiągnięto konsensusu w najważniejszej kwestii wpływu działalności człowieka na zmiany klimatu Ziemi, pomimo oficjalnych zapewnień, że ta sprawa została rozstrzygnięta i zamknięta.

5. W dyskusji nad zmianami klimatu spowodowanymi działalnością człowieka prominentni naukowcy wyrażają opinię, że władze państwowe Stanów Zjednoczonych i Unii Europejskiej narzucają ograniczenia na emisję gazów cieplarnianych pod wpływem lobby politycznego subsydiowanego przez producentów elektrowni wiatrowych, baterii ogniw słonecznych, urzędzeń do budowy inteligentnych sieci i składowania energii elektrycznej oraz dostawców gazu ziemnego jako alternatywnego paliwa dla elektrowni i elektrociepłowni

6. Limity narzucane przez Unię Europejską na emisję CO₂ z opalanych węglem elektrowni są szczególnie dotkliwe dla Polski, ponieważ ponad 90% energii elektrycznej jest uzyskane przez spalanie węgla kamiennego i brunatnego.

PODZIĘKOWANIE

Jestem zobowiązany Dr Edwardowi Hoppe, który wskazał mi dokumenty opisujące dyskusje pomiędzy naukowcami zajmującymi się zmianami klimatu, a także politykami i władzami w Stanach Zjednoczonych i w Wielkiej Brytanii. Chciałbym tą drogą podziękować Dr Andrzejowi Hildebrandtowi za istotne zmiany redakcyjne i korekty błędów w rękopisie referatu.

WYKORZYSTANE RYSUNKI I KOMENTARZE

Przegląd artykułów wydrukowanych w Scientific American oraz IEEE Spectrum i Power&Energy Magazine nie ma charakteru pracy oryginalnej, a jedynie stanowi podsumowanie publikacji naukowych oraz dyskusji nad zmianami klimatu toczącej się w amerykańskich i angielskich mediach. Rysunki i opinie wyrażone w tych publikacjach przedstawiono bez komentarzy. Uwagi dotyczące limitów emisji CO₂ narzucanych polskiej energetyce przez władze Unii Europejskiej odzwierciedlają poglądy autora.

LITERATURA

- [1] Broecker, W. S., Denton, G. H., "What Drives Glacial Cycles?", Scientific American, Styczeń 1990, str. 49-56.
- [2] Masters, J., "The Jet Stream Getting Weird", Scientific American, Grudzień 2014, str. 53-59
- [3] Alley, R. B., Bender, M. L., "Greenland Ice Cores: Frozen in Time", Scientific American, Luty 1998, str.80-85
- [4] Alley, R. B., "Abrupt Climate Change", Scientific American, Listopad 2004, str. 40-47.
- [5] Koninsein, R., Fork, D., "Today Renewable Energy Technologies Won't Save Us. So what Will?", IEEE Spectrum, Grudzień 2014, str.27-31.
- [6] Theon, J.S., "US Senate Minority Report Update: More Than 650 International Scientists Dissident Over Man-Made Global Warming Claims..", Washington Post, 11 listopada 2008
- [7] Theon, J.S., "Letter to Environment and Public Works chief Mr. Marc Morano", 15 stycznia 2009
- [8] "NASA Scientists calls for putting oil firm chiefs on trial for 'high crimes against humanity' for spreading doubt about man-made global warming", UK Guardian, 23 czerwca 2008
- [9] Cunningham, W., "Hansen is a political activist who spreads fear even when NASA's own data contradict him", Launch Magazine, lipiec/sierpień 2008
- [10] Koonin, S.E., "Climate Science is not settled", Wall Street Journal, 19 września 2014 <http://www.wsj.com/articles/climate-science-is-not-settled-1411143565>

- [11] Riddley, M., “*Contesting the man-made global warming*”, report , 13 marca 2015
- [12] Jones, P., “*Leading Scientists tell USEPA to think again on CO2*”, Tollroads News, 1 marca 2010. <http://sppiblog.org/news/many-leading-scientists-tell-the-epa-to-think-again>
- [13] Samuel, P., “*Global warming science is settled they say for public consumption but privately...*”, Tollroads News, 14 grudnia 2009. <http://tollroadsnews.com/news/global-warming-science-is-settled-they-say-for-public-consumption-but-privatelyadditions>
- [14] Royal Society and US National Academy of Science “*Climate Change Evidence and Causes*”, broszura.



2. ANALIZA PORÓWNAWCZA WYNIKÓW POMIARÓW WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH TYPU POWIERZCHNIOWEGO UZYSKANYCH METODĄ ELEKTRYCZNĄ, AKUSTYCZNĄ I UHF

2.1. WPROWADZENIE

Niezawodne zapewnienie ciągłości zasilania jest obecnie jednym z podstawowych priorytetów zarówno dla dostawców jak i odbiorców energii elektrycznej. Awaryjne uszkodzenia kluczowych urządzeń energetycznych jakimi są transformatory powodują zmiany ich parametrów pracy i w konsekwencji mogą prowadzić do poważnych w skutkach uszkodzeń lub katastrof. Odpowiednio wczesna identyfikacja [8] potencjalnych uszkodzeń jest więc istotnym zadaniem stojącym przed współczesnymi systemami monitorowania urządzeń energetycznych [10]. Diagnostyka WNZ jest jedną z najszerszej stosowanych i efektywnych sposobów wykrywania uszkodzeń izolacji w urządzeniach elektrycznych [9].

Istnieje szereg metod detekcji, identyfikacji i lokalizacji zjawisk wyładowań niezupełnych, główne z nich to metoda elektryczna, akustyczna i UHF. Każda z tych metod wykorzystuje inne zjawiska fizyczne towarzyszące zdarzeniom WNZ: np. impulsy prądowe dla metody elektrycznej, fale elektromagnetyczne w zakresie UHF (300 MHz – 3 GHz), fale akustyczne w zakresie ultradźwięków (20 kHz – 1,5 MHz) [3].

Klasyką metodą, znaną i stosowaną od wielu lat jest metoda elektryczna [4]. Zasady pomiaru metodą elektryczną zostały opisane w normie IEC 60270 [1]. Metoda ta charakteryzuje się dużą czułością, która powoduje znaczną wrażliwość na szum i poziom tła, co utrudnia prowadzenie pomiarów w warunkach rzeczywistej pracy urządzeń elektroenergetycznych. W związku z tym, że metoda elektryczna jest metodą bezpośredniego pomiaru WNZ, wymaga prowadzenia pomiarów na wysokim napięciu, co może powodować potencjalne ryzyko i zagrożenie.

Pomiary wykorzystujące promieniowanie radiowe w zakresie UHF zostały dobrze

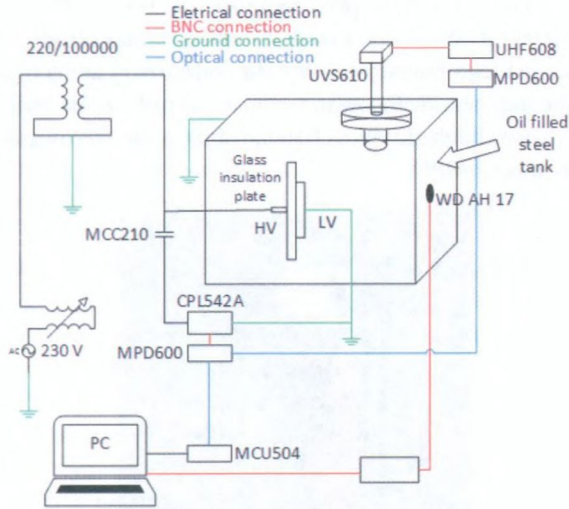
poznane i są powszechnie stosowane do diagnostyki WNZ w układach rozdzielnic izolowanych gazem (GIS). W odróżnieniu do metody IEC 60270, detekcja zdarzeń WNZ w paśmie UHF charakteryzuje się znacznie większą odpornością na zakłócenia zewnętrzne [5], zapewniając jednocześnie duży, względny poziom czułości, możliwość lokalizacji WNZ [7] (np. poprzez metodę różnic czasu dotarcia) i szerokie możliwości interpretacji zachowań zjawisk wyładowań niezupełnych, poprzez pomiary skorelowane fazowo [6]. Zalety metody UHF spowodowały w ostatnich latach wzrost zainteresowania tą techniką i próby zastosowania jej do diagnostyki WNZ w izolacji olejowej (transformatorów) [2]. Ograniczeniem związanym z metodą UHF jest konieczność umieszczenia sondy wewnątrz obudowy transformatora, np. poprzez spustowy zawór olejowy.

Znacznie mniej inwazyjną metodą pomiaru jest metoda akustyczna. Procedura pomiarowa w głównej mierze polega na umieszczeniu odpowiedniej ilości przetworników pomiarowych na obudowie badanego obiektu. Podstawowe pola zastosowań tej metody to przesiewowa detekcja wyładowań niezupełnych oraz lokalizacja zjawisk WNZ (np. metoda triangulacyjną). Czujniki EA są dość wrażliwe na zakłócenia zewnętrzne, drgania uzwojeń i drgania przenoszone przez konstrukcję wsporczą badanego obiektu. Z uwagi na konieczność stosowania dużej liczby czujników i częstych zmian ich położenia metoda emisji akustycznej obecnie bardzo rzadko stosowana jest do ciągłego, zdalnego monitoringu.

W związku z tym, że każda z opisanych metod ma określone zalety wydaje się celowe aby stosować je równocześnie, w taki sposób, aby każda metoda uzupełniała pozostałe. W niniejszym artykule skupiono się na porównaniu wyników pomiarów WNZ z wykorzystaniem wszystkich trzech metod, ze szczególnym uwzględnieniem analizy informacji dostarczanych przez poszczególne metody.

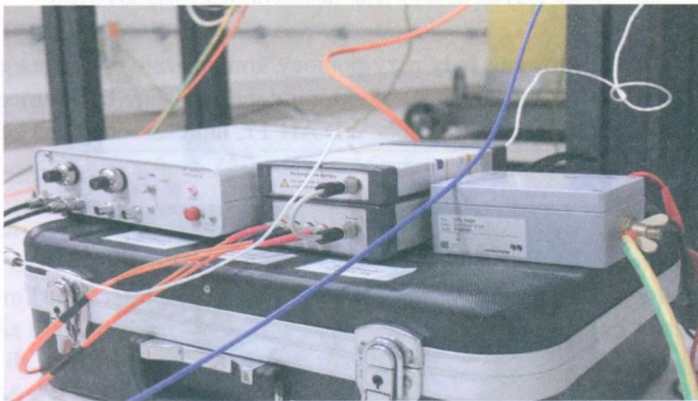
2.2. CHARAKTERYSTYKA UKŁADU POMIAROWEGO

Źródłem wyładowań niezupełnym będących przedmiotem badań był iskiernik generujący wyładowania powierzchniowe, zanurzony w transformatorowym oleju izolacyjnym. Całość umieszczona była w stalowym zbiorniku. Olejem wykorzystanym do badań był nowy olej mineralny firmy Nynas typu Taurus. Do iskiernika doprowadzono wysokie napięcie z transformatora probierczego o przekładni 220/100000. Napięcie zasilania układu regulowane było w zakresie od 18 kV do 30 kV, przy wykorzystaniu pulpitu sterowniczego, zasilającego uzwojenia pierwotne transformatora probierczego (rys.1).



Rys.1. Schemat układu pomiarowego

Aparaturę pomiarową wykorzystaną do pomiarów metodą elektryczną i UHF stanowił system MPD firmy Omicron. Układ do pomiarów metodą elektryczną składał się z kondensatora pomiarowego MCC 210 o pojemności 1 nF, czwornika sprzęgającego CPL542A, o pojemności 30 μ F (realizującego jednocześnie pomiar impedancji) i modułu MPD600 (rys.2). Górny zakres napięcia dla zastosowanego układu wynosił 110 kV.



Rys.2. Widok ogólny modułów MPD600 i CPL542A

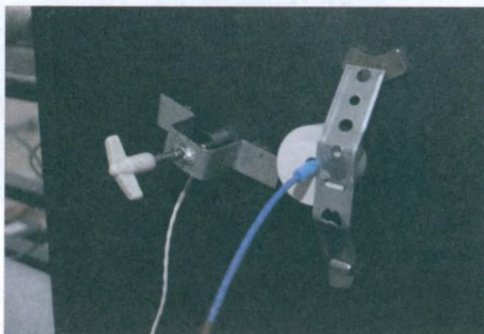
Pomiar w paśmie UHF realizowany był z wykorzystaniem czujnika UHF model UVS610, przemiennika UHF608 i modułu MPD600 (rys.3) za pomocą metody wąskopasmowej. Pasmo przenoszenia czujnika UHF zawierało się w przedziale częstotliwości-

ści od 150 MHz do 1 GHz, natomiast przemiennika UHF608 od 220 MHz do 850 MHz. Czujnik UHF, poprzez otwór w obudowie zbiornika, umieszczony był bezpośrednio w oleju, po stronie niskiego potencjału. W celu dodatkowej izolacji aparatury pomiarowej od wysokiego napięcia zastosowano sygnałowe połączenia światłowodowe oraz zasilanie bateryjne wszystkich aktywnych urządzeń. Całość sterowana była z poziomu komputera poprzez moduł MPC.



Rys.3. Widok czujnika UVS610, przemiennika UHF608 i modułu MPD60

Sygnały EA rejestrowane były przy pomocy komputera wyposażonego w kartę pomiarową CH-3160 firmy Acquitec, do której doprowadzony był wzmacniony sygnał, z szerokopasmowego przetwornika WD AH 17, umieszczonego na zewnętrznej ścianie zbiornika (rys.4).



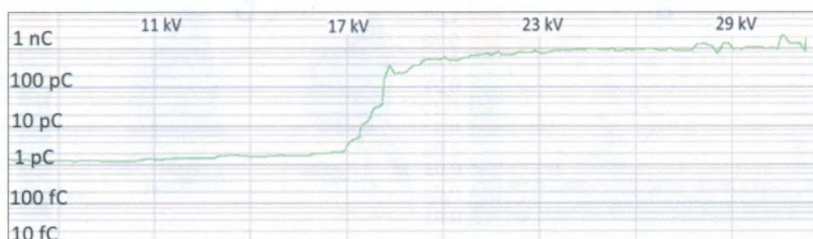
Rys.4. Widok przetwornika WD AH17 umieszczonego na obudowie zbiornika

Pasma przenoszenia przetwornika WD AH17 wynosiło od 100 kHz do 1 MHz (± 10 dB), a jego czułość $55 \text{ dB} \pm 1,5 \text{ dB}$. Dodatkową eliminację zewnętrznych zakłóceń osiągnięto poprzez zastosowany w czujniku układ różnicowy. W celu wzmocnienia sygnału z przetwornika wykorzystano wzmacniacza AE. Wzmacniacz posiadał skokową regulację wzmocnienia w zakresie 0 – 40 dB, z krokiem 10 dB. Dodatkowo, w celu ograniczenia pasma do zakresu częstotliwości zawierających istotne dla pomiaru informacje, zastosowano filtr górnoprzepustowy 100 kHz i dolnoprzepustowy 500 kHz.

2.3. METODYKA WYKONYWANIA POMIARÓW

W celu przeprowadzenia pomiarów konieczne było ustalenie napięcia zapłonu i napięcia przebicia zastosowanego iskiernika. Znając te wartości można było następnie ustalić poziomy napięć, przy których prowadzone będą dalsze pomiary. Napięcia zapłonu U_z (rys.5) i przebicia U_p iskiernika ustalono doświadczalnie, na podstawie serii 8 pomiarów, wartości tych napięć wyniosły odpowiednio 18 kV i 42 kV. Dla potrzeb właściwych pomiarów wybrano zakres napięcia od 18 kV do 30 kV (co w jednostkach względnych wynosi od 0,43 do 0,72 U_p), który zmieniano z krokiem co 2 kV ($0,05 U_p$).

Rejestracji sygnałów EA, UHF i elektrycznych dokonywano jednocześnie, dla każdego z ustalonych poziomów napięć. Każdy pomiar trwał 1 min i powtarzany był 10 razy, dla każdego z ustalonych poziomów napięć.



Rys. 5. Zależność wartości ładunku od napięcia

Pomiary wykonywane w ramach metody elektrycznej prowadzone były zgodnie z normą IEC60270, w zakresie od 100 kHz do 400 kHz, po przeprowadzonej kalibracji wzorcowym ładunkiem o wartości 100 pC. Dodatkowo stosowano górnoprzepustową dynamiczną filtrację ładunku, zmienianą wraz ze wzrostem napięcia zasilania, w celu eliminacji tła i ograniczenia ilości danych pomiarowych, nie będących sygnałem użytecznym. Moduł MPD600 pracujący w układzie pomiarowym dla metody elektrycznej stanowił źródło wyzwalania i synchronizacji dla metod elektrycznej i UHF.

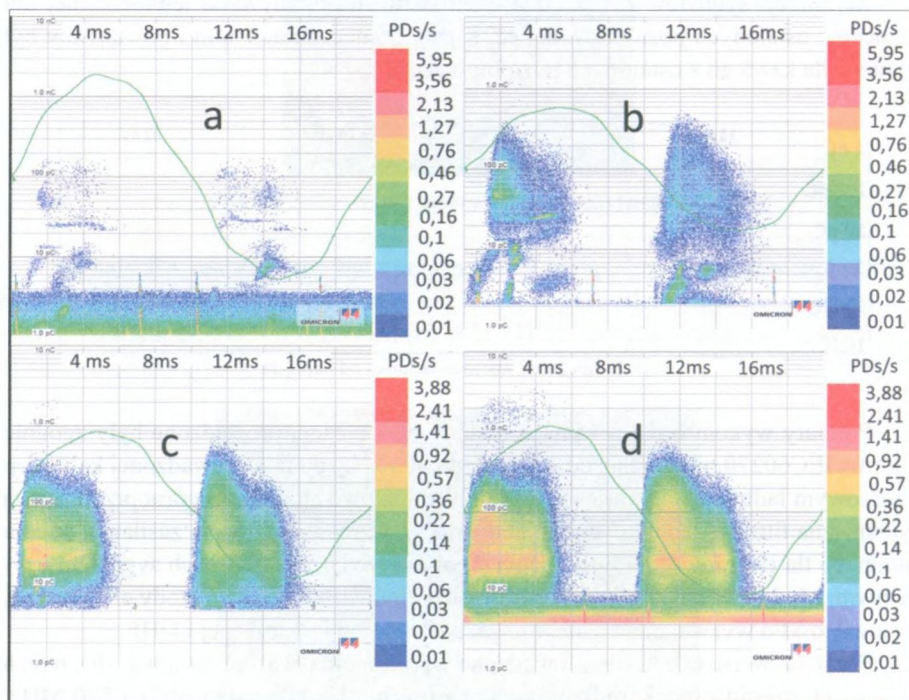
Pomiary w pasmie UHF prowadzone były metodą wąskopasmową, dla trzech wybranych częstotliwości środkowych w pasmach: 385 MHz, 485 MHz i 570 MHz. Pasma pomiarowe zostały wybrane doświadczalnie, na podstawie pomiarów przesiewowych pasma UHF prowadzonych dla wybranych poziomów napięć i porównania ich

z poziomem tła. Szerokość okna całkowania ustawiona została na 1,5 MHz dla każdej z częstotliwości. W przypadku pomiaru w pasmie UHF również zastosowano dynamiczną filtrację górnoprzepustową ładunku, zależną od wartości napięcia zasilania.

Rejestracja sygnałów EA prowadzona była z paśmie od 100 kHz do 500 kHz, ograniczonymi filtrami dolno i górno przepustowymi. Wzmocnienie toru pomiarowego wynosiło 20 dB i było niezmiennie dla wszystkich przeprowadzonych pomiarów. Wzmocnienie zostało dobrane tak, aby uniknąć przekroczenia zakresu pomiarowego dla największych spodziewanych sygnałów EA. Częstotliwość próbkowania karty pomiarowej Acquitec ustawiona była na 1 MHz, okno pomiarowe wynosiło 20 ms (20480 próbek), co odpowiada jednemu okresowi cyklu zasilania (50 Hz). Dla każdego poziomu napięcia zadanego zarejestrowano 50 sygnałów EA.

2.4. ANALIZA UZYSKANYCH WYNIKÓW

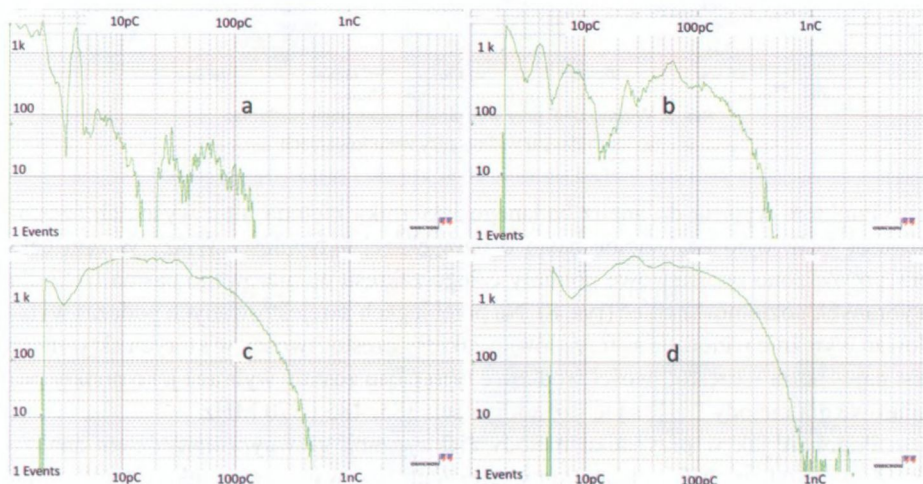
Na rys. 6 przedstawiono reprezentatywne histogramy ilustrujące zależności wartości ładunku i intensywności występowania zdarzeń WNZ w funkcji czasu, zarejestrowane dla wybranych napięć zakresu pomiarowego w czasie 1 min.



Rys.6. Zależność ilości zdarzeń WNZ i wartości ładunku od czasu dla napięcia: (a) 18 kV, (b) 20 kV, (c) 24 kV, (d) 28 kV (skorelowane z fazą napięcia zasilania)

Zarejestrowane zdarzenia wyładowań niezupełnych zostały skorelowane z fazą napięcia zasilania. Wraz ze wzrostem napięcia zauważalny jest wzrost ilości zdarzeń WNZ i wartości zarejestrowanych ładunków. Nieco większa jest intensywność WNZ w pierwszej, dodatniej połówce okresu napięcia zasilania, natomiast zdarzeniom w połówce ujemnej towarzyszy nieco większy, średni poziom ładunku. Analizując otrzymane wyniki w dziedzinie fazy, wyraźnie zauważalne są zwiększone aktywności WNZ w okolicach katów fazowych napięcia zasilania równych 25° , 60° i odpowiadającym im kątom w połówce ujemnej, tj. 205° i 240° . Warty odnotowania jest fakt, że obszary największej aktywności nie zależą od poziomu napięcia zasilania i są zbieżne w całym badanym zakresie napięć.

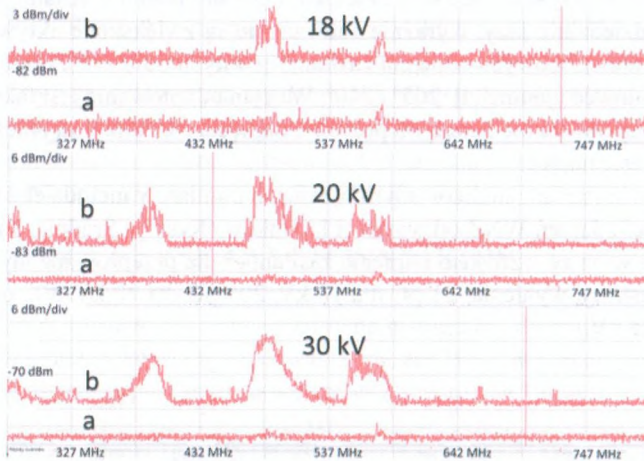
Kolejnym kryterium analizowanym w ramach pomiarów metodą elektryczną była zależność ilości zdarzeń WNZ od wartości ładunków (Rys. 7). Średnia wartość ładunków wzrastała wraz ze wzrostem napięcia zasilania i dla przeprowadzonych jednomiutowych rejestracji wyniosła: 21 pC dla 18 kV, 205 pC dla 20 kV, 302 pC dla 24 kV i 410 pC dla 28 kV.



Rys. 7. Zależność ilości zdarzeń WNZ w funkcji ładunku dla napięć: (a) 18 kV, (b) 20 kV, (c) 24 kV, (d) 28 kV.

Jedną z niewątpliwych zalet metody elektrycznej jest jej bardzo duża czułość pomiarowa, którą można zaobserwować na rys. 7. Widać wyraźnie, że dla poziomu napięcia względnego poniżej $0,5 U_p$ (tj. dla napięć 18 i 20 kV) odnotowano wyraźną aktywność zjawisk WNZ na poziomie już 4 pF, co w zasadzie znajduje się na poziomie tła. Zaobserwowane tendencje dla ładunków większych od ok. 10 pF są podobne dla zadanych poziomów napięć i relatywnie prawie nie zależą od poziomów tych napięć. Wraz ze wzrostem napięcia zasilania przebiegi ilości zdarzeń WNZ w funkcji wartości

ładunku stają się bardziej regularne, a największa ilość zdarzeń coraz mniej zależy od wartości napięcia i zawiera się między 20 a 30 pC. Odnotować należy, że dla badanego iskiernika dopiero dla napięć powyżej 28 kV wyraźnie zauważalne zaczynają być wyładowania na poziomie większym od 1 nC.



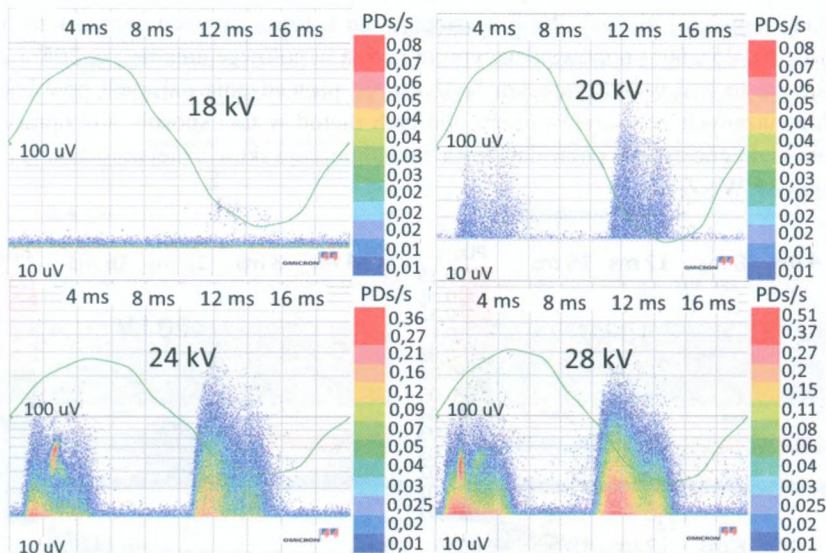
Rys. 8. Widmo UHF przy wybranych napięciach zasilania:
(a) szum tła; (b) widmo przy wyładowaniach

Punktem wyjścia do analiz badanego iskiernika metodą ultra wysokich częstotliwości UHF było znalezienie pasm o największej aktywności WNZ. W tym celu przeprowadzono przesiewowe pomiary całego zakresu pomiarowego pasma UHF dla wybranych poziomów napięć (rys. 8). Na przebiegach zarejestrowanych podczas wyładowań wyraźnie widoczne są trzy główne zakresy częstotliwości, w których aktywność jest największa – częstotliwości środkowe tych pasm zostały wybrane jako punkty pomiarowe dla metody UHF, są to częstotliwości: 385, 485 i 570 MHz.

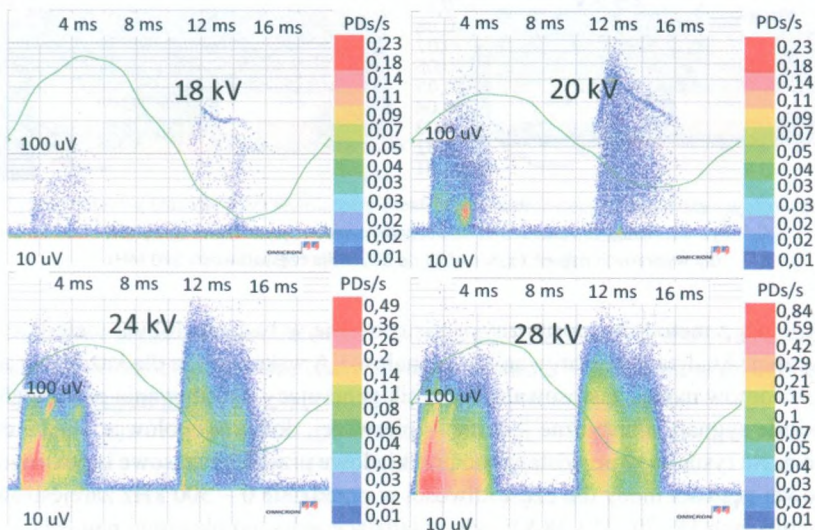
Podobnie jak w przypadku metody elektrycznej, głównym narzędziem analizy WNZ w metodzie UHF są histogramy reprezentujące wartości ładunku i częstość ich występowania skorelowane z fazą napięcia zasilania (rys. 9 – 11).

Jednakże w metodzie UHF informacja o wartościach ładunku przekazywana jest w sposób niejawni, jako wielkość proporcjonalna do napięcia UHF wyrażonego w μV . Wraz ze wzrostem napięcia zauważyć można wzrost ilości zdarzeń WNZ i wartości zarejestrowanych ładunków Q_{UHF} . Podobnie jak w metodzie elektrycznej, odnotowano większą intensywność WNZ w pierwszej, dodatniej połówce okresu napięcia zasilania, natomiast większy średni poziom ładunku cechuje zdarzenia w połówce ujemnej. Z kolei w odróżnieniu do metody elektrycznej, wzrost średnich wartości ładunków wraz ze wzrostem napięcia zasilania jest wyraźny jedynie w początkowym zakresie napięć pomiarowych, powyżej napięcia zapłonu ($65 \mu\text{V}$ dla 18 kV i $390 \mu\text{V}$ dla 20 kV). Dalsze

zwiększanie poziomu napięcia powoduje relatywnie niewielki wzrost średniej wartości ładunku UHF (do wartości ok. 450 i ok. 480 μV odpowiednio dla 24 i 28 kV).

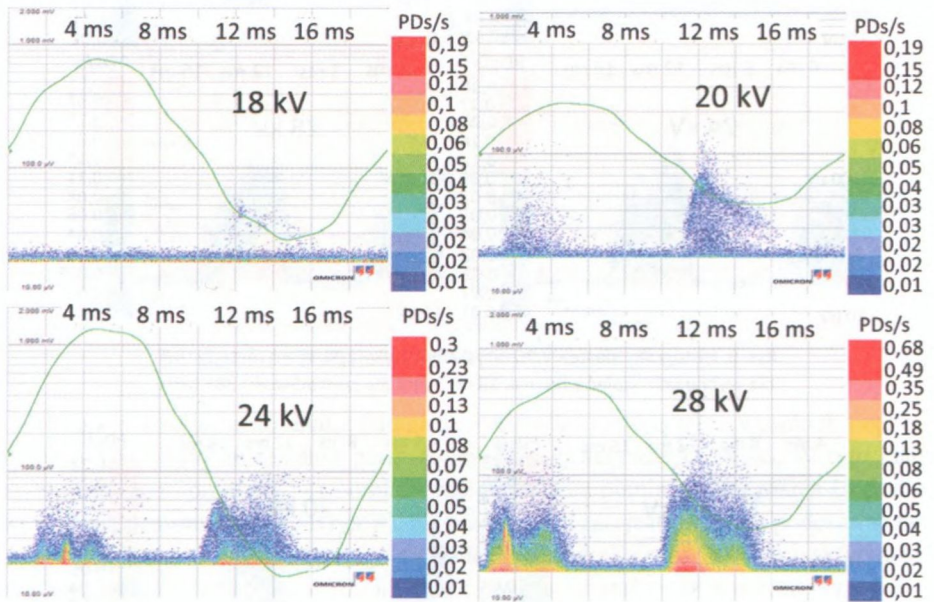


Rys. 9. Histogram zdarzeń WZN uzyskany z wykorzystaniem metody UHF dla wybranych napięć w zakresie 18 do 30 kV dla częstotliwości 385 MHz



Rys. 10. Histogram zdarzeń WZN uzyskany z wykorzystaniem metody UHF dla wybranych napięć w zakresie 18 do 30 kV dla częstotliwości 485 MHz

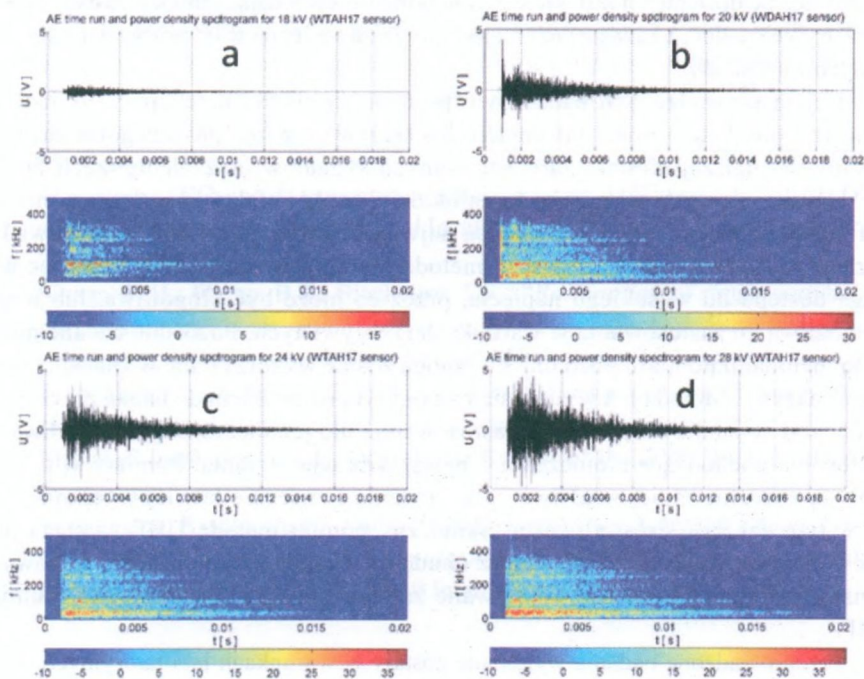
Niezwykle interesujące wydają się wyniki analizy otrzymanych przebiegów w dziedzinie fazy. Otóż zauważyć można zgodność występowania największej aktywności WNZ w pasmach UHF w podobnych punktach fazowych jak w metodzie elektrycznej. Najwięcej zjawisk WNZ występuje dla kątów fazowych napięcia zasilania równych ok. 25° , 60° i odpowiadającym im kątów w połówce ujemnej, tj. 205° i 240° . Wydaje się to być wystarczającym bodźcem do prowadzenia dalszych prac badawczych związanych ze skorelowaniem obu tych metod w taki sposób, aby opracować wskaźniki diagnostyczne pozwalające na dokładniejszą i skuteczniejszą detekcję i analizę zjawisk WNZ.



Rys. 11. Histogram zdarzeń WNZ uzyskany z wykorzystaniem metody UHF dla wybranych napięć z zakresu 18 do 30 kV dla częstotliwości 570 MHz

Kolejną z metod diagnostycznych zastosowaną w badaniach była metoda emisji akustycznej. Analiza zarejestrowanych sygnałów EA wskazuje, że dla każdego z zadanych poziomów napięć zastosowany iskiernik generujący wyładowania powierzchniowe emituje sygnały akustyczne jedynie w pierwszej, dodatniej połówce okresu cyklu zasilania. Na rysunku 12 przedstawiono przykładowe przebiegi czasowe i spektrogramy widmowej gęstości mocy dla częstotliwości w przedziale 0 – 500 kHz zarejestrowane przy napięciach 18, 20, 24 i 28 kV, odpowiadające jednemu okresowi napięcia zasilania (20 ms.). Maksymalna amplituda sygnałów EA zależy od napięcia zasilania układu i wzrasta wraz ze wzrostem napięcia – około 850 mV dla 18 kV, 1,4 V dla 20 kV, 3,2 V

dla 24 kV i 4,6 V dla napięcia 28 kV. Zwiększanie napięcia powoduje również zwiększenie częstości występowania sygnałów EA. Zawartość składowych częstotliwościowych w niewielkim stopniu zależy od wartości napięcia, a dominujący jest zakres od 20 kHz do około 350 kHz. Największe wartości maksymalne napięcia osiągają składowe o niższych częstotliwościach (do około 100 kHz), jednocześnie charakteryzują się one najdłuższym czasem trwania (nawet do ok. 18ms. dla wyższych poziomów napięć).



Rys.12. Przebieg czasowy i dwuwymiarowy spektrogram widmowej gęstości mocy sygnałów EA generowanych przez WNZ w czasie 20 ms przy napięciu: (a) 18 kV, (b) 20 kV, (c) 24 kV, (d) 28 kV

Składowe wyższych częstotliwości mają niewielki udział w analizowanym paśmie częstotliwości i znacznie krótsze czasy trwania (do około 5 ms dla niższych napięć i do 8 ms dla wyższych napięć).

2.5. PODSUMOWANIE

Detekcja wyładowań niezupełnych w izolacji olejowej jest obecnie jednym z podstawowych warunków zapewniających bezpieczną eksploatację takich kluczowych urządzeń energetycznych jak transformatory. Niezawodne, bezprzerwowe dostarczanie energii jest obecnie priorytetem zarówno dla odbiorców jak i dostawców energii. Współcześnie dostępnych jest wiele metod pomiarowych dających możliwość detekcji PD w trybie on-line, a każda z tych metod sprawdza się lepiej w od pozostałych w określonych warunkach.

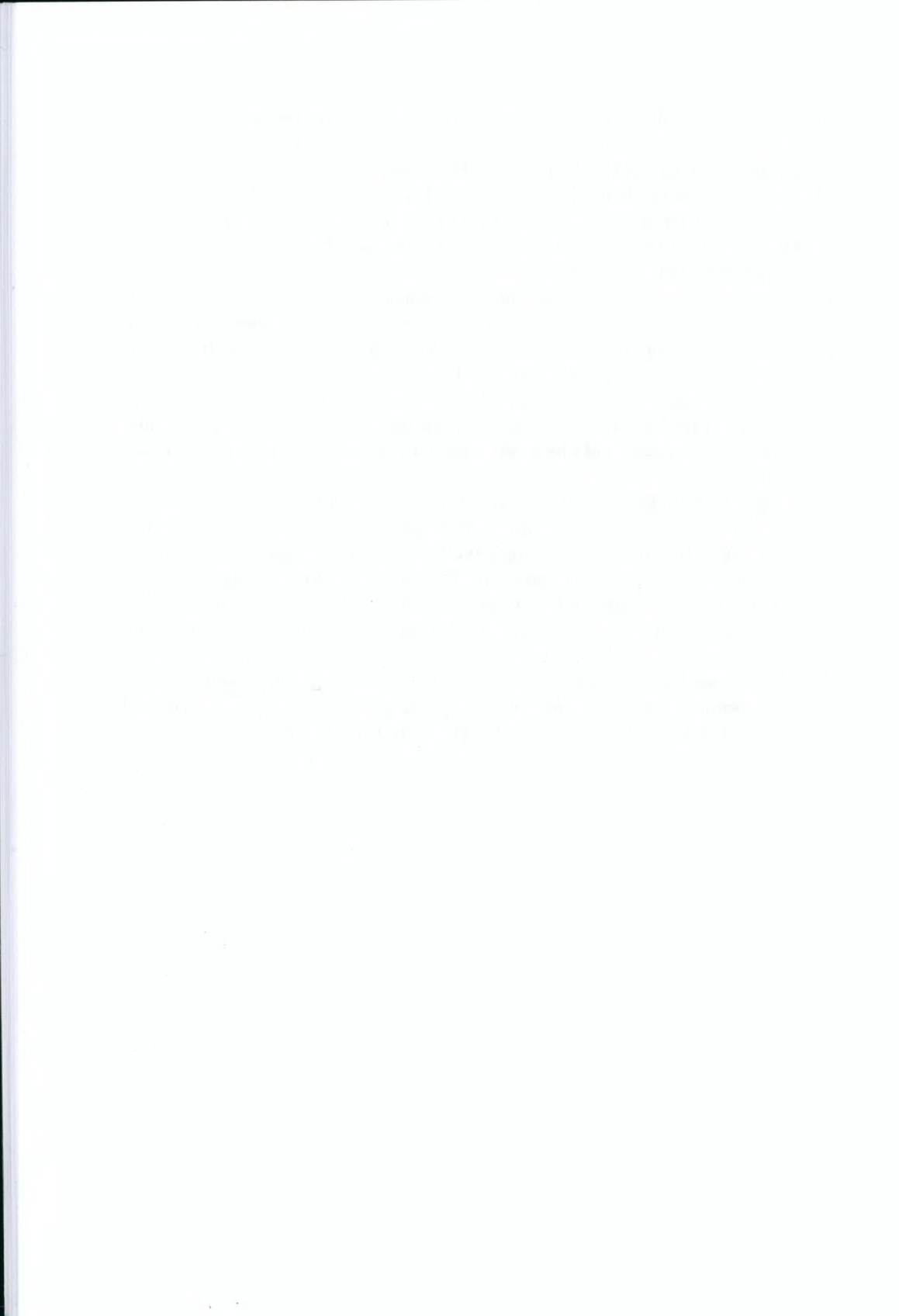
Celem prowadzonych badań było porównanie metod detekcji PD w izolacji olejowej, pod kątem ilości informacji dostarczanych przez poszczególne metody, możliwości dalszej obróbki zarejestrowanych sygnałów oraz identyfikacji źródeł PD. Uzyskane wyniki wskazują, że najbardziej czułą i efektywną zarazem metodą jest metoda elektryczna, dostarczająca najwięcej informacji o badanym zjawisku. Zaznaczyć należy jednak, że jest to metoda pomiaru bezpośredniego, a więc wymaga dostępu do wysokiego napięcia, przez co może być kłopotliwa, lub wręcz niemożliwa do zastosowania w warunkach rzeczywistych. Pozostałe badane metody są metodami pomiaru pośredniego i mogą zostać wykorzystane w znacznie szerszym zakresie. Metoda EA wydaje się być dobrym narzędziem do badań przesiewowych: jest stosunkowo prosta do zastosowania, ale jednocześnie jest wrażliwa na zakłócenia pochodzące z otoczenia – hałas, wibracje, drgania. Pomiary w paśmie UHF są znacznie mniej wrażliwe na zakłócenia i znacznie łatwiej wyeliminować tło w tym zakresie częstotliwości. Skuteczny pomiar metodą UHF wymaga jednak umieszczenia czujnika wewnątrz obudowy, bezpośrednio w oleju. W nowych transformatorach są obecnie montowane zawory umożliwiające montaż czujnika UHF.

Przeprowadzone badania wykonane zostały w warunkach laboratoryjnych, z zachowaniem określonych rygorów metrologicznych i mają charakter pogładowy. Stanowią one jednak podstawę do dalszych prac badawczych związanych z opracowaniem korelacyjnej metody detekcji i identyfikacji źródeł PD w izolacji olejowej, wykorzystującej wszystkie opisane w artykule metody.

LITERATURA

- [1] IEC 60270 "High voltage test techniques – Partial discharge measurement".
- [2] Beltle, M.; Muller, A.; Tenbohlen, S.: "Statistical analysis of online ultrahigh-frequency partial-discharge measurement of power transformers", Electrical Insulation Magazine, IEEE (Volume:28 , Issue: 6), Nov.-Dec. 2012.
- [3] Coenen, S.; Tenbohlen, S.: "Location of PD sources in power transformers by UHF and acoustic measurements", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation (Volume:19 , Issue: 6), December 2012.

- [4] Cleary, G.P.; Judd, M.D.: “*UHF and current pulse measurements of partial discharge activity in mineral oil*”, Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings - (Volume:153 , Issue: 2), 9 March 2006.
- [5] Jung, J.R.; Hwang, K.R. ; Kim, Y.M. ; Lyu, E.T.: “*Sensitivity verification and application of UHF sensor for partial discharge measurement in high voltage power transformer*”, Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2012 International Conference, Bali 23-27 Sept. 2012
- [6] Mirzaei, H.R.; Akbari, A.; Gockenbach, E.; Zanjani, M.: “*A novel method for ultra-high-frequency partial discharge localization in power transformers using the particle swarm optimization algorithm*”, Electrical Insulation Magazine, IEEE (Volume:29 , Issue: 2), March-April 2013.
- [7] Shusheng Zheng; Chengrong Li; Zhiguo Tang; Wenzhi Chang: “*Location of PDs inside transformer windings using UHF methods*”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, (Volume:21 , Issue: 1); February 2014.
- [8] Sinaga, H.H.; Phung, B.T.; Blackburn, T.R.: “*Recognition of single and multiple partial discharge sources in transformers based on ultra-high frequency signals*”, Generation, Transmission & Distribution, IET (Volume:8 , Issue: 1), Jan. 2014.
- [9] Tenbohlen, S.; Pfeffer, A.; Coenen, S.: “*On-site experiences with multi-terminal IEC PD measurements, UHF PD measurements and acoustic PD localization*”, Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium.
- [10] Shen Zhang; Xincui Zheng; Jinbin Zhang; Haijun Cao; Xiaoxing Zhang: “*Study of GIS Partial Discharge On-line Monitoring Using UHF Method*”, Electrical and Control Engineering (ICECE), 2010 International Conference.





3. ANALIZA STANU MECHANICZNEGO CZĘŚCI AKTYWNEJ TRANSFORMATORA 16 MVA ZA POMOCĄ METODY FRA+VM

3.1. WPROWADZENIE

Wśród wielu zagadnień diagnostycznych dotyczących transformatorów wyróżnić można badanie stanu mechanicznego ich części aktywnej. Konstrukcja części aktywnej transformatorów powinna być odporna na działanie wielu sił mechanicznych, szczególnie spowodowanych przez prądy zwarciove. Wytrzymałość konstrukcji zapewniona jest przez odpowiednie połączenie elementów, docisk pakietów rdzenia oraz prasowanie uzwojeń. Jednak wraz z upływem czasu mechaniczna spójność uzwojeń i rdzenia pogarsza się wskutek starzenia się izolacji i kumulujących się efektów wcześniejszych zdarzeń sieciowych lub mechanicznych (np. transport). W niektórych przypadkach ujawniają się błędy konstrukcyjne oraz niewystarczająca wytrzymałość na czynniki nieodbiegające znacząco od warunków nominalnych. Uzwojenie może zostać odkształcone przez siły poosiowe oraz promieniowe. Wczesne wykrycie deformacji umożliwi zapobiegnięcie poważnym awariom i zaplanowanie eksploatacji oraz remontów.

Do badania stanu mechanicznego części aktywnej autorzy zaproponowali wykorzystanie dwóch komplementarnych metod, opartych na różnych zależnościach fizycznych: metodę analizy odpowiedzi częstotliwościowej oraz pomiary wibroakustyczne [1].

Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej (FRA – z ang. *Frequency Response Analysis*) jest w stanie wykryć fizyczne przesunięcia fragmentów uzwojeń, które skutkują zmianami pojemności bądź indukcyjności własnych i wzajemnych [2]. Oznacza to, że nie jest w stanie wykryć np. poluzowanego uzwojenia, w skrajnym przypadku z wypadniętymi przekładkami, ale pozostającego w pierwotnym kształcie. Eksploatacja transformatora z takim uzwojeniem może zakończyć się poważną awarią przy pierwszym zdarzeniu sieciowym. Za to metoda wibroakustyczna (VM, z ang. *Vibroacoustic Method*) umożliwia detekcję poluzowanego rdzenia lub uzwojeń na podstawie wewnętrznych wibracji transformatora. Nie wykryje ona jednak odkształceń niezwią-

zanych z poluzowaniem uzwojenia. Obie metody dają więc wyniki uzupełniające się wzajemnie. Na obecnym etapie rozwoju metody VM istnieje wiele wariantów i modyfikacji metodyki pomiarowej oraz analizy wyników [3, 4], nie jest ona także znormalizowana w przypadku badań transformatorów. O ile żadna z obu wymienionych metod zastosowana pojedynczo nie daje stuprocentowej pewności w określeniu stanu technicznego transformatora, o tyle wspólna analiza wyników poprawia skuteczność oceny stanu technicznego części aktywnej transformatora. Każda z metod opiera się na analizie innych zjawisk fizycznych, co przy wspólnej analizie prowadzi do komplementarnych wniosków. W dalszej części pracy omówiono eksperyment w warunkach kontrolowanych deformacji wykorzystujący obie metody pomiarowe.

3.2. PODSTAWY METODY ANALIZY ODPOWIEDZI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ

Metoda FRA opiera się ona na zależności pomiędzy geometrycznym kształtem poszczególnych elementów części aktywnej, wpływającym na lokalne pojemności, indukcyjności, sprzężenia i rezystancje, a kształtem krzywej funkcji przejścia takiego układu. W odpowiedzi częstotliwościowej można zauważyć wiele rezonansów szeregowych i równoległych. Każda zmiana geometrii skutkuje zmianą częstotliwości lokalnych rezonansów oraz ich tłumienia widocznych na rejestrowanej krzywej. Poprzez porównanie wyników zarejestrowanych po wprowadzeniu deformacji do badanego układu z wynikami referencyjnymi, możliwe jest stwierdzenie zmian w geometrii, a w pewnych przypadkach dokładniejsza identyfikacja rodzaju, miejsca czy też skali deformacji.

Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej FRA wywodzi się z pomiarów metodą impulsu niskonapięciowego (z ang. *Low Voltage Impulse* – LVI). Metoda LVI opracowana została w Polsce przez Lecha i Tymińskiego [5] i dalej rozwijana przez innych badaczy [6, 7], a polega ona na rejestracji w dziedzinie czasu odpowiedzi uzwojenia na niskonapięciowy impuls. Następnym krokiem było przeliczenie wyników pomiarów LVI na dziedzinę częstotliwości za pomocą szybkiej transformaty Fouriera (FFT) [8]. Wyliczone wartości amplitudy odpowiedzi uzwojenia dzieliło się przez odpowiadające wartości podawanego sygnału otrzymując w ten sposób odpowiedź częstotliwościową uzwojenia. Takie podejście, oparte na pomiarze funkcji przejścia w dziedzinie czasu, stosowane jest przez niektórych producentów sprzętu pomiarowego do dziś i nosi miano metody impulsowego FRA (z ang. *Impulse Frequency Response Analysis*, IFRA). W odniesieniu do metody LVI z pomiarów IFRA uzyskuje się niezależną od kształtu impulsu napięciowego funkcję odpowiedzi uzwojeń, dzięki czemu wynik pomiaru zależy bardziej od obiektu badań, a nie od układu pomiarowego, co pozwala uzyskać większą powtarzalność metody w porównaniu do klasycznego pomiaru LVI i upraszcza interpretację wyników. W latach siedemdziesiątych XX wieku podjęto pierwsze próby pomiarów bezpośrednio w dziedzinie częstotliwości [9], a metodę tę nazwano SFRA (z ang. *Sweep Frequency Response Analysis*). Niskonapięciowy sygnał

sinusoidalnie zmienny podawany jest na jeden koniec uzwojenia, a na jego drugim końcu (lub uzwojeniu przeciwnej strony) rejestruje się amplitudę i kąt fazowy odpowiedzi w szerokim zakresie częstotliwości. Pomiar dokonywane są względem uziemionej kadzi i rdzenia transformatora. Takie podejście znacznie uprościło metodologię pomiarów i wpłynęło na większą powtarzalność wyników [10]. Obecnie obie metody – IFRA oraz SFRA – stosowane są w pomiarach przemysłowych. Ich wyniki mogą być wzajemnie porównywane przy spełnieniu odpowiednich wymogów stawianych urządzeniom pomiarowym, okablowaniu i procedurom przeliczania sygnału z dziedziny czasu na dziedzinę częstotliwości w przypadku metody impulsowej. Niemniej jednak zdecydowaną większość wyników zarejestrowanych w światowej praktyce przemysłowej stanowią pomiary SFRA (ponad 90%). W Polsce, według wiedzy autora, w ogóle nie wykonuje się obecnie przemysłowych pomiarów metodą IFRA. Metoda impulsowa może za to być wykorzystana przy pomiarach on-line, gdzie sygnałem wzbudzającym odpowiedź uzwojenia są przepięcia (piorunowe lub łączeniowe) [11]. W innym podejściu do tego zagadnienia [12] zaproponowano pomiar on-line realizowany pomiędzy zaciskiem pomiarowym fazowego izolatora przepustowego wysokiego napięcia, a wyprowadzeniem punktu neutralnego poprzez odpowiedni izolator. Jednak na obecnym etapie rozwoju metody FRA pomiary odpowiedzi częstotliwościowej on-line nie stanowią realnej alternatywy dla pomiarów standardowych na transformatorze odstawnym z eksploatacji.

W ostatnich latach usystematyzowano technikę pomiarową metody FRA, tematyki tej dotyczyło wiele publikacji [13, 14] i pracowało nad nią szereg komitetów naukowych publikujących raporty ze swoich prac, m.in. przy CIGRE [15]. W roku 2012 Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC) opublikowała normę międzynarodową (IEC 60076-18: *Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response*) [16].

Duży wpływ na prawidłową interpretację różnic w charakterystykach odpowiedzi częstotliwościowej ma układ połączeń transformatora, geometria jego uzwojeń oraz wykonane remonty i modernizacje części aktywnej. Nie bez znaczenia jest również doświadczenie diagnosty. W chwili obecnej w praktyce prawidłowa analiza wyników nie jest możliwa do przeprowadzenia przez osoby niemające wcześniejszego doświadczenia. Dlatego też obecnie główne kierunki rozwoju metody koncentrują się na opracowywaniu narzędzi pomagających w interpretacji wyników pomiarowych. Do porównania wyników stosuje się różne metody i algorytmy statystyczne i matematyczne [17, 18], wdraża się metody oparte na sztucznej inteligencji i sieciach neuronowych [19], bada się wpływ zmian w geometrii uzwojeń na rejestracje poprzez stosowanie komputerowych symulacji [20, 21] i wykonywanie kontrolowanych deformacji [22], bada się czynniki wpływające na powtarzalność wyników [13-23] oraz opracowuje metody modelowania transformatorów na potrzeby metody FRA [24, 25].

Pomiary odpowiedzi częstotliwościowej dokonywane są na określonej impedancji, najczęściej równej 50Ω , taką też wartość rekomenduje norma IEC. Do przekazy-

wania sygnałów z rejestratora na badany obiekt stosuje się przewody koncentryczne, o impedancji charakterystycznej dopasowanej do impedancji pomiarowej, aby uniknąć odbić sygnału i zminimalizować wpływ przewodów na mierzone wartości. Wyniki pomiarów metodą FRA prezentowane są zazwyczaj w postaci charakterystyk Bodego, gdzie amplituda obliczana jest jako skalarny stosunek sygnału mierzonego na wyjściu układu do sygnału podawanego na wejście i prezentowana w formie tłumienia (w dB). Z kolei przesunięcie fazowe odpowiedzi częstotliwościowej wynika z różnicy między tymi sygnałami i przedstawiana jest stopniach. Amplitudę przyjęło się oznaczać jako *FRA*, można więc zapisać następująco:

$$FRA(dB) = 20 \log \frac{U_2}{U_1}, \quad (1)$$

$$\varphi = \text{tg}^{-1}(\angle U_2 - \angle U_1). \quad (2)$$

Wyniki prezentuje się w funkcji częstotliwości w skali logarytmicznej (zazwyczaj) lub liniowej. Pierwsze podejście umożliwia analizę wyników dla wszystkich charakterystycznych zakresów, od niskich po wysokie częstotliwości. Prezentacja liniowa na osi częstotliwości ukazuje wyraźnie przebiegi w wysokich częstotliwościach, które są zazwyczaj obciążone największym błędem pomiarowym.

3.3. PODSTAWY METODY WIBROAKUSTYCZNEJ

W transformatorze występują siły elektrodynamiczne oraz spowodowane przez zjawisko magnetostrykcji. Powodują one mechaniczne wibracje uzwojeń oraz rdzenia, które przekazywane do kadzi są poprzez olej, a także bezpośrednio z rdzenia poprzez mocowanie części aktywnej. Poluzowanie uzwojeń lub pakietów rdzenia jest bezpośrednią przyczyną występowania harmonicznych w wyższych częstotliwościach rejestrowanych na powierzchni kadzi. Pomiar wibracji w stanie ustalonym bez obciążenia może dostarczyć informacji o stanie prasowania rdzenia [1, 26-27].

Wibracje rdzenia powodowane są zjawiskiem magnetostrykcji, czyli zmiany wymiarów geometrycznych materiału magnetycznego w polu magnetycznym. Pole to w rdzeniu otoczonym uzwojeniem zależy od przyłożonego do niego napięcia. Z kolei wibracje uzwojeń wynikają z sił elektrodynamicznych proporcjonalnych do kwadratu prądu przez nie płynącego [28]. Siły te są wprost proporcjonalne do przyspieszenia, więc i przyspieszenie będzie proporcjonalne do kwadratu prądu.

W rejestracjach wibroakustycznych wykonywanych po włączeniu transformatora wyróżnić można dwa zakresy częstotliwości, pierwszy to stabilizacja wibracji po udarze prądowym, a drugi powyżej tego czasu – stan ustalony. W stanie ustalonym biegu jałowego źródłem wibracji jest tylko rdzeń, przy założeniu, że prąd płynący przez uzwojenia jest niewielki. Przy stałej amplitudzie napięcia analiza wibracji w tym

zakresie umożliwia ocenę stanu mechanicznego samego rdzenia. W stanie nieustalonym zarejestrowany sygnał zawiera zarówno wibracje pochodzące od rdzenia, jak i od uzwojeń. Po załączeniu transformatora pojawia się znaczny prąd, zależny m.in. od konstrukcji transformatora, układu połączeń i odstępu uzwojenia magnesującego od rdzenia. W niektórych przypadkach prąd ten może przekraczać chwilowo wartości nominalne nawet ponad 10 razy.

3.3.1. POMIARY WIBRACJI W STANIE USTALONYM

Do autorskiej analizy wibracji rdzenia w stanie jałowym (stan ustalony) zaproponowano zależność opisującą znormalizowane zmiany względnej mocy wibracji w funkcji częstotliwości [1]:

$$P_r(f) = \frac{\int_{f_g}^f G(f) df}{\int_{f_{min}}^{f_{max}} G(f) df}, \quad (3)$$

gdzie: $G(f)$ – funkcja widmowej gęstości mocy drgań (sygnału przyspieszenia),
 $f_g = 2,5$ kHz, $f_{min} = 0$ Hz, $f_{max} = 25,6$ kHz.

Powyższa zależność umożliwia ocenę wibracji rdzenia w zakresie do 2,5 kHz, w którym powinny wystąpić wyższe harmoniczne w przypadku mechanicznych uszkodzeń rdzenia. Zmiany względnej mocy wibracji w funkcji częstotliwości $P_r(f)$ są uśredniane i normalizowane zgodnie z całkowitą mocą wibracji. Dla transformatora z rdzeniem w stanie idealnym współczynnik P_r powinien wynosić 1 dla $f \in <0\text{Hz}, 100\text{Hz}>$ i $P_r = 0$ dla $f > 100\text{Hz}$. Doświadczenia eksperymentalne przeprowadzone przez autorów opisywanej koncepcji pomiarów komplementarnych wykazały, że wyniki uzyskane dzięki wykorzystaniu powyższego wzoru umożliwiają analizę niezależną od miejsca zamocowania akcelerometrów

3.3.2. POMIARY WIBRACJI W STANIE NIEUSTALONYM

Po załączeniu transformatora na bieg jałowy pojawia się prąd magnesujący, który stabilizuje się w okresie 5-10 sekund i pośrednio powoduje wibracje kadzi. Są one powodowane zarówno przez uzwojenia, jak i rdzeń. Na potrzeby komplementarnej metody FRA+VM zaproponowano transformatę Hilberta, stosowaną w metrologii do określenia obwiedni sygnału modulowanego amplitudowo. Z definicji ciągła transformata Hilberta sygnału ciągłego w czasie $x(t)$ jest określona jako [1, 29]:

$$x_{im}(t) = H[x_{re}(t)] = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x_{re}(\tau)}{t - \tau} d\tau \quad (4)$$

Wartości uzyskane z powyższej zależności są rzeczywiste i zależą od czasu t . Mając dany rzeczywisty sygnał $x_{re}(t)$ i obliczony $x_{im}(t)$ możliwe jest stworzenie sygnału zespolonego, nazywanego sygnałem analitycznym:

$$x(t) = x_{re}(t) + j \cdot x_{im}(t) \quad (5)$$

W przypadku diagnostyki wibroakustycznej $x_{re}(t)$ jest sygnałem przyspieszenia drgań kadzi. Na potrzeby analizy założono, że amplitudę i czas oscylacji sygnału $a_r(t)$ – obwiedni sygnału analitycznego $x(t)$ – można użyć jako kryterium oceny stanu mechanicznego rdzenia i uzwojeń jednocześnie [1, 27].

3.4. POMIARY FRA+VM NA TRANSFORMATORZE 16 MVA

Metoda komplementarnych pomiarów FRA+VM opracowana została w oparciu o eksperyment przeprowadzony na małej jednostce 800 kVA [1]. Z jej pomocą wykonano analizy szeregu transformatorów pracujących w przemyśle. W niniejszej pracy przedstawiono wyniki jej weryfikacji na transformatorze typu TR – 16000/110, o napięciach 115/16,5 kV, mocy 16 MVA, wyprodukowanym w 1968 roku (Rys. 1).



Rys. 1. Transformator 110/15 kV, 16 MVA podczas badań

Transformator został przeznaczony do złomowania ze względu na wiek, zaś jego stan mechaniczny części aktywnej przed rozpoczęciem eksperymentu oceniony został na dobry. Wszystkie pomiary wibroakustyczne oraz rejestracje krzywych FRA realizowane były na transformatorze kompletnym, z częścią aktywną zanurzoną w oryginalnym oleju, ze skręconymi śrubami wieka. Na potrzeby wykonania deformacji część aktywną unoszono za pomocą dźwigu o nośności 90 ton.

Pomiary FRA na wstępie przeprowadzono dla wszystkich faz, zarówno po stronie górnej, dolnej, jak i dla układu międzyuzwojeniowego. W dalszej części eksperymentu mierzono odpowiedź tylko tej kolumny, w której wprowadzano deformacje.

Rejestracji wibroakustycznych dokonywano po załączeniu transformatora pod napięcie od strony 110 kV, na stacji w której transformator był zainstalowany, co możliwe były dzięki współpracy autorów z Oddziałem Dystrybucji Szczecin Enea Operator. Rejestrowano zarówno stan nieustalony przebiegu, jak i ustalony.

Deformacje polegały na luzowaniu prasowania rdzenia poprzez odkręcanie śrub prasujących górne jarzmo, oraz na luzowaniu prasowania uzwojeń poprzez wybicie klinów i przekładek spod szczęk dociskowych. Dodatkowo przed pomiarami z poluzowanymi uzwojeniami załączono kilkakrotnie transformator, aby „wstrząsnąć” częścią mechaniczną i spowodować jej naturalne rozprężenie.

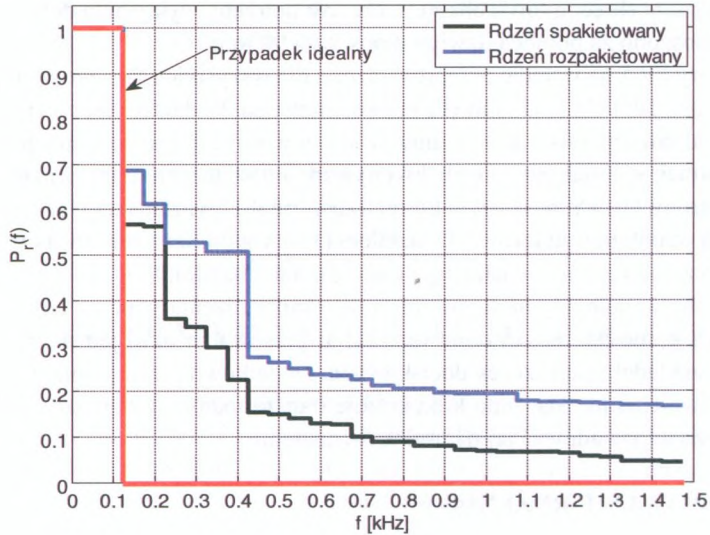
3.4.1. LUZOWANIE RDZENIA

W przypadku luzowania rdzenia wykonywano tylko rejestracje wibroakustyczne, gdyż taka deformacja nie skutkuje wystarczająco dużymi przesunięciami istotnych elementów w części aktywnej transformatora, by zmienić jej odpowiedź częstotliwościową. Na rysunku 2 przedstawiono widok na uniesioną część aktywną transformatora podczas luzowania prasowania jarzma rdzenia.



Rys. 2. Luzowanie prasowania rdzenia transformatora

Na rysunku 3 pokazano wyniki analizy sygnału drgań kadzi uzyskany z wykorzystaniem dyskretnej transformaty Fouriera, a dalej za pomocą wzoru (3.1) obliczono zmiany względnej mocy wibracji w funkcji częstotliwości.



Rys. 3. Zmiany względnej mocy drgań kadzi transformatora dla różnego stopnia rozpakietowania rdzenia

Na rysunku 3 pokazano trzy krzywe: dla przypadku transformatora idealnego (linia czerwona) oraz krzywe obliczone dla badanej jednostki przed (linia czarna) i po (linia niebieska) rozpakietowaniu górnego jarzma rdzenia. Analizując pokazane wykresy widać, że mechaniczna degradacja rdzenia prowadzi do zwiększenia mocy drgań w zakresie powyżej 100 Hz, a względna moc wibracji $P_r(f)$ stabilizuje się na poziomie ok. 0,2 wartości mocy maksymalnej (zakres od 0 Hz do 100 Hz). W przypadku rdzenia w stanie oryginalnym krzywa $P_r(f)$ asymptotycznie zdążała do wartości ok. 0,05 mocy maksymalnej. Zatem, mniejsza prędkość opadania $P_r(f)$ świadczy o rozwijających się uszkodzeniach rdzenia transformatora.

3.4.2. LUZOWANIE UZWOJEŃ

Dla poluzowanych uzwojeń przeprowadzono zarówno rejestrację FRA, jak i VM. Widok poluzowanych uzwojeń ukazano na rysunku 4. Luzowanie polegało na usunięciu elementów dociskowych na całym obwodzie uzwojenia badanej fazy. Dodatkowo przed pomiarami właściwymi kilkakrotnie załączono transformator, by udar prądowy spowodował rozprężenie uzwojenia ku górze.



Mój tata bada transformatory

...a OMICRON zapewnia mu najlepsze narzędzia do pracy

yczne badania transformatorów mogą wykonywane przy pomocy wielofunkcyjnego systemu **CPC 100**. Urządzenie pozwala na wykonanie pomiarów takich jak składnia i sprawdzenie grupy połączeń, rezystancja uzwojeń, impedancja zwarcia, współczynnik stratności tg delta izolacji oraz pojemność uzwojeń transformatora i izolatorów przepustowych, test po-

dobciążeniowego przełącznika zacze- pów poprzez pomiar rezystancji dynamicznej. Rozszerzenie systemu o **CP SB1** dodatkowo czyni CPC 100 jeszcze bardziej wygodnym a realizację pomiarów szybszą i bezpieczniejszą niż kiedykolwiek wcześniej. Dzięki CP SB1 konieczność przepinania przewodów pomiarowych w trakcie badań przechodzi do przeszłości.

MPD 600 jest precyzyjnym systemem pomiarowym służącym do detekcji, rejestracji i analizy wyladowań niezupełnych – pierwszych oznak defektów izolacji.

Odwiedź nas online i przekonaj się sam jakie rozwiązania OMICRON oferuje w dziedzinie diagnostyki transformatorów.


erative Power System
Testing Solutions



OMICRON



www.omicron.at | info@omicron.at



Insulating oil to keep your transformer going. Well into the future.

Billions of people around the world rely on your transformers to deliver power at the flick of a switch. No ifs, no buts and no excuses. Whatever your application, and wherever you're based, we're confident we can provide the transformer oil to keep you going – well into the future.

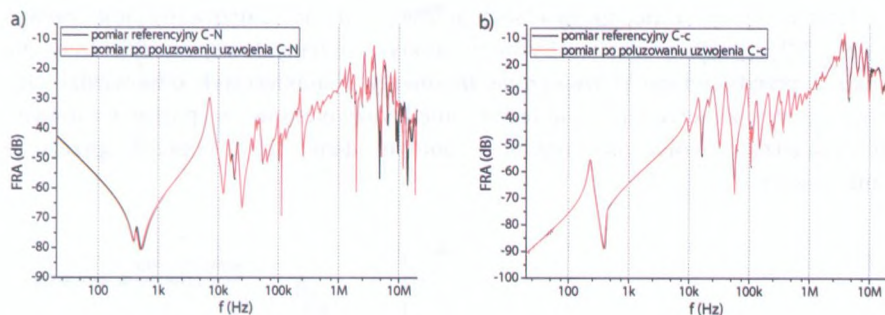
www.nynas.com

NYNAS



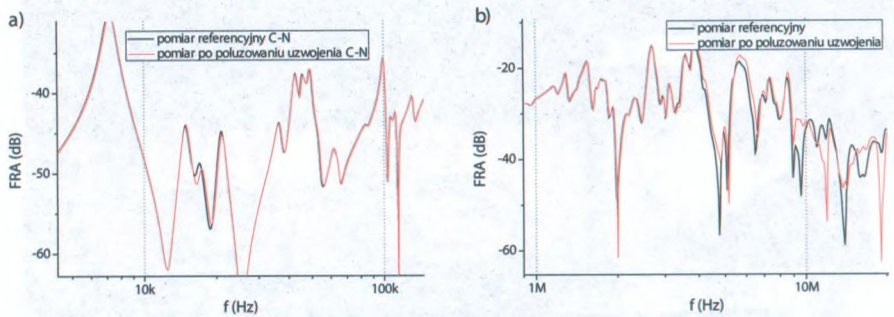
Rys. 4. Uzwojenie transformatora pozbawione elementów dociskowych

Na rysunku 5 przedstawiono krzywe odpowiedzi częstotliwościowej zmierzone w układzie pomiędzy końcami uzwojenia (end-to-end) oraz w układzie międzyuzwojeniowym.



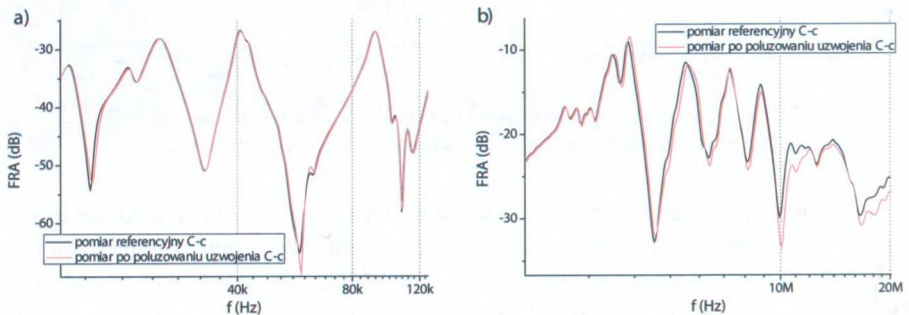
Rys. 5. Odpowiedź częstotliwościowa uzwojenia fazy C w układzie end-to-end (a) i międzyuzwojeniowym (b) – cały zakres częstotliwości pomiarowych

Przy prezentacji całego zakresu częstotliwości różnice pomiędzy charakterystykami są prawie niezauważalne, co wynika z faktu, iż samo rozprężenie uzwojeń nie jest dużej skali. Jedyne widoczne różnice są powyżej 1 MHz, dla układu end-to-end, lecz jest to zakres częstotliwości, na który wpływ mają głównie czynniki związane z metodologią pomiarową, układem wyprowadzeń i połączeń, więc nie można mieć pewności co jest przyczyną takich różnic. Na kolejnym rysunku zaprezentowano powiększone fragmenty krzywych zmierzonych dla układu end-to-end.



Rys. 6. Powiększone fragmenty odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia fazy C w układzie end-to-end

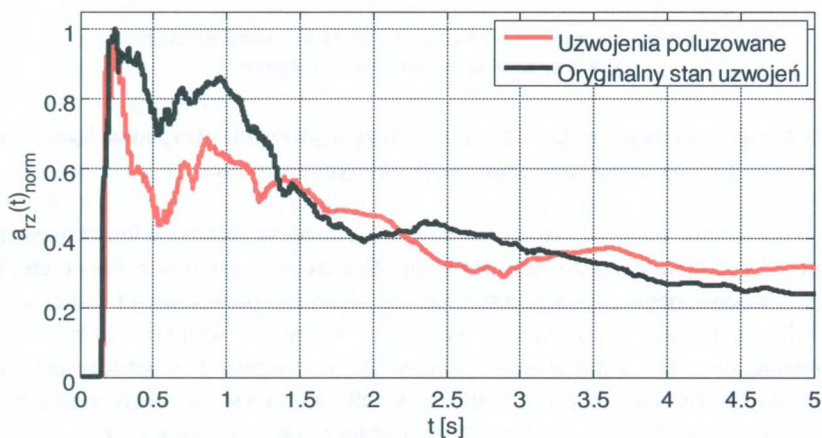
Na rysunku 6a zauważyć można różnice przebiegami przy częstotliwości ok. 10-20 kHz. Jest to ewidentny wpływ rozprężenia uzwojenia, zakres ten odpowiada za tzw. deformacje zgrubne. Co prawda zmiany te nie są duże, osiągają one maksymalnie 2-3 dB i w diagnostyce tylko metodą FRA pozostałyby zapewne zignorowane, jednak w połączeniu w metodą wibroakustyczną stanowią potwierdzenie istnienia określonego defektu w części aktywnej transformatora. Na rysunku 6b widać powiększony fragment zakresu wysokich częstotliwości z wyraźnymi zmianami od 5 do 20 MHz, lecz jak wspomniano, jest to zakres o dużej niepewności interpretacyjnej, a dodatkowo standardowy pomiar realizowany jest zazwyczaj do 2 MHz, więc obszar ten byłby w praktyce przemysłowej niezmierny. Na rysunku 7 przedstawiono powiększone fragmenty charakterystyk odpowiedzi częstotliwościowej zmierzonej w układzie międzyuzwojeniowym pojemnościowym, czyli pomiędzy uzwojeniem górnym a dolnym danej fazy, poprzez sprzężenie pojemnościowe.



Rys. 7. Powiększone fragmenty odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia fazy C w układzie międzyuzwojeniowym

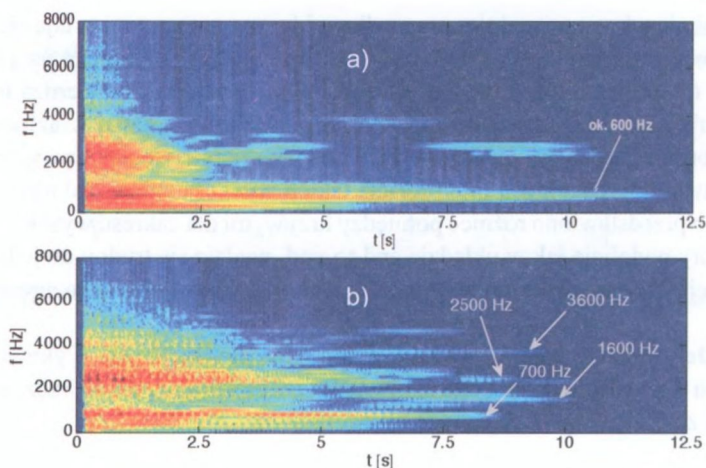
Podobnie jak w poprzednim przypadku widoczne zmiany pojawiają się około 10-20 kHz, lecz również ok. 65 kHz (Rys. 6a). Ta druga zmiana polega na zwiększeniu tłumienia rezonansu o ok. 5 dB, co jest już zmianą wyraźną. Potwierdza to więc doświadczenia autorów, że pomiary międzyuzwojeniowe są bardziej wrażliwe na większość deformacji. Niestety nie są one zalecane jako pomiar standardowy, więc wobec braku danych referencyjnych interpretacja takich wyników może być niemożliwa. Na rysunku 7b przedstawiono różnice pomiędzy krzywymi dla zakresu wysokich częstotliwości, który podobnie jak w układzie end-to-end, wydaje się trudny do jednoznacznej interpretacji, chociaż zapewne w tym przypadku wynika właśnie z rozprężenia uzwojenia.

Poniżej przedstawiono wyniki rejestracji wibroakustycznych. Wykresy pokazane na rysunku 8 przedstawiają przebiegi obwiedni przyspieszenia drgań kadzi w czasie do ok. 5 s od załączenia nieobciążonego transformatora.



Rys. 8. Charakterystyka stabilizacji przyspieszenia drgań kadzi transformatora

Analiza przebiegu krzywych dowodzi, że po poluzowaniu uzwojeń transformatora wzrosła amplituda oscylacji obwiedni przyspieszenia wibracji szczególnie w zakresie do 1,5 s. W stanie oryginalnym zmiany przyspieszenia do 1,0 s nie przekraczały 30% wartości maksymalnej. Poluzowanie uzwojeń spowodowało, iż w pierwszej sekundzie wahania amplitudy przyspieszenia przekraczają 50% wartości maksymalnej.



Rys. 9. Spektrogramy drgań kadzi transformatora z zastosowaniem metody SSM: (a) stan oryginalny, (b) poluzowane uzwojenia

Dla czasu przekraczającego 1,5 s w obu rozpatrywanych przypadkach następuje stabilizacja amplitudy drgań (obwiedni) na podobnym poziomie.

Wykorzystanie analizy czasowo-częstotliwościowej w analizie wibroakustycznej może umożliwić dokładniejsze wnioskowanie. Dodatkowo, jeżeli w procesie preprocessingu analizowanego sygnału zastosuje się algorytm odejmowania widmowego SSM [30], to diagnostyka znacząco zyskuje na „czytelności” wyników. W ogólności, zastosowanie metody odejmowania widmowego w diagnostyce wibroakustycznej transformatorów energetycznych stosuje się w celu zredukowania wpływu na pomiar zjawiska magnetostrykcji. Dzięki temu można znacząco poprawić jakość diagnozy dotyczącej stanu nieustalonego.

Na rysunku 9 pokazano spektrogramy sygnału drgań kadzi z zastosowaniem metody SSM dla badanego transformatora w stanie oryginalnym i po poluzowaniu uzwojeń.

Nie ulega wątpliwości, że widmo sygnału drgań jednostki transformatorowej z poluzowanym uzwojeniem jest znacznie „bogatsze” niż w stanie oryginalnym. Pierwotnie (stan oryginalny – rys. 9a) dominowała częstotliwość harmoniczna 600 Hz zanikając (ulegała stabilizacji) po ok. dwunastu sekundach. W przypadku poluzowanych uzwojeń dominujących harmonicznymi jest znacznie więcej, a czas stabilizacji drgań („wygasania” stanu nieustalonego) uległ skróceniu do ok 10 s.

W opisywanym przypadku obie metody okazały się skuteczne w diagnostyce poluzowanego uzwojenia. Ewidentne różnice zarejestrowane pomiarami wibroakustycznymi można zweryfikować za pomocą pomiaru FRA.

3.5. WNIOSKI

W pracy przedstawiono koncepcję komplementarnych pomiarów FRA i VM. Obie metody dedykowane są ocenie kondycji mechanicznej części aktywnej transformatora. Zaprezentowano nowe podejście do analizy wibroakustycznej, które nie jest oparte wprost na analizie widma amplitudowego sygnału drgań, ale wynika z oceny względnych zmian mocy wibracji kadzi w stanie ustalonym i analizy stabilizacji znormalizowanych drgań w stanie nieustalonym. Eksperyment przeprowadzono na rzeczywistym transformatorze 110/15 kV, 16 MVA, w warunkach kontrolowanych deformacji. Na podstawie przedstawionych wyników badań potwierdzono możliwość komplementarnego stosowania obu metod diagnostycznych.

LITERATURA

- [1] Kornatowski E., Banaszak Sz.: *Diagnostics of a Transformer's Active Part With Complementary FRA and VM Measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, Issue: 3, DOI 10.1109/TPWRD.2013.2289944, ISSN 0885-8977, p. 1398 – 1406, 2014
- [2] Banaszak Sz.: *Detekcja deformacji uzwojeń transformatorów metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej FRA*, X Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2010, Będlewo, czerwiec 2010, Przegląd Elektrotechniczny 11b'2010, ISSN 0033-2097, s. 174-177
- [3] Borucki S., *Time-frequency analysis of mechanical vibrations of the dry type power transformer core*, Acta Physica Polonica A, Volume: 120, Issue: 4, 2011, pp.: 571-574
- [4] Aschwanden T.H., Häsig M. et al., *Development and application of new condition assessment methods for power transformers*, Proc. Cigré 1998 Session Papers. Group Transformers, France, 1998
- [5] Lech W., Tymiński L., *Detecting transformer winding damage by the Low Voltage Impulse method*, Electrical Review, No. 21, vol. 179, 1966
- [6] Waters M., Stalewski A., Farr J.C., Whitaker J.D., *Short-Circuit Testing of Power Transformers and the Detection and Location of Damage*, CIGRE, Paper No. 12-05, 1968
- [7] Humbarad, L.E. Rogers, E.J. Gillies, D.A., *Instrumentation Techniques for Low Voltage Impulse Testing of Power Transformers*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems No. 3, 1972, pp. 1281-1293
- [8] Vaessen P.T.M., Hanique E., *A New Frequency Response Analysis Method For Power Transformers*, Transactions on Power Delivery, Vol. 7 No.1, January 1992
- [9] Dick E.P., Erven C.C., *Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 6, 1978, pp. 2144-2150

- [10] Tenbohlen S., Ryder S.A., *Making Frequency Response Analysis Measurements, a Comparison of the Swept Frequency and LV Impulse Methods*, XIII International Symposium on HV Engineering ISH, Netherlands, 2003
- [11] Wimmer R., Tenbohlen S., Feser K., *Online Monitoring of a transformer by means of FRA*, XVth International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, 2007, T7-524
- [12] Setayeshmehr A., Akbari A., Borsi H., Gockenbach E., Fofana I., *Winding Diagnostic by On-line Transfer Function Determination via Power Transformer Bushing Tap*, XVth International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, 2007, T7-536
- [13] Jayasinghe J.A.S.B., Wang Z.D., Jarman P.N., Darwin A.W., *Winding Movement in Power Transformers: A Comparison of FRA Measurement Connection Methods*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 13, No. 6; 2006, pp. 1342-1348
- [14] Satish L., Saravanakumar A., *Identification of Terminal Connection and System Function for Sensitive Frequency Response Measurement on Transformers*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 2, 2008, pp. 742-749
- [15] *Mechanical-Condition Assessment Of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)*, Raport of CIGRE Working Group A2.26, 2008
- [16] IEC 60076-18: *Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response*. Norma międzynarodowa IEC
- [17] Wimmer R., Tenbohlen S., Heindl M., Kraetge A., Krüger M., Christian J., *Development of algorithms to assess the FRA*, Proceedings of XV International Symposium on High Voltage Engineering ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007, Paper no. T7-523
- [18] Rahimpour E., Jabbari M., Tenbohlen S., *Mathematical Comparison Methods to Assess Transfer Functions of Transformers to Detect Different Types of Mechanical Faults*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, 2010, pp. 2544-2555
- [19] Velásquez Contreras J.L., *Intelligent Monitoring and Diagnosis of Power Transformers in the Context of an Asset Management Model*, Doctoral Thesis, Polytechnic University of Catalonia UPC, Barcelona, Spain 2012
- [20] Wang. Z.D., Li J., Sofian D.M., *Interpretation of Transformer FRA Responses-Part I: Influence of Winding Structure*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 2, 2009, pp. 703-709
- [21] Sofian D.M., Wang. Z.D., Li J., *Interpretation of Transformer FRA Responses - Part II: Influence of Transformer Structure*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, 2010, pp. 2582-2589
- [22] Banaszak Sz., Szrot M., *Pomiary odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora w warunkach kontrolowanej deformacji*, IX Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2008, Będlewo, czerwiec 2008, Przegląd Elektrotechniczny

10/2008, s. 128-131

- [23] Tenbohlen S., Wimmer R., Feser K., Kraetge A., Krüger M., Christian J., *The influence of connection and grounding technique on the repeatability of FRA-results*, XVth International Symposium on High Voltage Engineering ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007, Paper T7-522
- [24] Florkowski M., Furgal J., *Modelling of winding failures identification using the Frequency Response Analysis (FRA) method*, *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 79, No. 7, 2009, pp. 1069–1075
- [25] Bjerkan E., *High Frequency Modeling of Power Transformers. Stresses and Diagnostics*, Doctoral Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2005
- [26] Borucki S., Cichoń A., Subocz J., Kornatowski E., *The technical assessment of core and windings in a transient state of power transformer operation*, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, 11b'2010, s. 22-25
- [27] Banaszak Sz., Kornatowski E., *Transformer Windings Diagnostics with Combined Frequency Response Analysis and Vibroacoustic Methods*, chapter in *Advances in Intelligent Systems and Computing*, Vol 230, Intelligent Systems in Technical and Medical Diagnostics, Springer-Verlag, 2013, DOI 10.1007/978-3-642-39881-0, ISBN 978-3-642-39880-3
- [28] Winders J.J., "Power Transformers. Principles and Application", Marcel Dekker, Inc., New York, 2002
- [29] Bartoletti C., Desiderio M., Do Carlo D., Fazio G., *Vibro-acoustic techniques to diagnose power transformer*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, 2004, No 1, pp. 221-229
- [30] Kornatowski E.: *Cyfrowe przetwarzanie sygnałów wibroakustycznych w bezinwazyjnej diagnostyce transformatorów energetycznych*, Wydawnictwo ZUT w Szczecinie, Szczecin, 2014.





4. DIAGNOSTYKA IZOLACJI ROZDZIELNIC WYSOKIEGO NAPIĘCIA Z SF₆

4.1. WPROWADZENIE

Wysokonapięciowe rozdzielnice gazowe (GIS) zostały wprowadzone do użytkowania w połowie lat sześćdziesiątych ubiegłego stulecia, w chwili gwałtownego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w dynamicznie rozwijających się aglomeracjach miejskich. W 1965 roku, w Leithe w Niemczech, przeprowadzono w powietrznej rozdzielnicy 110 kV pierwsze próby pomontażowe pola rozdzielnego z izolacją gazową. W dwa lata później powstały już pierwsze, kompletne wysokonapięciowe rozdzielnice gazowe. Od 1971 roku, gaz SF₆ i jego mieszaniny z azotem znalazły zastosowanie jako izolacja długich, dochodzących do kilku kilometrów szynoprzewodów, zwanych też kablami lub liniami z SF₆ (GIL).

Ze względu na wytrzymałość dielektryczną SF₆ większą niż powietrza rozdzielnice gazowe mają małe rozmiary, ponad dwudziestokrotnie mniejszą objętość niż rozdzielnice tradycyjne, zwartą konstrukcję i oddzielne przedziały dla poszczególnych urządzeń łączeniowych, pomiarowych i odcinków szyn zbiorczych. Małe rozmiary pozwalają na lokalizację wysokonapięciowych rozdzielnic gazowych na piętrach lub w podziemiach budynków, na terenach o gęstej zabudowie lub w miejscach mających walory krajobrazowe lub zabytkowe (rozdzielnica gazowa jest niezauważalna, pozostaje w harmonii z otoczeniem, pracuje prawie bezgłośnie, nie wytwarza na zewnątrz pola elektromagnetycznego i jest bezpieczna dla personelu pod względem porażeniowym). Efekt zwarć doziemnych w rozdzielnicy jest ograniczony do jej jednego przedziału. Na jej pracę nie mają wpływu warunki środowiskowe i atmosferyczne, takie jak: zabrudzenia, wilgoć, zasolenie powietrza, zmiany temperatury i ciśnienia. Dzięki temu ograniczone mogą być okresowe przeglądy i konserwacje. Budowa rozdzielnicy gazowej wymaga jednak większych nakładów inwestycyjnych na prace budowlane i wyposażenie niż budowa rozdzielnicy tradycyjnej. Większe są też trudności przy jej rozbudowie. Prace konserwacyjno-remontowe muszą być wykonywane przez wytwórcę.

Niepodważalne zalety rozdzielnic gazowych powodują, że stają się one coraz bardziej powszechne na całym świecie. Z drugiej jednak strony, wykorzystanie konstrukcji o wysokim stopniu jednorodności pola elektrycznego oraz zastosowanie - jako czynni-

ka izolacyjnego - gazu SF₆ pod wysokim ciśnieniem czynią te rozwiązania wyjątkowo czułymi na potencjalne nieprawidłowości - defekty, które mogą pojawić się we wnętrzu rozdzielnicy podczas jej produkcji, montażu i eksploatacji. Mogą one prowadzić do lokalnych wzrostów natężenia pola elektrycznego, powodować obniżenie wytrzymałości elektrycznej izolacji (do niedopuszczalnie niskiego poziomu), wywoływać bardzo groźne awarie, długotrwałe wyłączenia i duże koszty naprawy. Aby zagwarantować wysoką niezawodność pracy rozdzielnicy, konieczne jest dokonywanie prób napięciowych i różnorodnych pomiarów diagnostycznych.

Konieczne więc stało się wyznaczenie takiej diagnostycznej wielkości pomiarowej, której wartość pozwalałaby na określenie stanu izolacji - poziomu wytrzymałości elektrycznej (zarówno w kontekście prób typu i wyrobu, jak i prób pomontażowych i eksploatacyjnej oceny [1, 2]). Zdaniem autora, wielkością taką powinna być intensywność wyładowań niezupełnych (wnz).

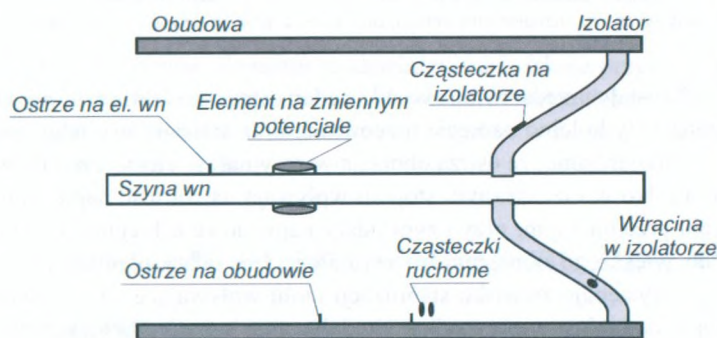
4.2. PRZYCZYNY AWARII W IZOLACJI ROZDZIELNIC

Proces produkcyjny rozdzielnicy gazowej wymaga szczególnie starannego przestrzegania norm kontroli jakości we wszystkich jego etapach. Dla wytrzymałości elektrycznej izolacji bardzo istotny jest sposób montażu elementów rozdzielnicy. W fabryce dokonuje się go w specjalnie do tego przeznaczonych, chronionych przed zanieczyszczeniami (pyłami) pomieszczeniach. Dąży się do prefabrykacji jak największych fragmentów rozdzielnicy, by ograniczyć do minimum prace montażowe w miejscu jej eksploatacji, gdzie utrzymanie czystości jest znacznie trudniejsze, a ryzyko wprowadzenia dodatkowych defektów dużo większe. Mimo jednak surowej kontroli jakości nie można uniknąć defektów, z których najbardziej typowe, wpływające na wytrzymałość elektryczną izolacji rozdzielnic, są wyszczególnione w tabelicy 1 oraz pokazane na rys. 1. Konsekwencją wymienionych defektów mogą być zwarcia doziemne prowadzące do awarii rozdzielnic.

Tabela 1. Typowe defekty w gazowej rozdzielnicy WN

Defekt	Lokalizacja i pochodzenie defektu
Ruchome przewodzące cząstki umieszczone na powierzchni obudowy	Przewodzące zanieczyszczenia dostające się do wnętrza rozdzielnicy w czasie transportu i montażu lub cząstki opadłe z ruchomych styków łączników w czasie ich pracy
Defekty na powierzchni elektrod	Uszkodzenia w czasie transportu, nierówności, zadry, ostrza na powierzchni elektrody wn lub na wewnętrznej stronie obudowy

Wadliwie zamocowane elementy rozdzielniczy	Błędy montażu, np. ruchome ekrany wyrównujące pole elektryczne lub wadliwie zamocowane izolatory
Defekty we wnętrzu izolatorów odstępnikowych	Pozostawione w procesie produkcyjnym, w żywicy epoksydowej, drobne wtrąciny gazowe i metaliczne
Defekty na powierzchni izolatorów odstępnikowych	Przewodzące cząstki osadzone na powierzchni izolatora siłami elektrostatycznego oddziaływania
Defekty wywołane zbyt dużą wilgotnością gazu	Niewłaściwy stan gazu użytego w czasie montażu

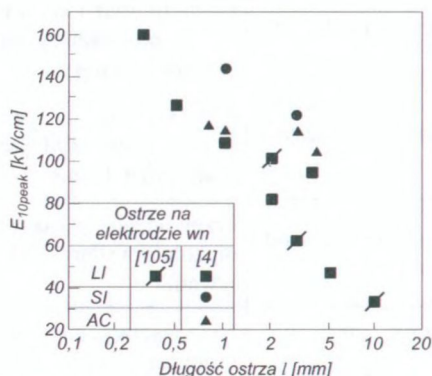


Rys. 1. Typowe defekty w gazowej rozdzielniczy WN

4.3. WYMIARY KRYTYCZNE TYPOWYCH DEFEKTÓW

Wyznaczenie defektu o parametrach krytycznych wymaga określenia najmniejszych jego wymiarów, przy których następuje obniżenie wytrzymałości elektrycznej izolacji do poziomu uznanego za minimalny przy próbach napięciowych rozdzielniczy po jej zmontowaniu w miejscu eksploatacji. Wymiary krytyczne muszą być odniesione do rodzaju napięcia probierczego i jego wartości [3].

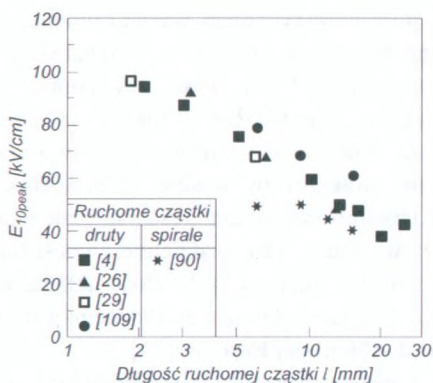
Rezultaty badań laboratoryjnych wskazują jednoznacznie, iż każde z napięć probierczych, przemienne lub udarowe, pozwala zidentyfikować przy przeskoku określony rodzaj defektu.



Rys. 2. Natężenia pola elektrycznego na szynie wn w funkcji długości ostrza na szynie, odpowiadające napięciu przeskoku przy napięciu przemiennym (AC), standardowych uderzeniach piorunowych (LI) oraz standardowych uderzeniach łączeniowych (SI)

Na rys. 2 zostały przedstawione wyniki badań ostrza na elektrodzie wn. Do układu doprowadzane były kolejno napięcie przemiennie oraz standardowe udary piorunowe i łączeniowe. Stwierdzono, że ostrza obniżają wytrzymałość elektryczną przy napięciu udarowym, a tylko w nieznacznym stopniu wpływają na wartość napięcia przeskoku przy napięciu przemiennym, przy czym udary napięciowe o biegunowości dodatniej prowadzą do większego obniżenia wytrzymałości niż udary ujemne. Przy napięciu przemiennym występuje zjawisko stabilizacji ulotu wpływające na wyrównanie pola elektrycznego, natomiast w przypadku oddziaływania napięć udarowych nie ma tego zjawiska, gdyż w krótkim czasie trwania udaru ładunek przestrzenny nie może zgromadzić się wokół ostrza. Krytyczna długość ostrza przy napięciu udarowym piorunowym o standardowym kształcie czoła i dodatniej biegunowości jest równa w przybliżeniu 1 mm.

W przypadku przewodzących cząstek ruchomych, nie zauważono wpływu napięć udarowych na możliwość wprowadzenia w ruch cząstki. Udar napięciowy, zarówno piorunowy, jak i łączeniowy o kształcie standardowym trwa zbyt krótko, aby mógł wprowadzić w ruch cząstki metalowe o długościach krytycznych i dłuższych. Próby wykonano przy napięciu przemiennym, a wyniki pokazano na rys. 3. Przy tym napięciu krytyczne są ruchome cząstki o długości 5 mm.



Rys. 3. Natężenia pola elektrycznego na szynie wn odpowiadające napięciu przeskoku przy napięciu przemiennym w funkcji długości ruchomej cząstki przewodzącej

Wadliwie zamocowane elementy rozdzielnic, takie jak na przykład ekrany wyrównujące pole, mogą nie mieć żadnego wpływu na wytrzymałość izolacji w czasie prób; mogą jednak, wywołując wyładowania elektryczne w gazie, prowadzić do jego rozkładu w długim okresie czasu.

4.4. METODY POMIARU WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH

4.4.1. OGÓLNY PODZIAŁ I CHARAKTERYSTYKA METOD

Po doprowadzeniu napięcia do rozdzielnic i po przekroczeniu wartości krytycznej pola elektrycznego w miejscu defektu dochodzi do jonizacji gazu i do zainicjowania wyładowań niezupełnych. Procesowi jonizacji towarzyszą różne zjawiska fizyczne i reakcje chemiczne, takie jak: wytworzenie fali akustycznej, emisja światła i rozkład gazu SF_6 . Zjawiskom tym można przyporządkować odpowiednie metody pomiarowe. W szczególności są to metody:

- elektryczna, standardowa oraz bardzo wysokiej częstotliwości (UHF);
- akustyczna;
- optyczna i chemiczna.

Wśród wymienionych metod można wyróżnić **metodę standardową**, opisaną w normie IEC 60270, opartą na pomiarach ładunku pozornego, wyrażonego w pC, oraz pozostałe niestandardowe metody pomiaru wnz, w których przy pomiarze i opracowaniu wyników badań bazuje się na doświadczeniu wykonującego próby i na zaleceniach znajdujących się w literaturze [4, 5]. Interpretacja uzyskanych danych pomiarowych wymaga identyfikacji defektu, jego lokalizacji i wyznaczenia na tej podstawie stopnia zagrożenia dla izolacji.

Metoda pomiaru pola elektrycznego wytworzonego przez wnz w zakresie UHF jest ogólnie uznaną metodą pomiaru wnz w rozdzielnicy z SF₆. Pierwsze prace wnoszące zdecydowany postęp do jej rozwoju i opisujące możliwości aplikacyjne metody pochodzą z końca lat osiemdziesiątych [6]. W pracach tych pokazano, iż wnz mogą być mierzone z dużą czułością, w zakresie częstotliwości około 1 GHz, prostymi sondami pojemnościowymi umieszczonymi we wnętrzu rozdzielnicy przy wzajemnym odstępach około 10 m. W chwili obecnej zainteresowanie metodą UHF jest coraz większe [7, 8, 9] i szybko też wzrasta liczba rozdzielnic wyposażonych w układ ciągłego monitorowania wnz tą metodą [10, 11, 12]. Czułość układu jest sprawdzana według zaleceń CIGRE [13], a kalibracja sond pola elektrycznego jest przeprowadzana według wytycznych National Grid w Wielkiej Brytanii [14].

Metoda akustyczna jest stosowana do kontroli jakości struktury materiałów w inżynierii materiałowej. W elektrotechnice jej zastosowanie jest ciągle jeszcze ograniczone, ale budzi coraz większe zainteresowanie [15,16]. Pierwsza zbiorcza praca podsumowująca rezultaty badań akustycznych w urządzeniach energetycznych (transformatrach i kondensatorach mocy) została opublikowana przez Harrolda w 1979 roku [17]. Do pomiaru wnz w rozdzielnicy z SF₆ metoda ta została zastosowana w późnych latach siedemdziesiątych. Wykorzystywano w niej sondy pracujące zarówno w zakresie ultradźwięków, jak i w zakresie słyszalnych częstotliwości. Szczególnie popularne w Ameryce Północnej było urządzenie firmy Hewlett Packard Model 4905A, które w latach osiemdziesiątych zostało zastąpione przez urządzenie Ultraprobe 2000 MPH (firmy UE Systems Inc.). W obu przypadkach operator oceniał poziom wnz oraz typ sygnału na podstawie odczucia słuchowego jego intensywności. Wymagało to dużego doświadczenia pomiarowego i oczywiście sprowadzało się jedynie do pomiarów jakościowych służących głównie do lokalizacji miejsca emisji wnz. Dopiero w latach dziewięćdziesiątych sygnał akustyczny poddano dokładnej analizie przy użyciu analogowych i cyfrowych analizatorów oraz pokuszono się o dokładną, ilościową analizę mierzonego sygnału [18, 19, 20]. Pozwoliło to na wyszczególnienie istotnych (dla identyfikacji defektów) parametrów sygnału oraz na dokonanie na tej podstawie wstępnych prób oszacowania zagrożenia dla wytrzymałości izolacji rozdzielnicy związanego z obecnością danego defektu [3].

Metoda optyczna nie oczekiwała się opracowania praktycznego układu. Zagadnieniom pomiaru intensywności światła emitowanego przez wnz w SF₆ poświęconych jest wiele publikacji, lecz żadna z nich nie opisuje układu optycznego pracującego w rzeczywistym układzie rozdzielnicy i przeznaczonego do ciągłego monitorowania wnz. Większość prac ograniczyła się do badań czysto laboratoryjnych, prostych układów o niewielkim odstępach elektrod [21, 22, 23]. Pozwoliło to jednak na wyznaczenie długości fali świetlnej towarzyszącej wnz w SF₆ (w przybliżeniu długość 500 nm) i na określenie optymalnych parametrów sond optycznych, przeznaczonych zarówno do pomiaru, jak i kontroli czułości układu optycznego.

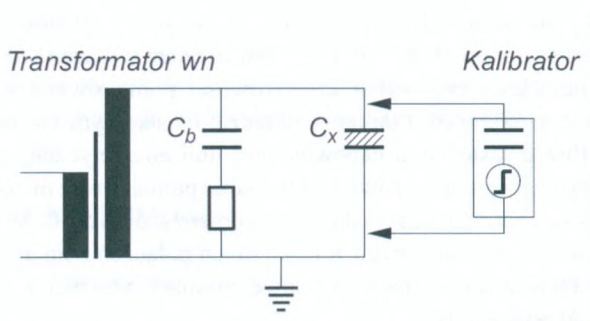
Metody chemiczne opierają się na pomiarze rozkładu gazu pod wpływem wyła-

dowań elektrycznych. Rozkład SF_6 był i jest przedmiotem licznych badań w okresie ostatnich 50 lat, tj. od chwili (1949 r.), kiedy gaz ten stał się produktem handlowym dostępnym w sprzedaży [24, 25, 26]. Reakcje chemiczne prowadzące do rozkładu oraz rodzaj produktów rozkładu są obecnie znane i potwierdzone badaniami laboratoryjnymi.

W dalszej części artykułu omawiane będą pomiary wyładowań niezupełnych trzema najbardziej rozpowszechnionymi metodami: standardową, UHF i akustyczną.

4.4.2. POMIARY METODĄ STANDARDOWĄ

Metoda standardowa, polega na wyznaczeniu ładunku pozornego, wyrażonego w pC, dopływającego do rozdzielnic z układu probierczego po przekroczeniu napięcia początkowego wnz. Wyładowania niezupełne powodują chwilowe obniżenie napięcia na badanym obiekcie, które w czasie bardzo krótkim zostaje wyrównane przez dopływ ładunku z pojemności sprzęgającej, umieszczonej równolegle do obiektu i naładowanej uprzednio do napięcia próby. Przepływ ładunku wyrównawczego w obwodzie daje spadek napięcia na impedancji pomiarowej, który jest rejestrowany przez układ pomiarowy. Pomiar poprzedzony jest kalibracją układu. Pozwala to więc na porównanie wyników pomiarów otrzymanych w różnych ośrodkach badawczych, tworzenie bazy danych, opartych na wynikach prób z uwzględnieniem ogólnych parametrów układu. Typowy schemat układu połączeń przy pomiarze wnz metodą standardową jest przedstawiony na rys. 4.



Rys. 4. Schemat układu połączeń przy pomiarze wnz metodą standardową:
 C_x - pojemność badanego obiektu, C_b - pojemność sprzęgająca

Poważnym mankamentem metody standardowej są zakłócenia wewnętrzne powstające w obwodzie probierczym oraz zakłócenia zewnętrzne powstające poza tym obwodem, które utrudniają lub najczęściej uniemożliwiają stosowanie tej metody w miejscu zainstalowania rozdzielnic. Zakłócenia wewnętrzne powstają w wysokonapięciowych przewodach doprowadzających, w pojemności sprzęgającej i w trans-

formatorze probierczym. Źródłem mogą też być wyładowania na stykach w obwodzie probierczym lub oscylacje mające miejsce w ekranach i uziemieniach. Zakłócenia zewnętrzne są najczęściej sprzężone z obwodem probierczym przez pole elektromagnetyczne lub przychodzą z sieci zasilającej do obwodu probierczego przez regulator napięcia i transformator probierczy. Ich źródłem są emisje radiofoniczne, elektromagnetyczne pola wytworzone przez linie przesyłowe lub urządzenia energetyczne znajdujące się pod napięciem.

W celu wyeliminowania zakłóceń wewnętrznych stosuje się transformator probierczy i pojemność sprzęgającą, wolne od wnz w zakresie stosowanych napięć probierczych, a jako przewody wysokonapięciowe stosuje się połączenia o średnicy dobranej do napięć probierczych. Pole elektryczne w miejscu doprowadzenia napięcia do przepustów rozdzielnic powinno być wyrównywane za pomocą specjalnych ekranów. Niezbędne jest właściwe uziemienie lub odpowiednie izolowanie przedmiotów metalowych znajdujących się w sąsiedztwie układu probierczego. Ograniczenie zakłóceń spowodowanych oscylacjami w obwodach zamykających się przez ziemię uzyskuje się uziemiacz obwód pomiarowy tylko w jednym punkcie. Należy pamiętać o konieczności stosowania jak najkrótszych połączeń, aby maksymalnie ograniczyć ich indukcyjność.

Znaczne zwiększenie czułości pomiaru jest możliwe wtedy, gdy pomiary wnz są przeprowadzane w obwodzie probierczym całkowicie ekranowanym, a więc gdy napięcie przemienne jest doprowadzane do rozdzielnic przy użyciu specjalnego transformatora probierczego o izolacji z SF₆, będącego dodatkowym elementem rozdzielnic bez zewnętrznych połączeń. Od strony zasilania istnieje możliwość redukcji zakłóceń przez stosowanie odpowiednich filtrów dających tłumienie sygnałów zakłóceńowych w paśmie częstotliwości od 10 do 250 kHz. Jest również wskazane użycie mierników pozwalających na selektywny wybór częstotliwości pomiarowych w paśmie o najmniejszym poziomie zakłóceń. Pomiar w układzie mostkowym nie ma praktycznego zastosowania. Bliskie sąsiedztwo napowietrznej linii energetycznej jest źródłem zakłóceń, które praktycznie uniemożliwiają dokonanie pomiaru wnz metodą standardową z wymaganym przez normę maksymalnym poziomem szumu 5 pC. W przypadku rozdzielnic wewnętrznych, pozbawionych zewnętrznych połączeń z liniami napowietrznymi, mających jedynie wyprowadzenia kablowe, pomiary wnz metodą standardową są często możliwe do wykonania.

W normie IEC 62271-203 ustalono maksymalną dopuszczalną wartość ładunku pozornego w rozdzielnic SF₆ na poziomie 10 pC. **Należy jednak wyraźnie zaznaczyć, że nie istnieje bezpośredni związek między wartością ładunku pozornego a rzeczywistym zagrożeniem izolacji rozdzielnic.** Świadczą o tym dane z tablicy 2, które wiążą wartości ładunku pozornego z krytycznymi wymiarami różnych defektów. Już wartości rzędu kilku pikokulombów mogą być groźne przy defektach nieruchomych, a z kolei wartości rzędu tysięcy pikokulombów, odpowiadające wnz wytwarzanym przez wadliwie zamocowane elementy rozdzielnic, mogą prowadzić do awarii

dopiero po dłuższym czasie. Zatem dopuszczalna wartość ładunku pozornego w rozdzielniczy powinna być wyznaczana w zależności od typu defektu.

Tabela 2. Wymiary krytyczne defektów i odpowiadające im wartości ładunku pozornego [73]

Typ defektu	Długość krytyczna ¹⁾	Wartość ładunku pozornego według [61]
Ruchomy - przewodzące cząstki	3 do 5 mm przy napięciu przemiennym	2-10 pC przy C_{pod} ²⁾
Nieruchomy - ostrze na elektrodzie wn	0.8 do 1 mm przy napięciu udarowym piorunowym	1-2 pC przy 80% napięcia przemiennego próby wn
Nieruchomy - ostrze na obudowie	Powyżej 10 mm	1-2 pC przy 80% napięcia przemiennego próby wn
Wadliwie zamocowany element rozdzielniczy		tysiące pC (defekty krytyczne po dłuższym czasie)
Metalowa cząstka na powierzchni izolatora	2 do 3 mm przy napięciu udarowym piorunowym	1-2 pC przy 80% napięcia przemiennego próby wn

¹⁾ Podane w tablicy długości krytyczne defektów odpowiadają typom defektów poddanym próbom w laboratorium i opisanych w [3].

²⁾ Napięcie podniesienia się cząstki (C_{pod}).

Defekty krytyczne muszą być wykryte i wyeliminowane. Pozostawione w rozdzielniczy mogą doprowadzić do utraty wytrzymałości elektrycznej izolacji rozdzielniczy i zwarcia doziemnego, co prowadzi do bardzo kosztownych awarii w systemie energetycznym.

4.4.3. POMIARY METODĄ UHF

Pomiaru pola elektrycznego w zakresie UHF dokonuje się za pomocą sond rozmieszczonych wewnątrz lub na zewnątrz obudowy rozdzielniczy, w różnych jej miejscach. Pomiar taki pozwala na określenie typu defektu i umożliwia jego lokalizację.

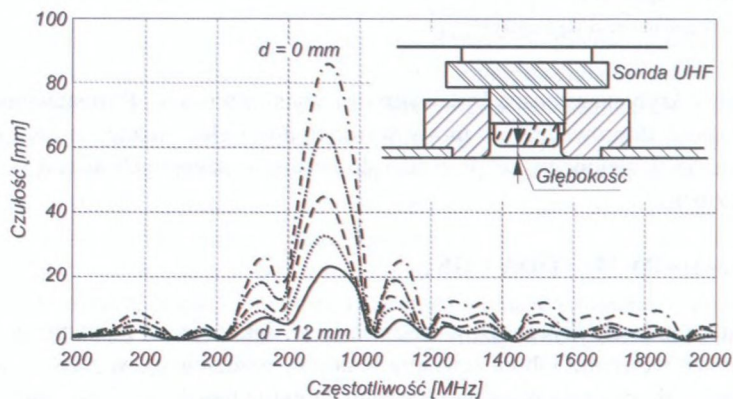
Istnieje kilka sposobów montażu sond. W większości przypadków, w celu uzyskania jak najlepszej czułości, sondy umieszcza się we wnętrzu rozdzielniczy. Ze względów praktycznych nie istnieje jednak możliwość budowy sondy w postaci koncentrycznej, otaczającej elektrodę wn, a jedynie jako płytki metalowej o danym promieniu, umieszczonej w polu elektrycznym rozdzielniczy i odizolowanej od jej uziemionej obudowy. Przy takim usytuowaniu sondy powstaje dzielnik pojemnościowy (C_1/C_2), w którym C_1 jest pojemnością sondy w stosunku do elektrody wn, a C_2 - jej pojemnością

w kierunku obudowy. Zależność między tymi dwoma pojemnościami wykorzystuje się do pomiaru pola elektrycznego.

Sondy mogą być również usytuowane na szklanych wizjerach przeznaczonych do kontroli stanu styków w odłącznikach lub na dielektrycznej krawędzi izolatora odstępnikowego. Jest to wyjątkowo korzystne przy instalowaniu układu w rozdzielnicy już znajdującej się w eksploatacji. Wykorzystując dostępne miejsca na zewnętrznej obudowie rozdzielnicy, obniża się koszt instalacji układu oraz redukuje się do minimum liczbę przedziałów rozdzielnicy, które należy zdemontować, co z kolei zmniejsza ryzyko wprowadzenia nowych defektów do wnętrza rozdzielnicy.

Sprawdzenie czułości samej sondy sprowadza się do pomiaru jej odpowiedzi w przedziale częstotliwości od 200 do 2000 MHz. W tym celu sonda jest umieszczana w komorze TEM (ang. *transverse electromagnetic*), w takiej samej konfiguracji przestrzennej jak w rzeczywistym układzie rozdzielnicy [70]. Następnie poddawana jest ona działaniu jednorodnego pola elektrycznego o określonej wartości. Czułość sondy jest mierzona jako stosunek napięcia wytwarzanego na jej zaciskach w stosunku do wartości pola elektrycznego w jej otoczeniu i jest określona w $V/(Vmm^{-1})$.

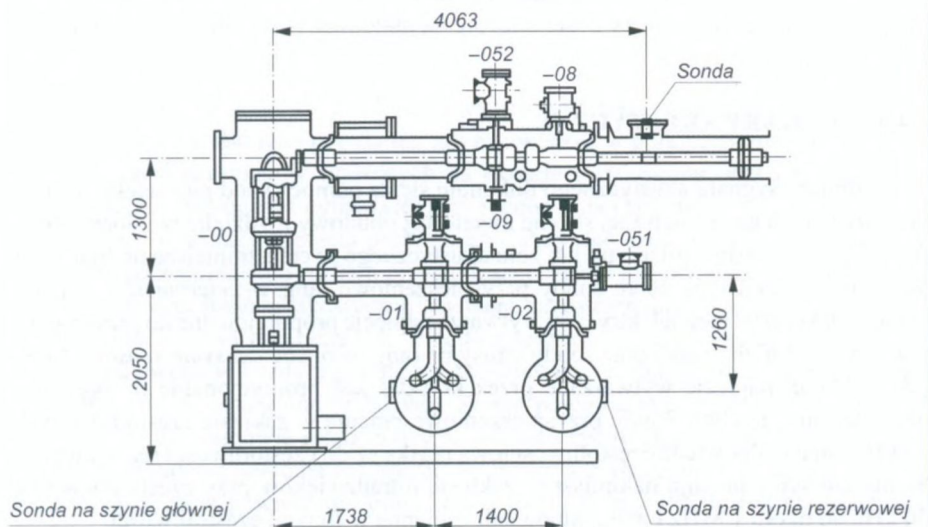
Na rys. 5 została przedstawiona przykładowa odpowiedź częstotliwościowa sondy (konstrukcji Nuova Magrini Galileo) w funkcji odległości d od wewnętrznej ściany obudowy rozdzielnicy. Przy odległości d większej niż 6 mm nie spełnione są wymagania co do minimalnej czułości sondy.



Rys. 5. Odpowiedź częstotliwościowa sondy UHF

Dysponując sondami o wymaganej czułości, dokonuje się ich rozmieszczenia w rozdzielnicy, biorąc pod uwagę: tłumienie fali elektrycznej powodowane skończoną przewodnością szyny wn (zjawisko naskórkowości), odbicie fali w punktach nieciągłości rozdzielnicy (w miejscach zmiany średnicy obudowy) oraz na krańcach szyny, podział sygnału w miejscach rozgałęzienia szyn wn.

Średnie tłumienie sygnału spowodowane skończoną przewodnością szyny i obudowy jest niewielkie i wynosi średnio ok. 2 dB/km długości szyny wn. Znacznie większe jest obniżenie wartości sygnału po przejściu przez izolator odstępnikowy (średnio od 2.5 do 3 dB) oraz przy przejściu sygnału przez punkt nieciągłości na obudowie (ok. 0.8 dB). Narzuca to konieczność instalowania sond w rozdzielnicach w odstępach nie większych niż 15 m. Przykładowe ich rozmieszczenie w rozdzielnicach na napięcie 300 kV przedstawione jest na rys. 6 [12]. Sondy zostały umieszczone na szynie zasilającej (głównej i rezerwowej) rozdzielnic oraz na długich wyprowadzeniach szyn w kierunku połączeń z liniami przesyłowymi.



Rys. 6. Rozmieszczenie sond UHF w rozdzielnicach na napięcie 300 kV

W układzie tym przestrzegano procedury CIGRE [13], by wykryć defekty dające ładunek pozorny o wartości co najmniej 5 pC. Wartość 5 pC została przyjęta arbitralnie i stanowi kompromis między koniecznością zachowania jak najwyższej czułości pomiarowej wzn a trudnościami w jej osiągnięciu w warunkach polowych.

W miejscu eksploatacji rozdzielnic, przed przystąpieniem do budowy układu UHF, jest wskazany pomiar zakłóceń elektromagnetycznych obecnych w przestrzeni otaczającej rozdzielnicę. Pomiar w zakresie częstotliwości do 2 GHz jest narażony na działanie zakłóceń elektromagnetycznych, których źródłem mogą być:

- urządzenia stacji elektroenergetycznych, w pewnych przypadkach można obserwować istotne zakłócenia w zakresie częstotliwości do 100 MHz;
- ulot na połączeniach wysokiego napięcia, widoczny czasami w widmie sygnału aż do 500 MHz;

- radiowe stacje nadawcze (częstotliwości zakłóceń w zakresie od 60 do 120 MHz);
- telewizyjne stacje nadawcze (częstotliwości zakłóceń do 800 MHz);
- telefonia komórkowa (częstotliwości pracy do 1800 MHz);
- urządzenia radarowe np. w sąsiedztwie lotnisk (zakłócenia do 1400 MHz).

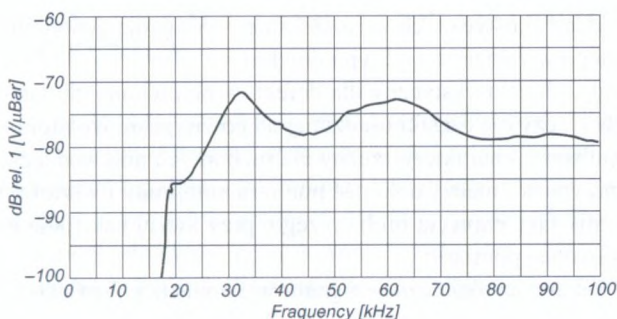
Zakłócenia te najczęściej dostają się do wnętrza rozdzielnic przez przepusty wysokonapięciowe stanowiące połączenie rozdzielnic z liniami wysokiego napięcia. Po wnikięciu do wnętrza rozdzielnic następuje propagacja zakłóceń, które oczywiście podlegają tłumieniu, ale mogą uniemożliwić osiągnięcie wysokiej czułości sond najbliższych położonych w stosunku do przepustu. W tym przypadku wskazane jest ograniczenie zakresu częstotliwości pomiarowych. Wnikanie zakłóceń może mieć również miejsce przez szklane wizjery obserwacyjne na obudowie rozdzielnic oraz przez izolatory odstępnikowe.

4.4.4. POMIARY AKUSTYCZNE

Pomiaru sygnału akustycznego dokonuje się za pomocą sond piezoelektrycznych umieszczanych na zewnętrznej stronie metalowej obudowy rozdzielnic i dociskanych do niej przez warstwę gliceryny lub żelu akustycznego w celu zmniejszenia tłumienia. W użyciu są dwa typy sond: sondy przyspieszeniowe (ang. *accelerometers* - ACC), w których kryształ piezoelektryczny wytwarza napięcie proporcjonalne do przyspieszenia powierzchni drgającej oraz sondy emisyjne (ang. *acoustic emission sensor* - AES), gdzie z kolei napięcie wytwarzane przez kryształ jest proporcjonalne do prędkości drgań tej powierzchni. Sondy przyspieszeniowe pracują w zakresie częstotliwości do 50 kHz i mają odpowiedź częstotliwościową płaską aż do częstotliwości rezonansowej. Sondy emisyjne pracują natomiast w zakresie ultradźwięków przy częstotliwości od 30 kHz do około 1 MHz i mają odpowiedź zmienną w funkcji częstotliwości.

Czułość sondy określa się jako stosunek mierzonego napięcia na jej wyjściu do ciśnienia oddziałującego na powierzchnię pomiarową sondy. Jako podstawowy poziom czułości przyjmuje się na ogół 1 V/0.1 Pa (1 V/ μ bar), a sondy są cechowane w decybelach odniesionych do tego poziomu. Kalibracja sond akustycznych przyspieszeniowych i emisyjnych (normy ISO 5347-3, ASTM E976, ASTM E1106), wykonywana jest przez wytwórcę i nie ma możliwości jej dokonywania przed każdorazowym pomiarem w laboratorium czy w miejscu eksploatacji rozdzielnic.

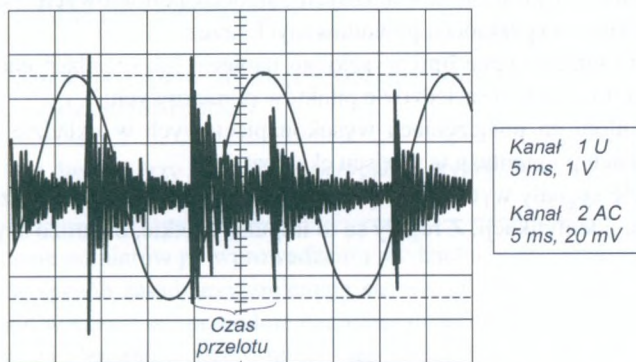
Największą czułość pomiarową stwierdzono wśród sond pracujących w zakresie mniejszym niż 150 kHz. Najczulsza okazała się sonda D9241A firmy Physical Acoustic Corporation (PAC). Przykładowy certyfikat kalibracji tej sondy jest przedstawiony na rys. 7. Wysoka czułość została również osiągnięta w przypadku sondy ACC, pracującej w zakresie częstotliwości pomiarowych do około 15 kHz. Ze względu jednak na znaczny wpływ zewnętrznych zakłóceń, przy tym zakresie częstotliwości, sonda ta jest jedynie wykorzystywana w wyjątkowych sytuacjach do rejestracji wibracji mechanicznych o niskich częstotliwościach.



Rys. 7. Odpowiedź częstotliwościowa sondy emisyjnej

Sygnał akustyczny może być rejestrowany jako przebieg czasowy lub częstotliwościowy. Bardziej popularna, gdyż łatwiejsza w praktycznym zastosowaniu, jest obserwacja przebiegów czasowych na ekranie oscyloskopu oraz ich rejestracja przetwornikami analogowo-cyfrowymi przy jednoczesnej akumulacji sygnału w czasie i w odniesieniu do fazy napięcia probierczego. Przykład czasowej rejestracji sygnału akustycznego wywołanego ruchem przewodzącej cząstki jest przedstawiony na rys. 8.

Pomiar wnz metodą akustyczną wymaga przestrzegania określonej procedury postępowania i zasad praktycznych. Przede wszystkim punkty pomiarowe powinny być zlokalizowane w każdym przedziale rozdzielnicy, tj. między dwoma izolatorami oddzielającymi poszczególne przedziały. Sonda powinna być mocowana w punkcie pomiarowym na obudowie rozdzielnicy za pomocą taśmy elastycznej. Między sondą a metalową obudową powinna znajdować się cienka warstwa żeluz akustycznego w celu lepszego sprzężenia powierzchni pomiarowej sondy z często nierówną powierzchnią obudowy. Poprawna praca sondy (jej właściwe zamocowanie) powinno być potwierdzone prawidłowym sygnałem, obserwowanym przy delikatnym potarciu palcem powierzchni obudowy w bezpośrednim sąsiedztwie sondy.



Rys. 8. Przebieg czasowy sygnału akustycznego wywołanego ruchem przewodzącej cząstki

Przy pomiarach akustycznych w rozdzielnicy występują generalnie dwa typy sygnału akustycznego w zależności od typu defektu:

- sygnał ciągły, charakterystyczny dla defektów nieruchomych, takich jak nierówności elektrod, czy dla cząstki osadzonej na powierzchni izolatora;
- sygnał impulsowy, charakterystyczny dla ruchomych przewodzących cząstek.

W pierwszym przypadku należy dokonać pomiaru amplitudy i wartości skutecznej sygnału oraz określić fazę napięcia probierczego, przy której następuje emisja sygnału.

W drugim zaś dokonać pomiaru:

- amplitudy i wartości skutecznej sygnału w korelacji z fazą napięcia probierczego;
- czasu przelotu cząstki, w ms, który upływa między kolejnymi uderzeniami cząstki o powierzchnię;
- napięcia uniesienia (U_{pod}) i opadnięcia cząstki (U_{opac}).

Pomiaru napięć U_{pod} i U_{opac} dokonuje się przy zwiększaniu i obniżaniu napięcia, obserwując chwilę, w której cząstka przechodzi do pozycji pionowej i rozpoczyna swój ruch oraz chwilę, w której cząstka zostaje ponownie unieruchomiona na powierzchni obudowy.

Zarówno przy podnoszeniu się, jak i przy ponownym unieruchomieniu cząstki sygnał akustyczny jest bogaty w oscylacje. Ich częstotliwość, a zatem i stromość, jest zależna od położenia sondy względem defektu oraz względem miejsc odbicia sygnału, jakimi są izolatory wsporcze i zakończenia szyn zbiorczych. Przykład sygnału bogatego w oscylacje, trwające do kilkunastu milisekund, jest przedstawiony na rys. 8. Zaznaczono na nim pierwszy impuls akustyczny, dochodzący bezpośrednio do czujnika pomiarowego od miejsca wnz i dający prawdziwe informacje o intensywności wnz oraz szereg następujących po nim oscylacji o amplitudzie większej niż amplituda początkowego impulsu, wywołanych odbiciem sygnału akustycznego od znajdującego się w pobliżu izolatora.

W większości przypadków pomiary akustyczne nie natrafiają na trudności aplikacyjne związane z wpływem zewnętrznych zakłóceń pomiarowych. Należy jednak liczyć się z możliwością zakłóceń powodowanych przez:

- pole elektromagnetyczne linii wysokiego napięcia lub urządzeń energetycznych pracujących w bliskim sąsiedztwie punktów pomiarowych;
- zjawisko ulotu na połączeniach wysokonapięciowych w układzie probierczym (przy próbach po montażu w miejscu eksploatacji).

Akustyczne sygnały wytwarzane przez zakłócenia elektromagnetyczne są jednak bardzo łatwe do identyfikacji. Z reguły są to impulsy krótkie, o bardzo szybkim czasie narastania.

4.5. DIAGNOSTYKA W CZASIE EKSPLOATACJI ROZDZIELNICY

Zasadą jest, że do eksploatacji wprowadza się rozdzielnicę dokładnie sprawdzoną w czasie prób pomontażowych i wolną od wyłączeń niepełnych. Wykonanie pomontażowych badań zgodnie z zaproponowaną procedurą, nie gwarantuje jednak wykrycia wszystkich potencjalnie groźnych defektów w izolacji. Dodatkowo, istnieje możliwość wystąpienia defektów powodowanych zużyciem elementów rozdzielnic. Dlatego też niezbędne są badania diagnostyczne rozdzielnic w eksploatacji.

Rozdzielnice najwyższych napięć (począwszy od 420 kV), usytuowane w strategicznych punktach systemu energetycznego, wymagają ciągłego monitorowania poziomu wyłączeń niepełnych, przy czym priorytet ma tu metoda UHF. Pozostałe rozdzielnice powinny być poddawane okresowej kontroli przy zastosowaniu metody UHF lub akustycznej.

W rozdzielnicach z układem ciągłego monitorowania wnz, każde pojawienie się sygnału wnz powinno być natychmiast przeanalizowane. Należy dokonać identyfikacji defektu, oceny zagrożenia dla izolacji rozdzielnic i na tej podstawie podejmować decyzje co do eliminacji lub pozostawienia w niej defektu. W rozdzielnicach nie wyposażonych w taki układ należy okresowo sprawdzać stan izolacji jedną (wybraną) metodą diagnostyczną. Na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych postuluje się, by pomiary diagnostyczne odbywały się z podaną w tabeli 3 częstością.

Tabela 4. Zalecana częstość okresowych pomiarów wnz

L.p.	Częstość pomiarów	Fragmenty rozdzielnic objęte diagnostyką
1	Tuż po wprowadzeniu do eksploatacji	cała rozdzielnica
2	Pod koniec okresu gwarancyjnego	cała rozdzielnica
3	Co dwa lata użytkowania	cała rozdzielnica
4	Przed i po naprawach, które wymagały otwarcia przedziału rozdzielnic	przedziały rozdzielnic otwarte w czasie prac naprawczych
5	Co dwa lub trzy miesiące w przypadku wykrycia sygnału wnz	przedziały z wnz

Wykonanie pomiarów po wprowadzeniu rozdzielnic do użytkowania jest konieczne, gdyż w sposób zasadniczy zmieniają się warunki jej pracy. Przepływ znamionowego prądu w szynie wn powoduje naprężenia mechaniczne, mogące doprowadzić do poluzowania elementów stacji, takich jak na przykład ekrany wyrównujące pole elektryczne. Długi czas oddziaływania napięcia może przyczynić się do zainicjowania

procesów jonizacyjnych w otoczeniu cząstek przewodzących na powierzchni izolatorów. Procesy jonizacyjne, gromadzenie się ładunku powierzchniowego wymagają czasu i są trudne do zaobserwowania w czasie prób pomontażowych.

Powtórzenie pomiarów pod koniec okresu gwarancyjnego jest podyktowane względami ekonomicznymi i pozwala użytkownikowi na uniknięcie dodatkowych kosztów związanych z ewentualną eliminacją wykrytego defektu. Pomiary w czasie eksploatacji stacji, co dwa, trzy lata są przyjęte arbitralnie i muszą być wykonane częściej, jeżeli doświadczenie eksploatacyjne dla danego typu stacji jest negatywne. W systemie o dużej ilości zainstalowanych pól rozdzielczych zaproponowanie pomiarów okresowych we wszystkich przedziałach rozdzielnic częściej niż co dwa lata jest nieuzasadnione ekonomicznie. Ponieważ przedziały zawierające urządzenia łączeniowe są krytycznymi częściami rozdzielnic, można zaproponować pomiary tylko w tych przedziałach.

Kontrola poziomu wnz po naprawach wymagających demontażu stacji nie wymaga komentarza.

W przypadku wykrycia sygnału wnz, czas między pomiarami należy ustalić na podstawie typu wykrytego defektu i jego lokalizacji. Należy przypomnieć, że w przypadku ruchomych cząstek groźne będą te z nich, których ruch odbywa się w pobliżu izolatorów odstępnikowych, gdyż prawdopodobieństwo przemieszczenia się cząstki na powierzchnię izolatora jest duże. Wzrost amplitudy i większa częstotliwość występowania sygnału wnz, przy kolejnych pomiarach w przedziałach łączników, może oznaczać wzrost liczby i długości cząstek, spowodowany nadmiernym zużyciem styków łącznika. W tym przypadku pomiary wnz mogą posłużyć do planowanego przyspieszenia okresowych remontów rozdzielnic.

Czas pomiarów akustycznych w rozdzielnicach o 10 polach rozdzielczych nie przekracza z reguły dwóch dni. W przypadku okresowych pomiarów metodą UHF czas pomiarów jest krótszy i nie przekracza jednego dnia.

Pomiary akustyczne są dotychczas najczęściej stosowanymi pomiarami diagnostycznymi do okresowej kontroli izolacji rozdzielnic w eksploatacji. Systematyczne pomiary akustyczne są wykonywane w Skandynawii, Włoszech i Malesji. Na przykład, w Szwecji pomiary te są stosowane od połowy lat osiemdziesiątych i objęły ok. 460 pól rozdzielczych i ok. 6000 m szyn rozdzielnic. Pozwoliło to na uniknięcie co najmniej sześciu potencjalnych awarii, [3].

Autor przeprowadził systematyczne pomiary akustyczne w rozdzielnicach znajdujących się w eksploatacji we Włoszech i w Malesji. Zbadał 600 pól rozdzielczych w ok. 60 rozdzielnicach na napięcia od 145 do 1000 kV. Przykładowe wyniki pomiarów i decyzje podjęte na ich podstawie są przedstawione w tablicy 5. W każdym przypadku rezultaty pomiarów przedyskutowano z wytwórcą rozdzielnic.

W tabeli 4 przedstawiono dwa przypadki pomiaru wnz wywołanych ruchem przewodzących cząstek. W pierwszym przypadku amplituda sygnału była niewielka, nie przekraczała czterokrotnie poziomu szumu, a sygnał prezentował symetryczne rozkłady dla obu biegunowości napięcia. Wskazywało to na obecność cząstek krótszych

od krytycznych. Postanowiono pozostawić defekt we wnętrzu rozdzielnicy i kontrolować poziom wnz, wykonując pomiary co dwa miesiące.

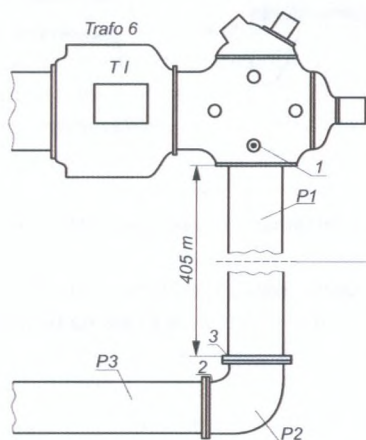
Tabela 4. Przykładowe wyniki pomiarów akustycznych w rozdzielnicach znajdujących się w eksploatacji

Defekt	Amplituda sygnału akustycznego ¹⁾	Eliminacja defektu
1. Częstki ruchome	3 do 4	nie
2. Częstki ruchome	6 do 8	tak
3. Poluzowany element rozdzielnicy	8 do 12	tak
4. Mechaniczne wibracje przekładników napięciowych	2 do 4	nie

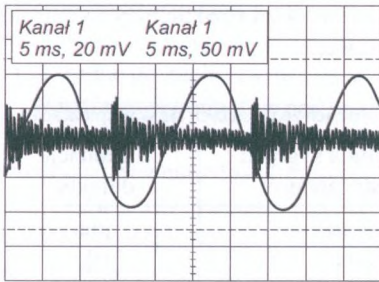
¹⁾ Amplituda jest wyrażona jako stosunek wartości maksymalnej sygnału do poziomu szumu (w mV/mV).

W drugim przypadku cząstki zlokalizowano w rozdzielnicy, przesuwając sondę zgodnie z zasadą największej głośności, wykonując pomiary w kilku kolejnych przedziałach (punkty pomiarowe P1, P2, P3 na rys. 9). Największa amplituda sygnału została zmierzona w punkcie P3 (rys. 10). Wartość amplitudy sygnału nie przekraczała 8-krotnie poziomu szumu. Świadczyło to o tym, że cząstki opadają w czasie pracy odłącznika i wskazują nadmierne zużycie jego styków. Postanowiono przyspieszyć termin prac konserwacyjnych i dokonać wymiany styków.

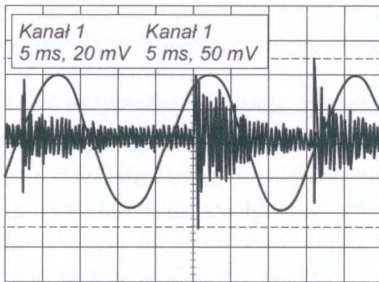
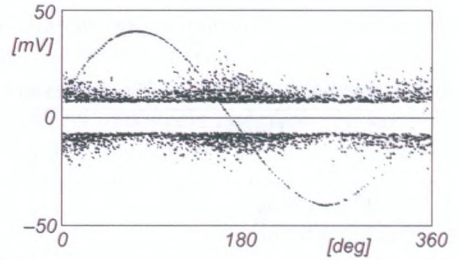
Trzeci przykład pomiarowy (defekt 3) dotyczy poluzowanego elementu wsporczo-przekładnika prądowego. Przedział rozdzielnicy natychmiast otwarto i dokręcono poluzowany element.



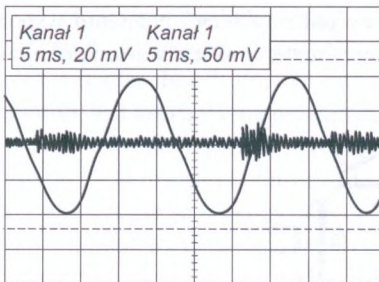
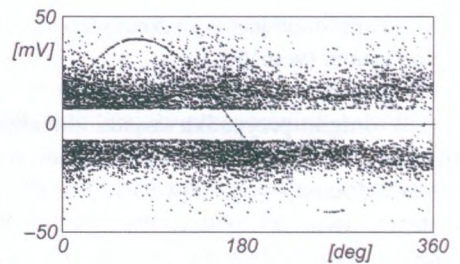
Rys. 9. Rozmieszczenie akustycznych punktów pomiarowych w rozdzielnicy na napięciu $U = 220$ kV



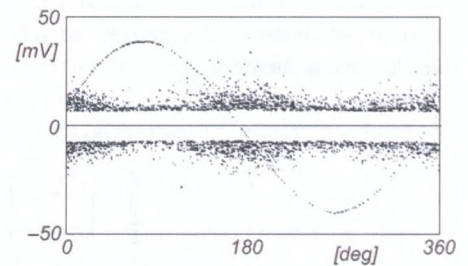
P1



P2



P3



Rys.10. Sygnał akustyczny od ruchomych cząstek w punktach pomiarowych jak na rys. 9.

Jak widać, kontrola stanu izolacji rozdzielnic na podstawie wyników badań metodą akustyczną może być bardzo efektywna, pozwala bowiem wykryć wiele groźnych defektów.

4.6. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Artykuł przedstawia stan wiedzy w dziedzinie badań diagnostycznych izolacji gazowych rozdzielnic wn. Na podstawie rezultatów prac badawczych w laboratorium i w rzeczywistych układach rozdzielnic można podać następujące wnioski i spostrzeżenia:

- podstawowymi defektami w izolacji rozdzielnic są: ruchome przewodzące cząstki znajdujące się w jej wnętrzu, defekty na powierzchni elektrod, wadliwie zamocowane elementy rozdzielnic, defekty we wnętrzu i na powierzchni izolatorów;
- defekty, których cechy wskazują na możliwość wywołania przeskoku zarówno w czasie prób pomontażowych, jak i w czasie eksploatacji rozdzielnic, należy uznać za krytyczne i należy je wykryć, zidentyfikować i wyeliminować w czasie tych prób; defektami krytycznymi, w zakresie podjętych badań, są:
 - przewodzące zanieczyszczenia znajdujące się we wnętrzu rozdzielnic o długości ok. 4 mm, krytyczne przy napięciu przemiennym;
 - nierówności, zadry i ostrza na powierzchni elektrody wn o długości w przybliżeniu 1 mm, krytyczne przy napięciu udarowym piorunowym o standardowym kształcie czoła i dodatniej biegunowości; przy wydłużeniu czasu trwania czoła udaru do 10 μ s, długość krytyczna ostrza wzrasta do ok. 3 mm;
 - zły stan gazu może być źródłem awarii, ale bardzo sporadycznie, a wilgoć i gazowe produkty rozpadu nie są w stanie wpłynąć na obniżenie dielektrycznych własności gazu, gdyż ich ilość jest eliminowana za pomocą absorbentów;
- ocena zagrożenia izolacji wymaga ustalenia rodzaju defektu, określenia jego wymiarów, a następnie wpływu defektu na wytrzymałość izolacji, a więc na wartość napięcia przeskoku;
- podstawową procedurą diagnostyczną, pozwalającą na określenie wytrzymałości elektrycznej izolacji, jest powiązanie poziomu wyładowań niezupełnych, w zakresie nieprzekraczającym 5 pC, z defektami krytycznymi;
- brak możliwości stosowania metody standardowej w warunkach polowych daje priorytet metodom niestandardowym;
- warunkiem niezawodnego wykrywania defektów jest jednoczesne zastosowanie dwóch metod niestandardowych;
- rozdzielnice najwyższych napięć (począwszy od 420 kV), usytuowane w strategicznych punktach systemu energetycznego, wymagają ciągłego monitorowania poziomu wyładowań niezupełnych, przy czym priorytet ma tu metoda UHF, pozostałe rozdzielnice zaś powinny być poddawane okresowej kontroli przy zastosowaniu metody UHF lub akustycznej.

Diagnostyka nie może ograniczać się jedynie do prewencji uszkodzeń, ale powinna być wykorzystana do określenia zakresu prac remontowo-naprawczych i ograniczenia ich częstości. Z punktu widzenia ekonomicznego diagnostyka ma zapewnić jak największą niezawodność pracy rozdzielnic przy jak najniższych kosztach eksploatacyjnych i jak najdłuższym czasie pracy rozdzielnic w systemie energetycznym.

LITERATURA

- [1] S. Boggs: Partial Discharge Testing of Gas Insulated Substations. A Discussion Paper from the IEEE Substation Committee, Working Group K4, GIS Diagnostic Methods. *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, No 2, 1992.
- [2] S. Kusumoto, S. Itoh, Y. Tsuchiya, H. Mukae, S. Matsuda, K. Takahashi: Diagnostic Technique of Gas Insulated Substation by Partial Discharge Detection. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, No 4, 1980.
- [3] W. Kołtunowicz: Badania diagnostyczne izolacji gazowych rozdzielnic wysokiego napięcia, Prace Naukowe, Elektryka, z.124, Warszawa 2003.
- [4] A. Bargigia, W. Kołtunowicz, A. Pignini: Detection of Partial Discharges in Gas Insulated Substations. *IEEE Trans. on Power Delivery T-PWRD*, July 1992, s. 1239-1249.
- [5] CIGRE TB 525, "Risk Assessment of PD Defects in Gas Insulated Substations", prepared by D1.03 (TF 09), March 2013.
- [6] B.F. Hampton, R.J. Meats: Diagnostic Measurements at UHF in Gas Insulated Substations. *IEE Proceedings*, vol. 135, part. C, No 2, March 1988, s. 137-144.
- [7] B.F. Hampton: 21 Years on, UHF Monitoring Comes of Age. *SC 15 Symposium: „Gas Insulated Systems”*, Dubai, United Arab Emirates, May 9, 2001.
- [1] M.D. Judd, O. Farish, B.F. Hampton: The Excitation of UHF Signals by Partial Discharges in GIS. *IEEE Trans. on Dielectric and Electrical Insulations*, vol. 3, No 2, April 1996, s. 213-228.
- [9] R. Kurrer, K. Klunzinger, K. Feser, N. de Kock, D. Sologuren: Sensitivity of the UHF-method for Defects in GIS with Regard to On-line Partial Discharge Detection. *IEEE International Symposium On Electrical Insulation*, Montreal, 1996, s. 557-563.
- [10] H.L. Ho, K.T. Yoon, G.J. Behrmann, S.M. Neuhold, R. Pietsch, D. Schlicht, B.F. Hampton, J. Pearson: A New Partial Discharge Monitoring System at Labrador and Ayer Rajah 400 kV GIS Substations. *12th CEPSI Conference*, Thailand, 1998.
- [11] M.D. Judd, B.F. Hampton, W.L. Brown: UHF Partial Discharge Monitoring for 132 kV GIS. *Sixth International Conference on High Voltage Engineering (ISH) in Montreal*, 1997.
- [12] W. Kołtunowicz, M.L. Philip, Y.S. Goh, W.H. Leong, M. Sethuraman, A. Darius, S.A. Fuad: Partial Discharge Measurements on GIS Installation in Malaysia. Technique and Experience. *CIGRE General Session*, 2000, paper 15-304.
- [13] W. Kołtunowicz et al.: CIGRE WG 15-03: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method, *Electra*, vol. 183, April 1999.
- [14] The National Grid Company plc: Capacitive couplers for UHF partial discharge monitoring, *Technical Guidance Note TGN(T)121*, Issue 1 (1997).
- [15] L. Ghirelli, W. Kołtunowicz, A. Pignini, S. Ramaprasath, A. Yellaiah: Acoustical

Method for Partial Discharge Detection in High Power Capacitors. *International Conference of IEE on Partial Discharge*. University of Canterbury, UK: 28-30 September 1993.

- [16] J. Zalewski, J. Skubis: Evaluation of partial discharges by the acoustic emission method, *CIGRE Symposium*, Vienna, 1987, paper 700-2.
- [17] R.T. Harrold: Acoustical technique for detection and locating electrical discharges. R. Bartnikas and E.J. McMahon, (eds.), *Engineering Dielectrics*, vol. 1: Corona Measurement and Interpretation, Philadelphia: ASTM, 1979.
- [18] L.E. Lundgaard, K. Ljokelsoy, A. Shei: Periodic Condition Monitoring of GIS with New Acoustic Instrument. *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference*, New Orleans, Louisiana, February 17-19, 1997.
- [19] L.E. Lundgaard, G. Tangen, B. Skyberg, K. Faugstad: Acoustic Diagnoses of GIS; Field Experience and Development of Expert System. *IEEE on Power Delivery*, vol. 7, No 1, January 1992, s. 287-294.
- [20] B.H.E. Wahlström, K. Pettersoon, W.S.G. Lord, M.A.S. Leijon: Approaches and Experiences in Sweden of Reducing GIS-Maintenance Costs _ Especially by Application of Periodic Acoustic Measurements. CIGRE General Session 1990, paper 23-106.
- [21] D.F. Binns, A.H. Mufti, N.H. Malik: Optical discharge detection in SF6-insulated systems. *IEEE Trans. on Electrical Insulation*, vol. 25, No 2, 1990, s. 405.
- [22] A.M. Casanovas et al.: Optical detection of corona discharges in SF6, CF4 and SO2 under dc and 50 Hz ac voltages. *J. Appl. Phys.*, vol. 70, No 3, 1991, s. 1220.
- [23] B.M. Cox: Partial Discharge Detection in GIS by an Optical Technique. *Int. Symp. on GIS*, Toronto 1985, s. 341-349.
- [24] F.Y. Chu: SF6 Decomposition In Gas-Insulated Equipment. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-21, October 1986.
- [25] H. Latour-Slowikowska, J. Slowikowski, L. Dybowski, J. Lampe: Some Test Results on the Effect of SF6 Decomposition Products on Superficial Properties of Epoxy Resin Compositions. *IEEE Proc. Insulation Symp*, 1978.
- [26] R.J. Van Brunt, T.C. Lazo, W.E. Anderson: Production Rates for Discharge Generated SOF2, SO2F2 and SO2 in SF6 and SF6/H2O Mixtures. *Gaseous Dielectrics IV*, L.G. Christophorou and M.O. Pace (eds.), Pergamon Press, s. 276-285.





5. DOŚWIADCZENIA Z MONITORINGU WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W TRANSFORMATORACH ENERGETYCZNYCH

5.1. WPROWADZENIE

W artykule opisano system monitorowania ciągłego wyładowań niezupełnych (wnz) w transformatorze energetycznym 130/130/100 MVA – 230/115/48 kV dwiema metodami pomiarowymi: standardową, opisaną w normie IEC 60270 oraz niestandardową, bardzo wysokiej częstotliwości (UHF) [1].

Metoda standardowa oparta jest na pomiarze ładunku pozornego wyrażonego w pC przy pomocy sond pomiarowych przyłączonych do zacisków pomiarowych przepustów transformatorowych górnego napięcia. W metodzie standardowej, sygnał wnz w trzech fazach jest rejestrowany w sposób synchroniczny a częstotliwość pomiarowa jest dobrana tak, aby uzyskać optymalny stosunek sygnału PD do poziomu szumów.

Pomiaru elektrycznego w zakresie UHF dokonuje się za pomocą sond rozmieszczonych wewnątrz transformatora i umieszczonych w zaworach spustowych oleju. Pomiaru wykonywane są w przedziale częstotliwości od 100 MHz do 2 GHz. Poziom zakłóceń w tym przedziale częstotliwości jest niewielki a sygnały radiowe czy telefonii komórkowej są łatwo rozpoznawalne i eliminowane z sygnału pomiarowego.

Do lokalizacji miejsca wnz zastosowana została metoda akustyczna. Pomiaru sygnału akustycznego dokonuje się za pomocą piezoelektrycznych sond umieszczonych na zewnętrznej stronie metalowej kadzi transformatora [2].

Obecność wnz we wnętrzu przepustów transformatorowych oraz w pobliżu końca uzwojeń jest wykrywana metodą standardową, podczas gdy obecność wnz w pozostałej części kadzi jest łatwiej wykrywalna za pomocą sond UHF.

Przy porównaniu tak całkowicie odmiennych metod pomiarowych - opartych na różnych zjawiskach fizycznych - należy brać pod uwagę wiele różnych kryteriów. Mogą nimi być przydatność do ciągłego monitorowania wnz, prostota pomiaru, jego

niski koszt lub - co wydaje się być najważniejszym parametrem - czułość pomiarowa metody do wykrycia i identyfikacji typowych defektów w izolacji transformatora. Należy mieć również na uwadze możliwość stosowania obu metod jednocześnie, co może ułatwić interpretację wyników pomiarowych.

Nie jest natomiast możliwa wzajemna korelacja sygnałów pomiarowych różnych metod diagnostycznych, gdyż różny jest moment powstania, droga i czas rozchodzenia się fali elektromagnetycznej i akustycznej od źródła wnz do sondy pomiarowej. Inne są też wielkości pomiarowe: pC w przypadku metody standardowej, mV w przypadku metody UHF i akustycznej. Pomimo wykonywania pomiarów każdą z metod w innym zakresie częstotliwości, uzyskane obrazy PRPD (ang. Phase Resolved Partial Discharge Diagram) są podobne dla wszystkich metod i mogą być porównywane, co ułatwia interpretację wyników pomiarowych, a więc identyfikację typu defektu i rodzaju zagrożenia dla izolacji. Ponadto sygnały wnz rejestrowane metodą standardową i UHF są wzajemnie zsynchronizowane co pozwala na wyzwalanie rejestracji sygnału z metody standardowej tylko wtedy, gdy rejestrowany jest sygnał UHF, mniej podatny na wpływ zewnętrznych zakłóceń.

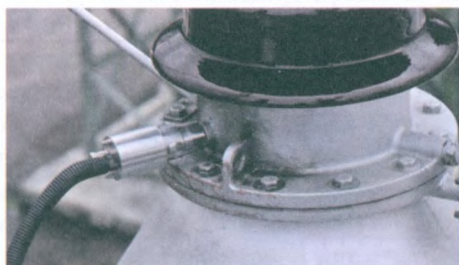
5.2. OBIEKT DO BADAŃ I ELEMENTY SYSTEMU MONITOROWANIA CIĄGŁEGO

System monitorowania ciągłego wnz metodą standardową i UHF został zainstalowany w 2013 roku na 230 kV przepustach RBP transformatora 130/130/100 MVA – 230/115/48 kV wyprodukowanego w 1973 roku (rys. 1). Na każdym zacisku pomiarowym przepustu została zainstalowana sonda wnz dla metody standardowej posiadająca kilkustopniowy system zabezpieczeń, zarówno przed przepięciami jak również przed utratą połączenia galwanicznego od sondy do jednostki rejestracji i analizy sygnału (rys. 2).

Do zaworu spustowego oleju znajdującego się w górnej części kadzi (rys. 3) została wprowadzona sonda bardzo wysokiej częstotliwości (ang. Ultra High Frequency – UHF). Wszystkie cztery sondy zostały połączone kablem pomiarowym, a w przypadku sondy UHF połączenia wykonano kablem o niskim tłumieniu w zakresie wysokich częstotliwości, do tej samej jednostki rejestracji danych, a następnie światłowodem do centralnego komputera umieszczonego w kabinie kontrolnej stacji.



Rys. 1. Transformator
130/130/100 MVA-230/115/48 kV



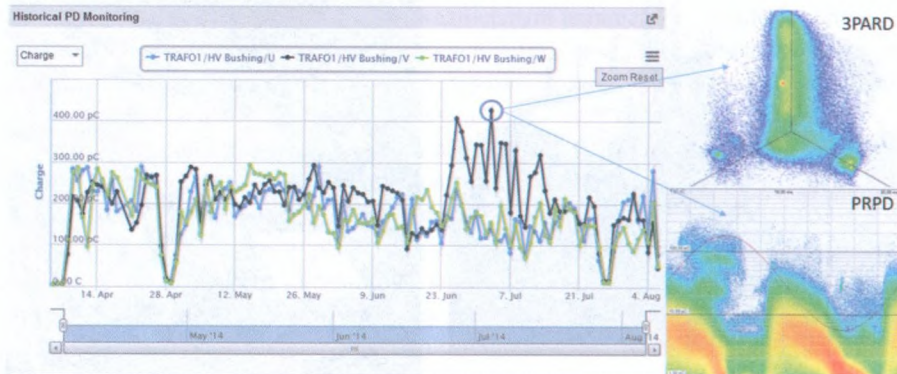
Rys. 2. Sonda metody standardowej



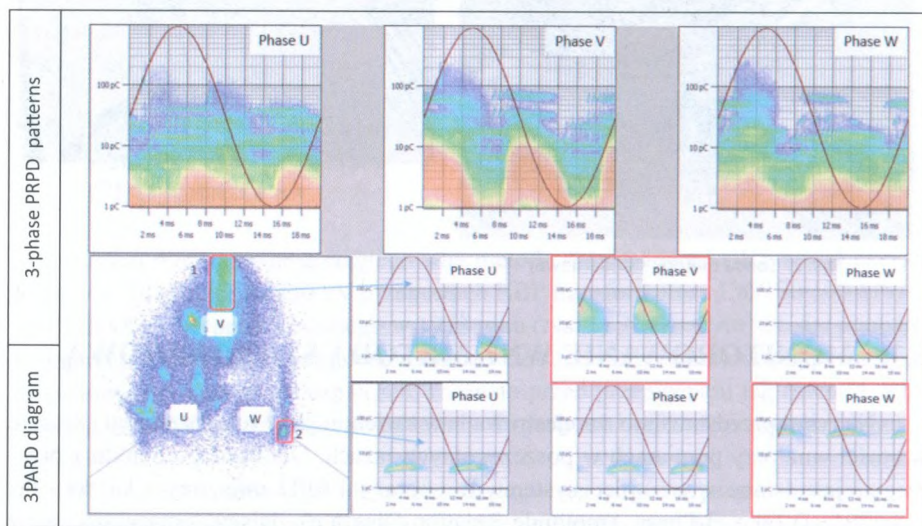
Rys. 3. Sonda UHF

5.3. MONITOROWANIE WNZ METODĄ STANDARDOWĄ

Na rys. 4 przedstawiono zarejestrowane w kwietniu 2014 roku przebiegi czasowe wartości wnz przy pomiarach w poszczególnych fazach. Dla każdego punktu z przebiegu rejestrowane są w pamięci systemu dwa obrazy: PRPD, mierzony w każdej z faz oraz 3PARD (ang. 3-Phase Amplitude Relation Diagram), dający sumaryczny obraz wnz w trzech fazach [3]. Obraz PRPD jest złożony, gdyż sygnały zakłócenia nakładają się na siebie oraz na sygnały od wnz we wnętrzu transformatora.



Rys. 4. Przebiegi czasowe wartości wnz i ich przykładowe obrazy: PRPD i 3PARD



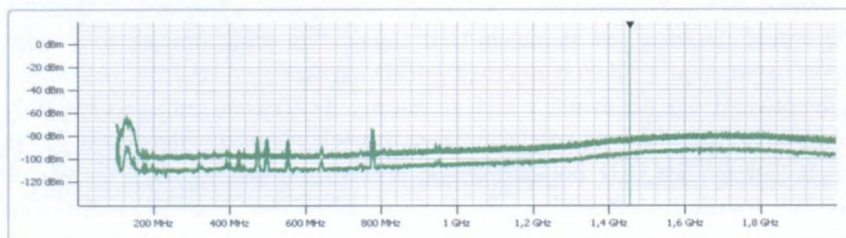
Rys. 5. Rozdzielenie źródeł wnz przy użyciu techniki 3PARD

W celu rozdzielenia obrazów od poszczególnych źródeł wykorzystano technikę 3PARD (ang. Synchronous Multi-channel PD Evaluation Technique). Pozwala ona na synchroniczny pomiar amplitudy poszczególnych impulsów wnz w jednej z faz i odpowiadających mu sygnałów wnz w pozostałych dwóch fazach oraz na automatyczne wyznaczenie ich wektorowej sumy, punktów na płaszczyźnie 3PARD. Z reguły amplitudy sygnałów pochodzących od zakłóceń są jednakowe w każdej z faz, a więc punkty będące sumą ich wektorów znajdą się w pobliżu punktu zerowego wykresu 3PARD. W przypadku rejestracji sygnałów wnz, ich amplituda będzie różna w każdej z faz, a więc koncentracja punktów będzie z dala od punktu

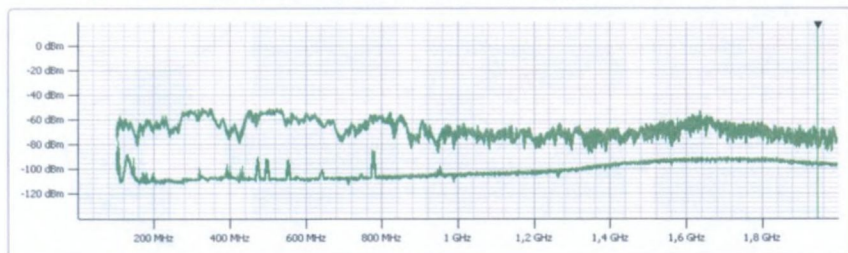
zerowego. W ten sposób klaster punktów (ang. Clusters) od zakłóceń i wnz będą znajdowały się w różnych miejscach wykresu 3PARD [2,3]. Dla każdego z nich można oddzielnie odtworzyć obraz PRPD, Klaster nr. 1 i 2 na rys. 5. Obraz PRPD dla Klastera nr. 1 wskazuje na obecność wtrącin gazowych w izolacji uzwojenia [4]. Najwyższa wartość sygnału została zarejestrowana przy pomiarze w fazie V, ale oddziaływanie wnz jest również widoczne przy pomiarze w fazie U i W. Klaster nr. 2 jest typowy dla wyładowań powierzchniowych, w tym przypadku w sąsiedztwie fazy W. Pozostałe Klastera widoczne w 3PARD są generowane przez zewnętrzne zakłócenia.

5.4. MONITOROWANIE WNZ METODĄ UHF

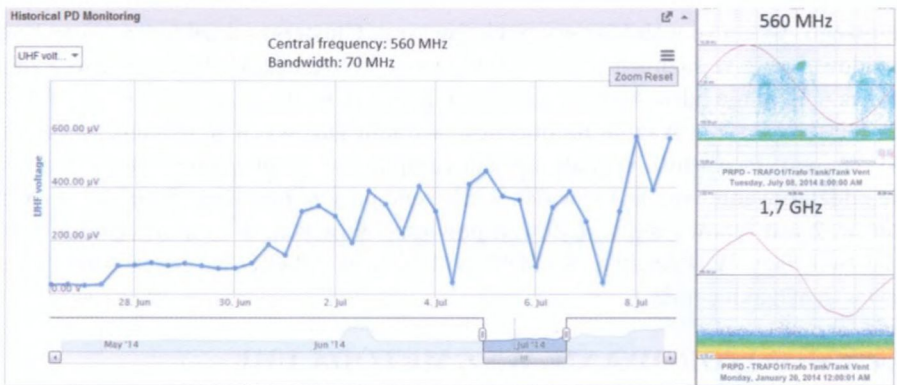
Aby uzyskać informację o poziomie szumu w otoczeniu transformatora w zakresie bardzo wysokiej częstotliwości wyznacza się - w momencie instalacji systemu monitorowania przy transformatorze wyłączonym z pracy (ang. off-line) - widmo sygnału zarejestrowanego przez sonde UHF (rys. 6). Jest ono porównywane z widmem UHF po załączeniu transformatora do sieci (ang. on-line) widocznym na rys. 7. Obecne w widmie częstotliwości charakterystyczne dla poziomu szumu nie są brane pod uwagę przy analizie wyników pomiarowych. Obecność wnz jest widoczna w zakresie częstotliwości od 450 do 650 MHz (rys. 7). Przy pomiarach w zakresie częstotliwości powyżej 1 GHz nie wykryto obecności wnz.



Rys. 6. Widmo sygnału UHF dla transformatora w pozycji „off-line” (poziom szum)



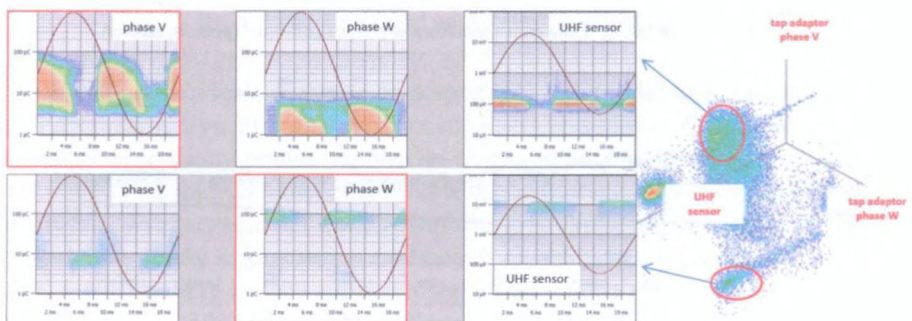
Rys. 7. Widmo sygnału UHF dla transformatora w pozycji „on-line”



Rys. 8. Przebieg czasowy sygnału UHF oraz obrazy PRPD dla dwóch różnych częstotliwości pomiarowych

Na rys. 8 przedstawiony jest wzrastający w czasie przebieg amplitudy wznz w zakresie UHF oraz przykładowy obraz PRPD dla pomiarów wykonanych dla częstotliwości 560 MHz i skorelowanych z fazą napięcia U.

Aby móc zastosować technikę 3PARD konieczne jest synchroniczne wykonywanie pomiaru wznz trzema sondami. Na rys. 9 przedstawiony jest obraz 3PARD uzyskany dodając wektorowo amplitudy trzech sygnałów wznz. Dwie z nich wyznaczono metodą standardową przy pomiarze na zaciskach pomiarowych przepustach fazy V i W. Trzeci sygnał natomiast jest sygnałem UHF mierzonym sondą umieszczoną w zaworze spustowym oleju. Po dokonaniu rozdzielania uzyskanych klasterów, obecność wznz zostaje potwierdzona dla dwóch z nich zaznaczonych czerwoną ramką na rys. 9. Mają one podobny obraz i tą samą korelację z fazą napięcia jak omawiane obrazy na rys. 5. Detekcja wznz metodą UHF potwierdza obecność wznz w kadzi trafo, a nie w izolacji przepustów transformatorowych.



Rys. 9. Rozdzielenie źródeł wznz przy pomiarach metodą standardową i UHF

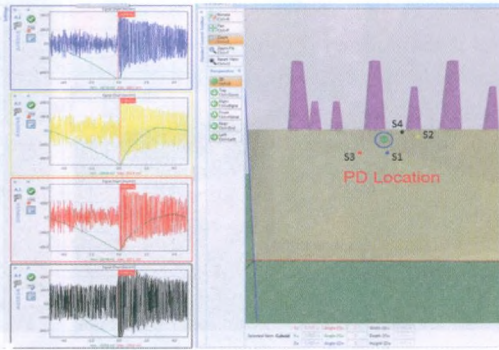
5.5. LOKALIZACJA WNZ METODĄ AKUSTYCZNĄ

Aby uzyskać dokładną lokalizację źródła wnz przeprowadzono pomiary akustyczne. Pomiaru sygnału akustycznego dokonuje się za pomocą sond piezoelektrycznych umieszczonych na zewnętrznej stronie kadzi transformatora i dociskanych do niej przez warstwę gliceryny lub żelu akustycznego w celu zmniejszenia tłumienia. W użyciu są sondy emisyjne (ang. acoustic emission sensor - AES), gdzie napięcie wytwarzane przez kryształ jest proporcjonalne do prędkości drgań tej powierzchni. Sondy emisyjne pracują w zakresie ultradźwięków, a dokładnie w zakresie częstotliwości od 30 kHz do około 450 MHz i mają odpowiedź zmienną w funkcji częstotliwości. Na rys. 10 przedstawiono wstępne rozmieszczenie sond akustycznych i aparaturę pomiarową, a na rys. 11 przykładowe rejestracje sygnałów akustycznych i lokalizację źródła wnz w w miejscu połączenia przepustu do uzwojenia fazy V.

W kolejnym kroku, transformator został odłączony spod napięcia i dokonano inspekcji endoskopowej (rys. 12). Przepust fazy V został zdemontowany (rys. 13) i obecność źródła wnz w otoczeniu fazy V i W została potwierdzona (rys. 14 i 15).



Rys. 10. Rozmieszczenie sond akustycznych



Rys. 11. Lokalizacja źródła wnz



Rys. 12. Inspekcja endoskopowa



Rys. 13. Przepust fazy V



Rys. 14. Ślad oddziaływania wnz w fazie V



Rys. 15. Ślad oddziaływania wnz w fazie W

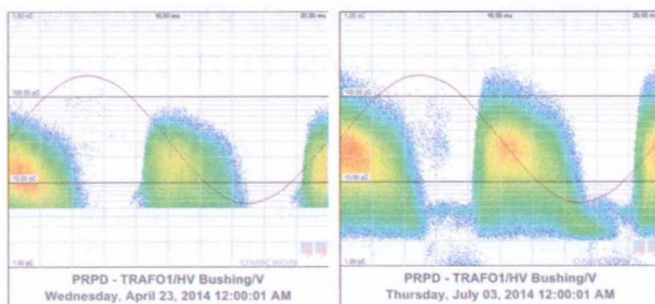
5.6. PODSUMOWANIE

WNZ zostały wykryte i zlokalizowane w fazach V i W, zarówno w czasie pomiarów metodą standardową jak również UHF. Pomiary akustyczne oraz inspekcja potwierdziły te przypuszczenia. Trzykrotny wzrost amplitudy wnz w okresie kilku miesięcy – między kwietniem a sierpniem - jest przedstawiony na rys. 16. Parametry pracy transformatora (obciążenie, położenie przełącznika zacze- pów) były podobne i nie miały wpływu na odczyt. Technika pomiaru – 3PARD – okazała się bardzo pomocna zarówno do identyfikacji źródła wnz, jak również do odróżnienia wnz od poziomu szumu.

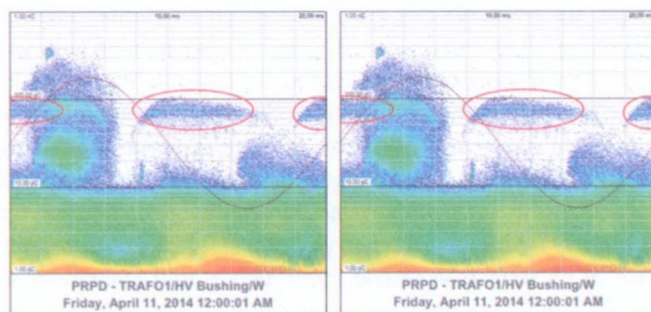
Wyniki pomiarów wnz skonfrontowano z rezultatami pomiarów rozpuszczonych gazów w oleju transformatora (ang. Dissolved Gas Analysis – DGA) przedstawionymi w Tabeli 1. Wzrost koncentracji wodoru (H_2) i metanu (CH_4) potwierdza obecność wnz. Wzrost ilości tlenku węgla wskazuje na degradację papieru, prawdopodobnie jako efekt uboczny oddziaływania wnz.

Tabela 1. Wyniki pomiarów próbek oleju metodą DGA w warunkach laboratoryjnych

Data próbki	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	N_2	O_2
15-04-2014	433	416	3016	115	9.1	92	15.4	33680	1100
15-05-2014	966	835	5952	226	21.4	179	31.5	60120	860
12-06-2014	1212	808	5797	225	20.5	171	30.4	65440	1390



Faza V



Faza W

Rys. 16. Wzrost amplitudy wnz przy pomiarach w fazie V i W

LITERATURA

- [1] L.V. Badicu, W. Koltunowicz, A. Piccolo, A. McGuigan, C. Feely, "Monitoring of a Distribution Transformer at Winchelsea Substation", in proceedings of TechCon 2014, Sydney, Australia.
- [2] S. M. Hoek, A. Kraetge, O. Kessler, U. Broniecki, "Time-based partial discharge localization in power transformers by combining acoustic and different electrical methods" 2012 International conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 23-27 September, 2012, Bali, Indonesia, pp. 289-292.
- [3] W. Koltunowicz and R. Plath, "Synchronous Multi-Channel PD Measurements" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.15, No. 6, pp. 1715-1723, 2008.
- [4] A. Carlson, J. Fuhr, G. Schemel, F. Wegscheider, "Testing of Power Transformers – Routine tests, Type tests and Special tests", 1st Edition, published by Pro Print, Zürich, Switzerland, 2003.



6. METODY POMIARU LICZBY KWASOWEJ W OLEJACH. OZNACZENIE ZAWARTOŚCI WODY W OLEJU ORAZ OKŁADZINACH TRANSFORMATOROWYCH Z WYKORZYSTANIEM TECHNIKI EKSTRAKCJI TERMICZNEJ

6.1. LICZBA KWASOWA

Liczba kwasowa (ang. TAN – „Total Acid Number”) jest parametrem, który dostarcza informacji ilościowej na temat zawartości słabych kwasów organicznych oraz mocnych kwasów nieorganicznych, które są obecne w próbkach olejowych. Wyrażana jest ona w postaci ilorazu masy wodorotlenku potasowego [mg KOH] do masy próbki [g oleju].

Wykonywanie pomiarów liczby kwasowej jest kluczowe dla zapewnienia odpowiedniego poziomu sprawności i ochrony transformatorów (w przemyśle energetycznym), czy silników spalinowych (w przemyśle motoryzacyjnym/petrochemicznym). Wartość tego parametru oraz jego prawidłowa interpretacja pozwala zapobiec potencjalnym zagrożeniom, które mogą doprowadzić do uszkodzenia elementów składowych transformatora lub silnika spalinowego. Wzrost wartości TAN jest bezpośrednią konsekwencją postępującego utleniania matrycy olejowej w czasie, i/lub podwyższonej temperatury, w której olej jest utrzymywany. Regularnie wykonywane oznaczenia pozwalają na stworzenie linii trendu, która będzie pozwalała na monitorowanie tego istotnego parametru. Wartość TAN ma niebagatelne znaczenie w kontekście zapewnienia optymalnych warunków pracy dla silników spalinowych oraz transformatorów.

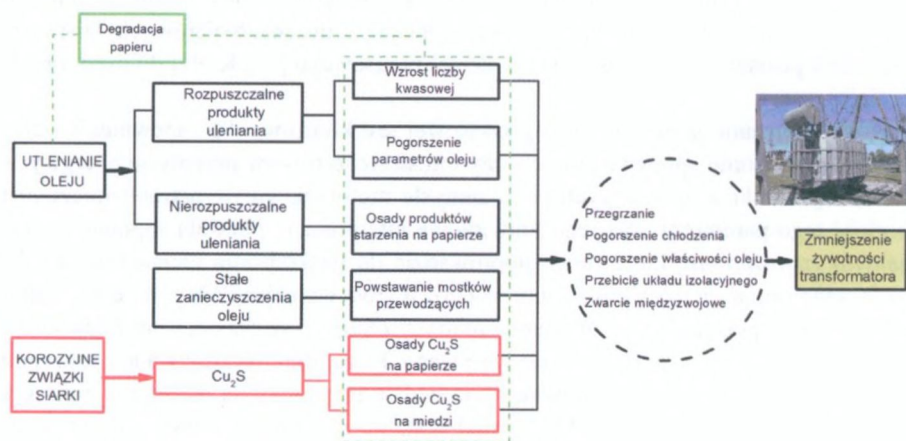
6.1.1. LICZBA KWASOWA W PRZEMYSŁE ENERGETYCZNYM

Transformatorowy olej elektroizolacyjny, który stanowi integralną część urządzenia, może mieć decydujący wpływ na jakość i bezpieczeństwo funkcjonowania transformatora. Świeży olej elektroizolacyjny powinien charakteryzować się dobrymi

i stabilnymi właściwościami oraz posiadać dużą kompatybilność z materiałami konstrukcyjnymi transformatora. Właściwości i parametry pracy układu zdeterminowane są przez skład chemiczny, uwarunkowany przez rodzaj surowca i technologię produkcji oraz sposób przewożenia i magazynowania, który ma wpływ na penetrowanie gazów, wilgoci i stałych zanieczyszczeń z otaczającej atmosfery.

W miarę upływu czasu olej mineralny transformatora ulega systematycznemu starzeniu, na które bezpośredni wpływ mają warunki, w jakich jest on eksploatowany. Obserwuje się ciągłe, a w niektórych przypadkach gwałtownie przyśpieszane pogarszanie jego parametrów z uwagi na pojawiające się zanieczyszczenia, pochodzące zarówno z otoczenia, jak i wnętrza urządzenia. Należą do nich m.in. woda, powietrze atmosferyczne oraz zanieczyszczenia fizyczne (ziarna piasku, opiłki metali, włókna celulozy) i chemiczne (produkty rozkładu izolacji olejowo - papierowej).

Liczba kwasowa jest najważniejszym parametrem używanym do oceny zawartości kwaśnych produktów rozkładu chemicznego izolacji papierowo-olejowej wywołanej procesami utleniania. Kwasy mają niebagatelny wpływ na rozkład chemiczny celulozy i są również odpowiedzialne za korozję metalowych części transformatora. Tempo wzrostu liczby kwasowej w oleju jest wskaźnikiem tempa starzenia się izolacji papierowo-olejowej. Liczba kwasowa jest także idealnym wskaźnikiem do oceny przydatności oleju do dalszej eksploatacji.



Rys.1. Mechanizm degradacji oleju [Energoelektronika, wortal branżowy].

6.1.2. METODY WYZNACZANIA LICZBY KWASOWEJ

Analiza liczby kwasowej jest jednym z parametrów, który poddawany jest ściślejszej kontroli podczas wykonywania kompleksowej analizy olejów. Parametr ten jest wykorzystywany m.in. w celu oszacowania ilości dodatków organicznych, które uległy redukcji w czasie, ale również do oceny stopnia zanieczyszczenia i utlenienia danego oleju. Wartość liczby kwasowej nie daje nam bezpośredniej informacji na temat szybkości postępującego procesu utleniania, ale jest jedynie pomiarem pośrednim innych właściwości oleju, na podstawie których możemy wnioskować na temat szybkości procesu utleniania. Dostarcza również pożytecznych informacji na temat tendencji odnoszącej się do szybkości redukcji pewnych dodatków organicznych.

Jest szereg dostępnych metod traktujących na temat oznaczania liczby kwasowej w różnego rodzaju olejach. Niektóre z nich są opisane oficjalnymi normami, podczas gdy inne są mniej popularne, ale na pewno nie mniej skuteczne jeśli chodzi o dokładne i powtarzalne oznaczenie powyższego parametru.

6.1.2.1. OZNACZENIE LICZBY KWASOWEJ Z WYKORZYSTANIEM DETEKCJI OPTYCZNEJ

Jest to jedna z bardziej rozpowszechnionych metod, polegająca na rozpuszczeniu badanej próbki w mieszaninie rozpuszczalników (izopropanol : toluen : woda demi), zmieszanych ze sobą w następujących proporcjach (500:495:5). Próbka oleju jest dokładnie rozpuszczana, aby otrzymać jak najbardziej homogeniczną mieszaninę, do której w następnej kolejności dodawany jest barwny wskaźnik, którym jest p-naftalobenzeina. Ostatnim etapem jest proces miareczkowania, który może zostać przeprowadzony na dwa sposoby:

- przy użyciu detekcji optycznej bazującej na ludzkim wzroku,
- przy użyciu detekcji fotometrycznej w postaci czujnika elektrochemicznego.

Detekcja bazująca na ludzkim wzroku posiada szereg wad, do których należy zaliczyć m.in.:

- brak powtarzalności i dokładności uzyskiwanych wyników zwłaszcza kiedy analizę wykonuje kilka różnych osób, co może prowadzić do subiektywnego rejestrowania zmiany barwy
- zmiana barwy wskaźnika jest uzależniona od oświetlenia panującego w laboratorium – inaczej zmiana barwy rejestrowana jest kiedy roztwór jest eksponowany na światło dzienne, inaczej gdy na światło sztuczne.
- brak możliwości automatyzacji wykonywanych pomiarów
- brak możliwości walidacji metody

Biorąc pod uwagę powyższe argumenty, bardziej rozsądnym wyborem wydaje się być detekcja wykonywana przy wykorzystaniu czujnika elektrochemicznego, która jest wolna od wyżej wymienionych niedogodności. Czujnik w formie elektrody posiadającej możliwość ustawienia ośmiu różnych długości fali (Optrode) może zostać z powodzeniem podłączony do każdego automatycznego aparatu do miareczkowania (Titrimo,

Titrimo Plus, Ti-Touch, Titrimo), celem dostarczenia precyzyjnych wyników oznaczeń liczby kwasowej. Pomiar ten wykonuje się w trybie monotonicznego miareczkowania do punktu końcowego (MET), zaś detekcja punktu końcowego odbywa się przy długości fali o wartości 610 nm.

Niezależnie od tego jaka detekcja jest zastosowana do wyznaczenia punktu końcowego miareczkowania, należy pamiętać aby przed przystąpieniem do analizy wyznaczyć miano odczynnika miareczkującego (tzw. „titranta”) oraz przeprowadzić oznaczenie próby ślepej. Powyższe parametry powinny być uwzględnione we wzorze służącym do obliczeń wyniku końcowego.

6.1.2.2. OZNACZENIE LICZBY KWASOWEJ Z WYKORZYSTANIEM DETEKCJI POTENCJOMETRYCZNEJ

Kolejna z metod oznaczania liczby kwasowej, która jest bardzo zbliżona do wcześniej opisanej metody, a zasadniczą różnicą jest sposób detekcji punktu końcowego. Analogicznie jak podczas analizy z detekcją fotometryczną, próbka oleju rozpuszczana jest w mieszaninie rozpuszczalników (izopropanol : toluen : woda demi), zmieszanych ze sobą w następujących proporcjach (500:495:5), której skład jest tak dobrany, aby zapewnić optymalną rozpuszczalność matrycy olejowej. Wspomnianą różnicą jest zastosowana metoda detekcji, która bazuje na detekcji potencjometrycznej, polegającej na precyzyjnym dodawaniu porcji odczynnika miareczkującego z jednoczesnym pomiarem zmian wartości potencjału odpowiadającej każdorazowej addycji titranta.

Powyższą analizę możemy wykonać na drodze manualnej z użyciem odpowiednio dokładnego systemu dozującego (np. szklanej biurety) oraz urządzenia zdolnego do pomiarów potencjału z bardzo dobrą rozdzielczością. Stosując powyższy zestaw analityczny laborant jest zmuszony do przeprowadzenia żmudnej i pracochłonnej procedury analitycznej, podczas której będzie koniecznym ręczne nanoszenie kolejnych punktów pomiarowych na wykres $V=f(U)$, aby w końcowej fazie analizy wykonać oszacowanie punktu końcowego. Wyznaczenie punktu końcowego w tym przypadku może zostać wykonane z użyciem metod numerycznych (matematycznych) lub graficznych, co również jest dosyć czasochłonną operacją.

Optymalnym rozwiązaniem, które pozwala użytkownikowi na znaczne oszczędności czasu, a przy okazji poprawia dokładność otrzymywanych wyników, jest połączenie precyzyjnego systemu dozującego oraz urządzenia do pomiarów potencjału w formie aparatu do miareczkowania potencjometrycznego. Urządzenie takie jest w stanie automatycznie przeprowadzić oznaczenie liczby kwasowej, rejestrując odpowiednią krzywą i samoistnie wyznaczając objętość końcową, która jest przeliczana na końcowy wynik wyrażony w mg KOH/g próbki. Dodatkową zaletą takiego systemu jest możliwość podłączenia do niego podajnika próbek z karuzelą (np. 16x150 ml), co bezpośrednio przekłada się na poprawę efektywności laboratoriów, które wykonują kilkadziesiąt analiz dziennie.



Rys.2. System analityczny przeznaczony do oznaczeń TAN/TBN w olejach smarnych. System składa się z aparatu do automatycznego miareczkowania 905 Titrandu współpracującego z autosamplerem 814 USB Sample Processor.

Podobnie jak w przypadku detekcji optycznej przed wykonaniem jakichkolwiek oznaczeń prób badanych, należy przeprowadzić oznaczenie miana odczynnika miareczkującego oraz ślepej próby. Otrzymane wartości powinny być uwzględnione w finalnej formule obliczeniowej.

6.1.2.3. OZNACZENIE LICZBY KWASOWEJ Z WYKORZYSTANIEM DETEKcji TERMOMETRYCZNEJ

Niniejsza metoda polega na wykorzystaniu niepodważalnego faktu mówiącego o tym, że każda reakcja chemiczna związana jest ze zmianą efektu cieplnego reakcji. Zmiana efektu cieplnego obserwowana jest na podstawie zmian wartości entalpii, które podyktowane są zmianami temperatury. Dzięki urządzeniu 859 Titrotherm oraz bardzo czułowemu sensorowi o dużej rozdzielczości pomiarowej (10^{-5} K) i bardzo krótkim czasie odpowiedzi (0,3 s), jesteśmy w stanie bardzo precyzyjnie monitorować zmiany temperatury w trakcie zachodzącej reakcji chemicznej.

Analiza polega na rozpuszczeniu próbki olejowej w mieszaninie rozpuszczalników organicznych (izopropanol : toluen) zmieszanych ze sobą w stosunku 1:1. Po uzyskaniu homogenicznej mieszaniny na drodze intensywnego mieszania, należy dodać paraformaldehydu, który pełni rolę katalitycznego wskaźnika końca reakcji. Miareczkowanie odbywa się przy użyciu alkoholowego roztworu KOH lub TBAOH. Tak długo jak kwasowe składniki próbki są obecne w oleju, zasadowy odczynnik miareczkujący (KOH lub TBAOH) reaguje z nimi. Podczas gdy wszystkie kwasowe związki zostaną zmiareczkowane, w roztworze pojawia się nadmiar jonów hydroksylowych (OH^-), które są katalizatorem endotermicznej reakcji depolimeryzacji paraformaldehydu. Skutku-

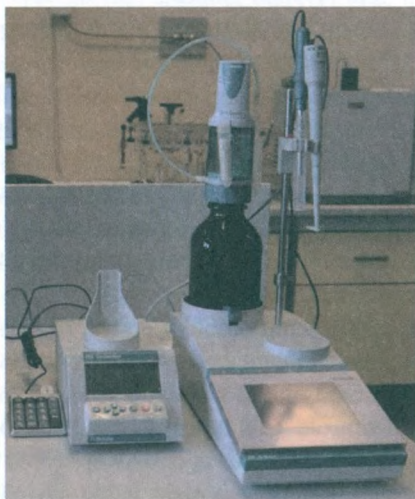
je to otrzymaniem ostrego punktu przegięcia na krzywej miareczkowania, na podstawie którego wyznaczany jest punkt końcowy reakcji chemicznej.

W porównaniu do wcześniej omówionych metod, detekcja termometryczna ma szereg zalet:

- szybkość uzyskiwania wyniku końcowego – miareczkowanie odbywa się ze stałą, ściśle określoną prędkością dozowania (np. 6 ml/min) z intensywnym mieszaniem, co sprawia że cała analiza trwa od 30 do 60 s
- jeden uniwersalny czujnik termometryczny, który nie wymaga specjalnej konserwacji, nie wymaga kalibracji i może być przechowywany „na sucho”
- oszczędność odczynników – ilość odczynników niezbędnych do rozpuszczenia próbki wynosi zaledwie 30 ml
- możliwa do zastosowania w próbkach barwnych i mętnych
- może zostać z powodzeniem zautomatyzowana i poddana walidacji

6.2. OZNACZANIE ZAWARTOŚCI WODY METODĄ KARLA FISCHER’A

W ujęciu statystycznym, metoda oznaczania zawartości wody z użyciem techniki miareczkowania Karla Fischer’a (kulometrycznej oraz wolumetrycznej) jest najczęściej wykonywaną operacją miareczkową w skali globalnej. W wielu gałęziach przemysłu oznaczenie zawartości wody jest kluczowym parametrem, który determinuje pozostałe cechy danego produktu.



Rys.3. Urządzenia przeznaczone do kulometrycznych oznaczeń zawartości wody (899 Coulometer, (po lewej) oraz oznaczeń całkowitej liczby kwasowej, TAN (916 Ti Touch, (po prawej) w olejach transformatorowych

Zawartości wody w poszczególnych materiałach wpływają m.in. na:

- trwałość w trakcie magazynowania,
- tendencje do potencjalnego zbrzylenia (np. materiały o charakterze proszku),
- zdolność do namnażania się drobnoustrojów (trwałość czystości mikrobiologicznej),
- zapewnienie odpowiednich parametrów przepływu oraz lepkości,
- oznaczanie tzw. straty po suszeniu,
- zapewnienie stałości stężeń innych związków chemicznych obecnych w materiale,
- potwierdzenie parametrów jakościowych,
- określenie wartości odżywczych produktu,
- spełnienie wymagań specyfikacji w kontekście zwolnienia danej partii produktu.

6.2.1. OZNACZANIE ZAWARTOŚCI WODY METODĄ KULOMETRYCZNEGO MIARECZKOWANIA KARLA FISCHER'A

Zawartość wody w oleju transformatorowym jest wysoce niepożądana. Jej obecność prowadzi do niekorzystnego oddziaływania na właściwości dielektryczne oleju. Ponadto obecna w oleju wilgoć ma szkodliwy wpływ na izolację papierową znajdującą się w rdzeniu oraz uzwojeniu transformatora. Papier w swojej istocie wykazuje właściwości silnie higroskopijne, co prowadzi do postępującego zjawiskiem absorpcji wody z oleju, skutkując diametralnym pogorszeniem właściwości izolacji papierowej, a w konsekwencji ograniczeniu jej żywotności.

Jednakże, w pracującym transformatorze, olej ulega rozgrzaniu, co powoduje że rozpuszczalność wody w oleju wzrasta. Dodatkowo pod wpływem temperatury następuje uwalnianie zaabsorbowanej wody z izolacji papierowej, co prowadzi do zwiększenia zawartości wody w oleju transformatorowym. W związku z powyższym, niebagatelne znacznie dla przeprowadzenia obiektywnego pomiaru, ma moment w którym próbka jest pobierana do badań.

Warto również zwrócić uwagę na fakt, który był już wcześniej poruszany w pierwszej części artykułu poświęconego oznaczeniom liczby kwasowej. Mianowicie podczas zachodzących procesów utleniania dochodzi do formowania się kwasów, które powodują starzenie się oleju. Ponadto tworzące się kwasy prowadzą do zwiększenia się rozpuszczalności wody w oleju, co sprawia że synergistyczne oddziaływanie wody i kwasów, prowadzi do nieuchronnego pogorszenia się właściwości oleju transformatorowego.

Zawartość wody w oleju transformatorowym jest mierzona za pomocą wysoce precyzyjnych urządzeń do miareczkowania kulometrycznego Karla Fischer'a, zwanych również kulometrami. Powyższe aparaty wyposażone w celę generacyjną z diafragmą ceramiczną, która pracuje w najbardziej czułym trybie prądowym „auto”. Kulometry są w stanie z bardzo dużą dokładnością i powtarzalnością oznaczyć zawartość wody na śladowym poziomie jej zawartości (ppm).

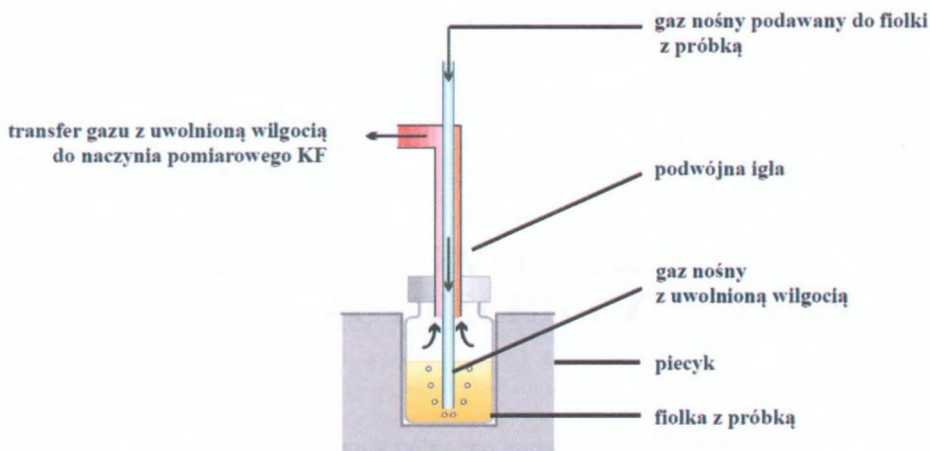
Standardowa procedura oznaczeniu zawartości wody w oleju transformatorowym polega na bezpośrednim nastrzyknięciu odpowiedniej objętości oleju do przestrzeni anodowej znajdującej się w obrębie naczynia kulometrycznego. W zależności od tego jaka zawartość wody jest spodziewana w naszej próbce, należy zastosować odpowiednią naważkę do tego celu. Z jednej strony nie może być ona zbyt duża, ponieważ będzie to się wiązało z silnym zanieczyszczeniem naczynia, podnoszeniem się poziomu roztworu, a w konsekwencji będzie zachodziła konieczność dużo częstszej wymiany odczynnika Karla Fischer'a. Powyższe czynniki sprawiają, że znacząco wzrosną koszty wykonania pojedynczej analizy. Z drugiej strony, naważka próbki nie może być zbyt mała z uwagi na fakt, że kiedy spodziewamy się zawartości wody na poziomie ppm, musimy zadozować taką próbkę, aby aparat miał szansę zarejestrować wodę w układzie. Jeśli naważka będzie zbyt mała, wtedy ilość wody zmiareczkowanej odpowiadająca ilości wydzielonego na elektrodzie generacyjnej jodu będzie $<50 \mu\text{g}$, co przełoży się niższą dokładność i powtarzalność uzyskiwanych wyników. Celem optymalnego doboru próbki do oznaczeń zawartości wody metodą miareczkowania kulometrycznego Karla Fischer'a warto postużyć się poniższą tabelą.

Tabela 1. Dobór optymalnej wielkości próbki podczas oznaczeń kulometrycznych Karla Fischer'a

Zawartość H ₂ O w próbce	Masa próbki	Ilość oznaczanej H ₂ O [μg]
100'000 ppm = 10%	50 mg	5'000 μg
10'000 ppm = 1 %	10 ... 100 mg	100 ... 1'000 μg
1'000 ppm = 0.1 %	100 ... 1'000 mg	100 ... 1'000 μg
100 ppm = 0.01 %	1 g	100 μg
10 ppm = 0.001 %	5 g	50 μg



Rys.4. Systemy analityczne przeznaczone do kulometrycznych oznaczeń zawartości wody w olejach oraz okładzinie transformatorowej.



Rys. 5. Zasada oznaczeń zawartości wody Karla Fischer'a z użyciem ekstrakcji termicznej

Wyżej opisana metoda znajduje szczególne zastosowanie w kontekście oznaczania niskich zawartości wody w olejach charakteryzujących się zwiększoną lepkością ($>400 \text{ mm}^2/\text{s}$ w $40 \text{ }^\circ\text{C}$) oraz w otulinie izolacyjnej (preszpanie) znajdujących się wewnątrz transformatora. Powyższe oznaczenia prowadzone są w atmosferze gazu inertnego (np. N_2) w celu wyeliminowania potencjalnych możliwości utleniania matrycy olejowej, które mogłyby doprowadzić do wystąpienia niepożądanych reakcji ubocznych.

Reasumując, ekstrakcja termiczna jest doskonałą metodą dedykowaną do oznaczeń zawartości wody w następujących próbkach:

- nierozpuszczalnych w alkoholowym odczynniku Karla Fischer'a (np. preszpan),
- stwarzających ryzyko wystąpienia reakcji ubocznych podczas nastrzyku bezpośredniego (np. z uwagi na liczne dodatki/modyfikatory organiczne obecne w oleju),
- silnie zanieczyszczonych, o dużej lepkości i gęstości, co uniemożliwia ich precyzyjne,
- zadozowanie przy użyciu strzykawki.

LITERATURA

- [1] Metrohm Application Bulletin 341
- [2] Metrohm Application Bulletin 404
- [3] Metrohm Application Note AN-H-001
- [4] Metrohm Application Note AN-H-073
- [5] Metrohm Application Note AN-T-092
- [6] Metrohm Application Note AN-K-047



The following table shows the results of the survey conducted in 1947. The data indicates a general decline in the number of respondents over the period shown. The most significant drop occurred in the final year of the study.

It is noted that the survey methodology was consistent throughout the study, and the results are considered reliable. The decline in participation may be attributed to various factors, including changes in the population or a decrease in interest in the subject matter.

The data is summarized in the table below:

Year	Number of Respondents
1947	120
1948	100
1949	80
1950	60
1951	40

These findings suggest a clear downward trend in the number of respondents over the five-year period. Further analysis is required to determine the underlying causes of this trend.

7. POMIAR NAPIĘCIA DOTYKOWEGO – INTERESUJĄCY TECHNICZNIE LUKSUS?

7.1. WSTĘP

Christofer Padden*, pracownik północno europejskiego dostawcy energii 2 grudnia 2005, kiedy pochylił się nad ogrodzeniem podczas prac w sieci średniego napięcia 20kV został porażony prądem. Dalsze badania wskazały iż był poddany działaniu napięcia niemal 500V pomimo że prąd zwarcia wynosił jedynie 95A.

Artykuł opisuje (częściowo w oparciu o wspomniany wypadek) w jaki sposób wykonywane są pomiary napięcia dotykowego i w jakich przypadkach stanowią one priorytet.

7.2. OKOLICZNOŚCI WYPADKU

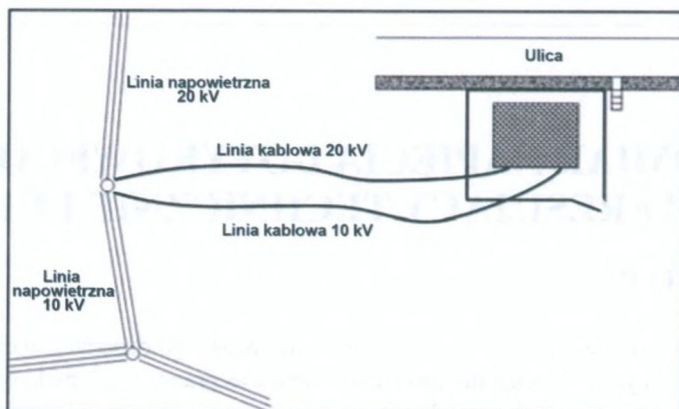
Christofer Padden z ekipą zostali wezwani 2 grudnia 2005 około godziny 16:00. Linia 20kV w terenie wiejskim uległa uszkodzeniu pozbawiając zasilania odbiorców. Wspecjalizowana ekipa rozpoczęła prace już kilka minut później i dotarła do stacji transformatorowej nr 116 po około 20 minutach. Stacja jest usytuowana na łące, w pobliżu ulicy. Jej wyposażenie to transformator 10/20 kV, przekładniki pomiarowe zabudowane we wspólnej obudowie, oraz wyłącznik 20kV. W osobnej skrzynce na zewnątrz znajdują się zabezpieczenia.



Rys.1.
Wnętrze szafy transformatora

* Nazwisko pracownika oraz przebieg historii został zmieniony

Podczas normalnej pracy transformator jest zasilany po stronie napięcia 10 kV i zasila odbiorców napięciem 20 kV. Taka sytuacja miała miejsce również w dzień awarii.



Rys.2. Schemat sieci SN oraz usytuowanie stacji transformatorowej

W chwili przyjazdu brygady na miejsce, wyłącznik znajdował się w pozycji „wyłącz”. Przekątnik zabezpieczenia zadziałał.

Próba ponownego załączenia była nieskuteczna, zabezpieczenie natychmiast ponownie zadziałało, wskazując na wciąż istniejące zwarcie.

Następnie odłączony został pierwszy odłącznik linii 20kV po drugiej stronie ulicy. Po załączeniu wyłącznika zabezpieczenie nie zadziałało. Oznacza to że zwarcie musi znajdować się w obrębie linii 20 kV.

Członkowie ekipy zaczęli włączać linie 20 kV sekcja po sekcji. Christofer Padden został w stacji 116 kierując przełączeniami i załączając zasilanie po zadziałaniu zabezpieczenia.

Christofer Padden jest doświadczonym pracownikiem, poczuł się niepewnie stojąc w bezpośredniej bliskości stacji której aparatura wyłączy nadchodzące zwarcie. Dlatego opuścił ogrodzony obszar i pochylił się ponad ogrodzeniem z zewnątrz. Dziś wiadomo że to zachowanie nie było optymalnym pod względem bezpieczeństwa.

Kiedy jego koledzy przyłączyli linię ok. 2 km dalej, Christofer Padden został porażony, i zgodnie z jego słowami odrzucony o około 3 metry. Szczęśliwie był w stanie zadzwonić i poinformować o zdarzeniu. Badania nie wykazały żadnych obrażeń.

Kierownictwo spółki dystrybucyjnej zarządziło natychmiastowe wszczęcie śledztwa w sprawie przyczyn wypadku. Firma Omicron brała udział w pomiarach, w dniu 18 stycznia 2006.

7.3. POMIARY NAPIĘCIA DOTYKOWEGO

W przypadku wystąpienia zwarć doziemnych w określonych warunkach, w obrębie instalacji elektrycznych mogą pojawić się niebezpieczne potencjały [1]. Zagrożenia dla ludzi i urządzeń można określić na podstawie obliczeń lub doświadczalnie za pomocą pomiarów.

Obliczenia są prowadzone przy projektowaniu nowych stacji gdzie nie trzeba brać pod uwagę korozji i degradacji materiału, oraz gdzie dostępne są dokładne dane dotyczące budowy i konstrukcji stacji.

Pomiary służą do weryfikacji wyników obliczeń i jedynie w przybliżeniu pokazują przypuszczalne zagrożenia, które mogą wystąpić w istniejących i nowobudowanych stacjach.



Rys.3. Christofer Padden stojący przy ogrodzeniu

Praktyka pomiarowa w odniesieniu do różnych urządzeń znacząco różni się w poszczególnych krajach. W pewnych sytuacjach stosuje się regularne, coroczne pomiary kontrolnych, ale również brak jakichkolwiek pomiarów. Przykładowo, według normy DIN VDE 0141 i 0105 [2], stan systemów uziemiających powinny być sprawdzany raz na 5 lat poprzez oględziny (np. odkopywanie losowych punktów).

Natomiast w normie DIN VDE 0101 [3] zawarto metody pomiaru, których pozytywny wynik gwarantuje, że nie wystąpi zagrożenie dla ludzi. Pierwszą z metod jest pomiar rezystancji gruntu, druga to pomiary napięcia dotykowego i krokowego.

Pomiar rezystancji gruntu można wykonać dla kompletnego układu uziemiającego. Jeżeli wartość zmierzona napięcia jest niższa niż dwukrotna wartość graniczna dla napięcia dotykowego nie ma potrzeby wykonywania dalszych pomiarów. W takim przypadku wysoce nieprawdopodobne jest przekroczenie wartości dopuszczalnej w dowolnym punkcie.

Pomiar napięcia dotykowego jest znacznie ważniejszy niż pomiar rezystancji gruntu. Jeżeli nie występują specjalne warunki lub krajowe przepisy nie określają inaczej to powinien być wykonywany.

Pomiary napięcia krokowego wykonuje się tylko w wyjątkowych okolicznościach. Zmierzone napięcie krokowe w niewielkiej odległości od ogrodzenia oraz zmierzone w odległości kilku metrów od niego, w połączeniu z napięciem dotykowym dają pełen obraz rozkładu potencjału w ziemi.

Pomiary napięcia krokowego wykonuje się w dokładnie taki sam sposób jak pomiary napięcia dotykowego, jedyną różnicą jest to że przy napięciu krokowym do pomiaru wykorzystywane są dwie elektrody oddalone od siebie o 1 metr. Napięcie jest mierzone między obiektem a ziemią lub między dwoma obiektami [3, 4]. W artykule nie zamieszczono dalszych opisów dotyczących napięcia krokowego, lecz zamieszczone wyjaśnienia można zastosować analogicznie.

Pomiar napięcia dotykowego wykonuje się przez wymuszenie małego prądu pomiarowego (symulującego prąd zwarcia) do układu uziemiającego a następnie pomiar napięcia w punktach krytycznych. Faktycznie występujące napięcie dotykowe, w przypadku wystąpienia zwarcia wylicza się mnożąc wynik przez stosunek rzeczywistego prądu zwarcia do prądu użytego przy pomiarze.

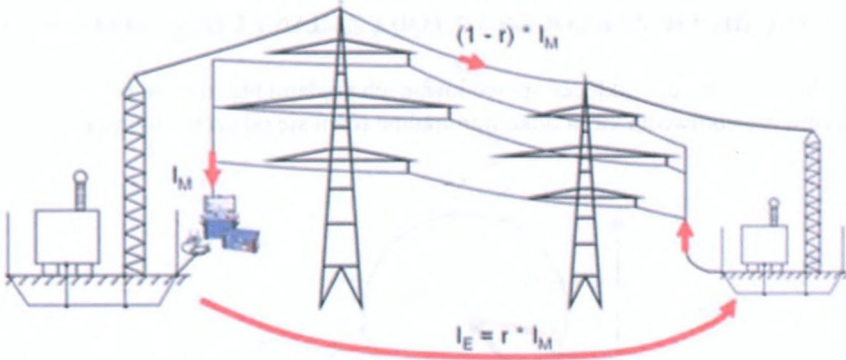
Pomiar wykonuje się wzdłuż granicy układu uziemiającego lub, jeżeli ogrodzenie jest z nim połączone wzdłuż ogrodzenia oraz na jego rogach. Napięcie mierzy się też na metalowych obiektach w bezpośrednim sąsiedztwie, takich jak rurociągi, poręcze, czy oświetlenie oraz wszystkich obiektach znajdujących się na tyle blisko aby traktować je jako część układu uziemiającego (np. konstrukcje wsporcze itp.).

7.3.1. WSPÓŁCZYNNIK REDUKCYJNY

Wymuszanie prądu pomiarowego ma na celu symulację prądu przepływającego przez układ podczas zwarcia. Normy [3,4] sugerują użycie częstotliwości zbliżonej do częstotliwości sieci.

Podając prąd do układu specjalnym kablem, co nie jest trudne do realizacji w przypadku małych układów uziemiających, należy zadbać o to aby obwód prądowy nie zamykał się innymi równoległymi obwodami. W przeciwnym razie prąd nie będzie w całości przepływał przez ziemię, a otrzymane wyniki nie będą poprawne.

W dużych układach uziemiających, do ich zasilenia i zamknięcia obwodu pomiarowego używa się specjalnie wyłączonej w tym celu linii napowietrznej lub kablowej. Linia taka musi być uziemiona na oddalonym końcu.



Rys.4. Rozpływ prądu pomiarowego na prąd uziomowy oraz prąd w przewodzie odgromowym

Jeżeli linia napowietrzna wyposażona jest w przewód odgromowy, lub pancierz kabla uziemiony jest obustronnie, część prądu płynie do uziemionego końca linii przez te elementy zamiast przez ziemię. Prąd ten nazywa się prądem redukcyjnym.

Prąd redukcyjny nie musi być brany pod uwagę jeżeli linia jest jedyną jaką zasilą zwarcie, lub jeżeli jest zamodelowana w taki sam sposób jak linie w sytuacji rzeczywistej awarii.

Z drugiej strony, absolutnie koniecznym jest rozważenie współczynnika redukcyjnego jeżeli wykonujemy pomiary używając obustronnie uziemionego kabla (posiadającego bardzo wysoki współczynnik redukcji), a rzeczywiste zwarcie może być też zasilone przez linię napowietrzną. Robi się to mierząc prąd płynący przez pancierz i uwzględnia się ten efekt w obliczeniach. Alternatywnym, prostszym rozwiązaniem jest tymczasowe rozłączenie połączenia z ziemią, jednak nie zawsze jest to możliwe do zrealizowania.

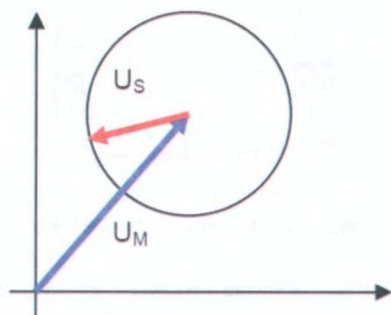
7.3.2. ELIMINACJA ZAKŁÓCEŃ

Głównym problemem występującym przy pomiarze napięć dotykowych jest zafałszowanie otrzymanych wyników przez płynące w ziemi niepożądane prądy błądzące. W wielu przypadkach zmierzone na ogrodzeniu napięcie wynikające z tych prądów jest rzędu kilku woltów, podczas gdy dodatkowy spadek napięcia spowodowany prądem pomiarowym symulującym zwarcie jest minimalnie wyższy lub czasem nawet wyższe niższe.

Przykłady metod eliminacji problemów związanych z tymi zakłóceniami podają normy DIN VDE 0101 [3] lub CENELEC HD 637 S1 [4]. Metody te jednak nie będą skuteczne jeżeli prądy błądzące nie są jednej częstotliwości, ale charakteryzują się określonym spektrum częstotliwości.

7.3.3. TŁUMIENIE ZAKŁÓCEŃ METODĄ ZMIANY CZĘSTOTLIWOŚCI

Metoda tłumienia zakłóceń spowodowanych prądami błądzącymi polega na wprowadzeniu częstotliwości która tylko minimalnie różni się od częstotliwości sieci.



Rys.5. Wektory napięcia mierzonego U_M oraz napięcia zakłóceń U_S
(zakłócenia są mniejsze niż wielkość mierzona)

Jeżeli wartość napięcia zakłóceń jest niższa od wartości napięcia mierzonego, możliwe jest obliczenie wartości zmierzonej w postaci wartości średniej, która jest arytmetyczną średnią największej i najmniejszej wartości napięcia odczytanej z jednego okresu – równanie (1).

$$U_S < U_M \quad U_M = \frac{U_1 + U_2}{2} \quad (1)$$

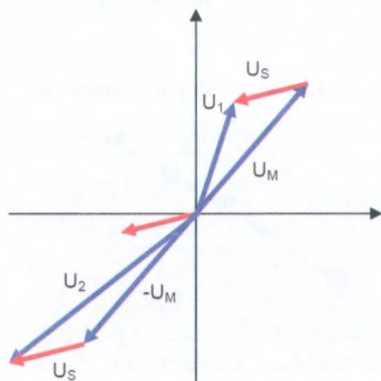
Natomiast, gdy napięcie zakłóceń jest większe, napięcie mierzone jest wartością średnią z różnicy największej i najmniejszej wartości napięcia odczytanej z jednego okresu (2).

$$U_S > U_M \quad U_M = \frac{U_1 - U_2}{2} \quad (2)$$

W tej metodzie do zasilania układu uzi omowego używa się zwykle generatorów spalinowych, które w prosty sposób pozwalają w małym zakresie zmieniać częstotliwość prądu.

7.3.4. TŁUMIENIE ZAKŁÓCEŃ METODĄ ZMIANY BIEGUNOWOŚCI

Jeżeli nie jest dostępne źródła prądu o zmiennej częstotliwości konieczne jest użycie częstotliwości sieci oraz zastosowanie metody zmiany biegunowości. Metoda ta polega na wykonaniu 3 pomiarów: bez źródła prądowego (tylko pomiar napięcia zakłóceń), przy zasilaniu ze źródła, oraz przy zasilaniu ze źródła z odwróconą fazą o 180° .



Rys.6. Wektory mierzonych napięć przy wykorzystaniu metody zmiennej biegunowości

Obliczenie zmierzonej wielkości napięcia dotykowe, w tym przypadku, jest bardziej skomplikowane ze względu na otrzymywane złożone wartości. Obliczenia są poprawne tylko jeżeli zakłócenie jest stałe w czasie i obecne jedynie dla częstotliwości sieci. W takim przypadku do wyznaczenia napięcia dotykowego można posłużyć się zależnością:

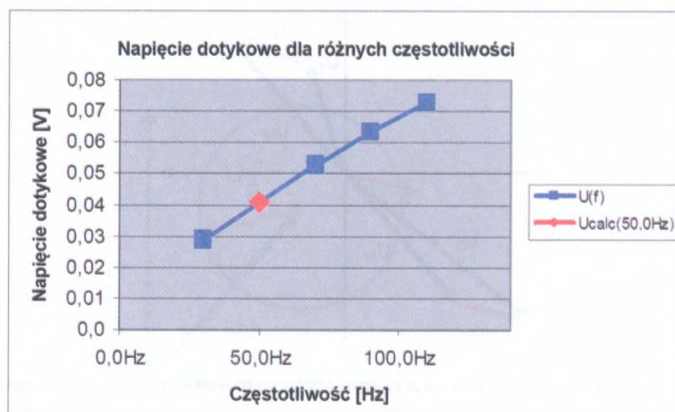
$$U_M = \sqrt{\frac{U_1^2 - U_2^2}{2} - U_S^2} \quad (3)$$

7.3.5. TŁUMIENIE ZAKŁÓCEŃ PRZY UŻYCIU FILTRA CZĘSTOTLIWOŚCI

Pomiar napięcia dotykowego wykonuje się w wielu różnych punktach stacji. W takich przypadkach konieczność przeprowadzenia obliczeń związanych z wieloma zmierzonymi wartościami i możliwym dodatkowym zróżnicowaniem każdego przypadku jest zajęciem trudnym i żmudnym.

Dlatego preferowaną przezOMICRON metodą jest pomiar w dwóch punktach pomiarowych dla dwóch różnych częstotliwości. W jednym z punktów stosuje się częstotliwość nieco niższą w stosunku do częstotliwości sieci, natomiast w punkcie

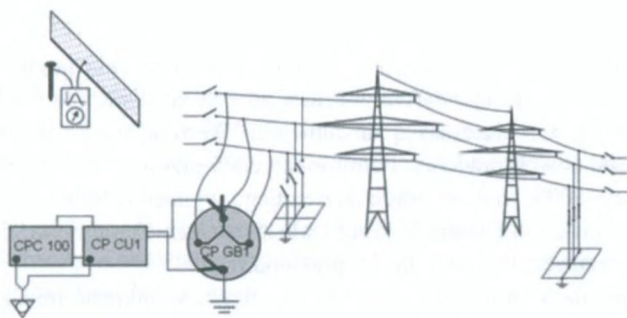
drugim, używa się częstotliwości nieco wyższej w stosunku do sieci o tę samą wartość Δf . Następnym krokiem jest wyznaczenie wartości średniej za pomocą interpolacji liniowej (rys.7). W razie potrzeby poprawność stosowania liniowej interpolacji można potwierdzić poprzez pomiar dla kolejnych innych częstotliwości. Metoda interpolacji liniowej jest dopuszczalna wtedy, jeżeli wszystkie punkty pomiarowe ułożą się mniej więcej proporcjonalnie (rys7). W praktyce rezultaty pomiarów są silnie zależne od częstotliwości, ale niemal zawsze zależność ta jest liniowa.



Rys.7. Interpolacja liniowa napięcia dotykowego

Przy użyciu CPC 100 oraz CP CU1, można generować prądy do 100A przy mocy do 5kVA. Wzmacniacz CPC jest w pełni elektroniczny i umożliwia w szerokim zakresie dowolną zmianę częstotliwości. Jeżeli częstotliwość sieci wynosi 50Hz, zwykle wykonuje się pomiary przy częstotliwościach 30Hz oraz 70Hz. Dodatkowe wykonane pomiary dla częstotliwości 90, 110 oraz 130Hz służą jedynie do weryfikacji liniowej zależności napięcia pomiarowego od częstotliwości i nie biorą udziału we właściwych obliczeniach wyniku.

W mniejszych stacjach można napięcie może być mierzone bezpośrednio przez CPC (rys.8). Filtry CPC wycinają wtedy zadaną częstotliwość z mierzonego sygnału i prezentują wynik jako wartości amplitudy oraz fazy. W większych stacjach energetycznych bezpośrednie podłączenie się do generatora nie jest możliwe. W takich przypadkach używa się woltomierza o selektywnej częstotliwości. Traci się w ten sposób informację o fazie sygnału, ale ta informacja nie jest konieczna do określenia napięcia dotykowego.



Rys.8. Schemat obwodu do pomiaru napięcia dotykowego przy zastosowaniu CPC-CPCU1

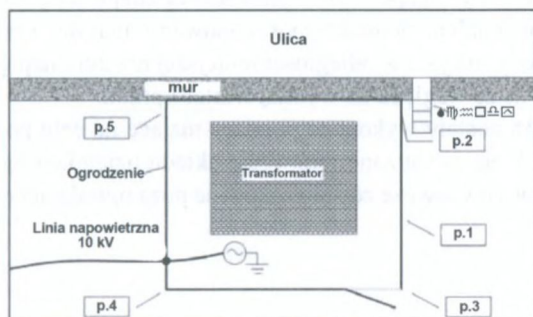
7.4. PRZYCZYNY WYPADKU

Na pierwszy rzut oka zadziwiającym był fakt porażenia pracownika znajdującego się na stacji pomimo wystąpienia zwarcia linii z ziemią oddalonego ponad 2 km. Jednak szybko wyjaśniono zaistniałą sytuację. Punkt gwiazdowy linii 20kV był bezpośrednio uziemiony wewnątrz stacji i właśnie w tym miejscu został zamknięty obwód prądu zwarciovego.

Drugim interesującym faktem była wartość prądu zwarcia wynosząca jedynie 95A.

Przeprowadzone śledztwo doprowadziło do dwóch wniosków.

Z pierwszego wynika, że podłoże składa się jedynie z cienkiej warstwy gruntu, który położony jest na płytce usytuowanej skale. W rezultacie rezystancja gruntu (ziemi) jest duża. Inną przyczyną niskiej wartości prądu mógł być rodzaj zwarcia jakie wystąpiło. Było to zwarcie 3-fazowe z ziemią czego skutkiem był rozptył prądu w przewodach fazowymi oraz ziemi. Stąd tylko nieznaczna część prądu zwarcia popłynęła przez ziemię.



Rys. 9. Punkty pomiaru oraz punkt zasilania ogrodenia prądem pomiarowym

W celu odtworzenia warunków wypadku do wymuszenia prądu pomiarowego użyto linii 10 kV zasilającej zwarcie w czasie zdarzenia. Ponieważ nie było możliwe wyłączenie całej linii, rozłączono ją na słupie ok. 100 m od stacji i w tym punkcie zamknięto do ziemi obwód prądowy. Pomimo użycia 5 przewodów doziemnych i zastosowania napięcia 500V wartość prądu doziemnego wynosiła jedynie 2,5A. Przyczyną tego efektu była niska przewodność gruntu, ale zwiększenie prądu zwarciovego mogło nastąpić poprzez użycie większej liczby przewodów.

Podczas pomiaru zmieniano częstotliwość prądu w zakresie między 30 a 70Hz. Napięcie dotykowe zmierzono przy pomocy selektywnego woltomierza we wszystkich 4 narożnikach ogrodzenia i w miejscu, w którym w czasie wypadku stał Christofer Padden. Rezystancja ludzkiego ciała, wynosząca $1k\Omega$, zgodnie z normą VDE 0101 [3], została wpięta równolegle do woltomierza. Ponieważ użycie woltomierza nie było możliwe dla wartości 7Vrms oraz z powodu obecności zakłóceń o częstotliwości 50Hz, wartość prądu testowego musiała zostać później zmniejszona. Ostatecznie pomiar został wykonany przy prądzie jedynie 0,5A.

Tablica 1. wyniki pomiarów napięcia dotykowego

Punkt pomiarowy	Prąd	Napięcie zmierzone	Napięcie obliczone dla $J = 95 \text{ A}$
p.1	0,5 A	2,62 V	497 V
p.2	0,5 A	2,74 V	520 V
p.3	0,5 A	2,95 V	560 V
p.4	0,5 A	2,22 V	422 V
p.5	0,5 A	1,72 V	326 V

W punkcie „p. 1”, Christofer Padden został porażony przy napięciu niemal 500V lecz wszystkie lokalizacje bezpośrednio poza siatką znajdowały się pod podobnym, niebezpiecznym potencjałem. Jednakże poszkodowany miał dużo szczęścia ponieważ jeżeli zwarcie miałyby miejsce w odległości mniejszej niż 2km napięcie dotykowe byłoby znacznie wyższe ze względu na wyższą wartość prądu.

Na stacji nr 116 zostały wykonane pomiary mające na celu poprawę funkcjonowania uziemienia. Przeprowadzono renowację układu uziemiającego na terenie całej stacji a uziemienie wyrównawcze zostało zakopane poza ogrodzeniem aby zredukować napięcie dotykowe.

7.5. PODSUMOWANIE

Pomiary napięcia dotykowego na stacjach wysokiego napięcia są bez wątpienia interesującym technicznie zagadnieniem jednak wiążą się z wieloma dodatkowymi problemami, które należy uwzględnić w ocenie. Pomiar ten jest znacznie bardziej istotny od pomiaru rezystancji gruntu.

Czy jest to luksus? Oczywiście nie, jeżeli bezpieczeństwo nie jest rozpatrywane jako dobro luksusowe. Omawiany wypadek pokazuje, że w przypadku nieprawidłowo działającego uziemienia, ludzie mogą znaleźć się w niebezpieczeństwie nawet jeżeli miejsce zwarcia znajduje się w znacznej odległości.

LITERATURA

- [1] W. Doemeland, *Handbuch Schutztechnik*, Huss-Medien GmbH, Berlin, Germany
- [2] Thomas Niemand, Heinz Kunz; *Erdungs-anlagen*, VDE Verlag GmbH, Frankfurt, Germany
- [3] DIN VDE 0101: 2000-01, Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1kV, VDE, German Standard
- [4] CENELEC HD 637 S1: 1999, Power Installations exceeding 1kV a.c., CENELEC, Brussels, Belgium

Dear Sir,

I have the honor to acknowledge the receipt of your letter of the 10th inst.

and in reply to inform you that the same has been forwarded to the proper authorities.

I am, Sir, very respectfully,
Yours obedient servant,

J. H. [Name]

[Address]



8. TRANSFORMATOROWE CIECZE IZOLUJĄCO-CHŁODZĄCE; PORÓWNANIE WŁAŚCIWOŚCI

8.1. WPROWADZENIE

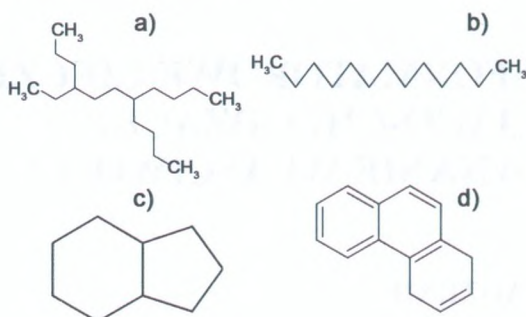
Wybór cieczy izolująco-chłodzącej dla transformatora nie jest łatwą decyzją, ponieważ pod uwagę należy brać wiele parametrów, a wśród nich m.in. wpływ na środowisko naturalne, cena oraz funkcję i zachowanie się podczas eksploatacji. Ponieważ cena jest ustalana lub dyskutowana w procesie sprzedaży, to nie jest tematem tego opracowania. Skutki ekologiczne stosowania tych cieczy jest problemem złożonym, ponieważ jakiegokolwiek porównanie produktów w celu określenia ich właściwości musi być ocenione według wszystkich istotnych oddziaływań na środowisko w całym cyklu życia produktu, a w tym produkcji, rafinacji, czasu stosowania, emisji z transportu, recykling itp. Takie kompleksowe rozpatrywanie wpływu cieczy na środowisko jest konieczne, aby być pewnym, że problem nie będzie przesunięty w czasie. Jest to skomplikowany, a tym samym istotny temat, któremu należy poświęcić większą uwagę. Natomiast celem tego artykułu jest porównanie oleju mineralnego z estrami pod względem funkcjonowania wewnątrz transformatora. Przy czym, szczególna uwaga będzie zwrócona na takie podstawowe właściwości, jak stabilność utlenienia, temperatura zapłonu, DGA oraz interakcja cieczy z celulozą.

8.2. IZOLUJĄCO-CHŁODZĄCE CIECZE TRANSFORMATOROWE

Ciecz izolująco-chłodząca w transformatorze jest istotną jego częścią, ponieważ spełnia kilka funkcji, takich jak izolacja elektryczna, chłodzenie uzwojeń i rdzenia oraz jako nośnik informacji. Na rynku istnieją różne alternatywy stosowania w postaci olejów mineralnych, węglowodorów syntetycznych, estrów naturalnych oraz olejów silikonowych z różnymi właściwościami. Artykuł ten skupi się na oleju mineralnym i estrach.

Olej mineralny

Olej mineralny jest najbardziej powszechnie stosowaną w transformatorach cieczą izolacyjno-chłodzącą [1]. Składa się ona z węglowodorów o różnych strukturach molekularnych. Jednak ogólnie można wyróżnić trzy główne rodzaje olejów: parafinowe, naftenowe oraz związki aromatyczne (rys. 1).

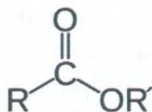


Rys.1. Struktura molekularna olejów mineralnych:
(a) iso parafinowe, (b) normalne parafinowe, (c) naftenowe, (d) aromatyczne

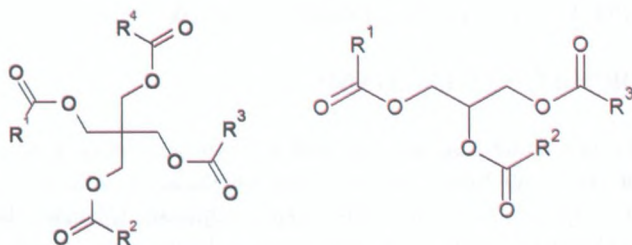
Stosowane do izolacji oleje mineralne często zawierają wysoki odsetek cząstek naftenowych. Generalnie, olej z charakterystyką naftenową zapewnia dobre właściwości niskotemperaturowe, wysoką zdolność rozpuszczania substancji polarnych, oraz niski współczynnik lepkości. Mineralny olej transformatorowy zawiera inhibitory które opóźniają procesy starzenia w oleju. Inhibitory te mogą być naturalne, czyli takie jakie występują w mineralnych olejach nieinhibitowanych, lub syntetyczne, które są dodawane w olejach inhibitowanych.

Estry

Ester (rys. 2) występuje w surowcach w postaci naturalnej lub syntetycznej jako produkt reakcji alkoholu i kwasu tłuszczowego. Na ogół, estry stosowane są w przypadkach gdzie bardzo istotna jest ochrona przeciwpożarowa. Zarówno estry syntetyczne jak i naturalne mają wysoką temperaturę zapłonu. Dodatkowo, charakteryzują się one dobrą stabilnością termiczną oraz odpornością na utlenianie [1]. Typowe struktury molekularne estrów naturalnych i syntetycznych pokazano na rysunku 3, a ich podstawowe właściwości podano w tabeli 1.



Rys.2. Struktura molekularna estru



Rys.3. Struktura cząsteczkowa estru syntetycznego (z lewej) oraz naturalnego (z prawej)

Estry naturalne różnią się właściwościami od oleju mineralnego lub innych cieczy izolacyjnych, które są produktami rolniczymi na bazie olejów roślinnych (soi, słonecznika i rzepaku), a nie pochodnymi rafinacji ropy naftowej lub wytwarzane z olejów bazowych, czy też syntezy z prekursorów organicznych. Z powodu wysokiego udziału kwasów nienasyconych ich lepkość jest wyższa w stosunku do olejów mineralnych, natomiast odwrotnie, z powodu wysokiej zawartości kwasów nienasyconych, odporność na utlenianie jest mniejsza [2].

Specyfikacje międzynarodowe IEC

Oleje mineralne stosowane są w układach izolacyjnych od bardzo długiego czasu, co spowodowało powstanie wielu różnych specyfikacji i norm krajowych oraz międzynarodowych, przy czym jedną z najczęściej używanych jest norma IEC 60296 [3]. Obecnie w ramach IEC istnieją również specyfikacje obu estrów syntetycznych i naturalnych w postaci norm IEC 61099 [4] oraz IEC 62770 [5]. Między tymi specyfikacjami istnieją różnice w odniesieniu do wymaganych badań, ich metodyki oraz dopuszczalnych wartości. M.in. w tabeli 1 pokazano, zawarte w tych specyfikacjach, wartości graniczne temperatury zapłonu oraz stabilności utleniania. Właśnie te właściwości będą przedmiotem dyskusji w dalszej części artykułu.

Tabela 1. Wybrane właściwości transformatorowych cieczy izolująco-chłodzących

		IEC 60296	IEC 61099	IEC 62770
Temperatura zapłonu [°C]	min	135	250	250
Odporność na utlenianie		IEC 61125C, 164/332 lub 500h	IEC 61125C, 164h	IEC 61125C, 48 h
Całkowita kwasowość [mg KOH/g]	max	1.2 /0.3	0.3	0.6
Szlam [% wag]	max	0,8 /0.05	0.01	-

8.3. WŁAŚCIWOŚCI I METODY BADAŃ

8.3.1. ODPORNOŚĆ NA UTLENIANIE

Stabilność utleniania jest wskaźnikiem żywotności cieczy. Oczywistym celem jest, aby odporność na utlenianie była maksymalnie duża, co oznacza długą żywotność cieczy podczas eksploatacji. Podstawą dyskusji o stabilności utleniania będą różne wymagania specyfikacji dla różnych cieczy, a następnie będzie przedstawiony przykładem z istniejącego badania [6].

8.3.2. TEMPERATURA ZAPŁONU

Temperatura zapłonu jest ważna z punktu widzenia bezpieczeństwa, w szczególności w niektórych zastosowaniach, takich jak wewnętrzne pomieszczenia budynków, kopalnie czy też statki.

8.3.3. DGA

Materiał izolacyjny w urządzeniach elektrycznych podczas eksploatacji ulega degradacji, co skutkuje m.in. wytwarzaniem gazów wewnątrz urządzenia. Skład tych gazów oraz ich ilość związany jest z różnymi przyczynami, takimi jak np. uszkodzenie elektryczne lub cieplne. Natomiast szybkość ich wytwarzania może wskazywać na zagrożenie uszkodzeniem. Analiza DGA jest wykorzystywana jako sposób oceny ogólnego stanu transformatora, ale również może również dać wskazówki co do stanu materiału izolacyjnego.

Diagnostyka DGA olejów mineralnych ma długą historię i metoda ta jest już dobrze znana i uznawana. Jeśli chodzi o stosunkowo nowe cieczy izolacyjne, takie jak estry, przy analizie dodatkowo muszą być brane pod uwagę liczne aspekty cieplne i elektryczne konstrukcji transformatora. W odniesieniu do olejów mineralnych wyniki DGA analizowane są przy użyciu różnych istniejących metody interpretacyjnych, takich jak metoda trójkąta Duval'a (Duval Triangle method) lub Rogers'a. Dotyczą one transformatorów wypełnionych takim olejem mineralnym lecz nie mogą być stosowane do oceny urządzeń wypełnionych olejami syntetycznymi lub pochodzenia roślinnego. Tak więc, potrzebne są odpowiednie korekty w ocenie oraz przystosowanie tych metod do nowych cieczy izolująco-chodzących [7]. Celem tego artykułu jest podkreślenie różnic w sposobie interpretacji wyników DGA otrzymanych dla różnych cieczy, w tym oleju mineralnego, syntetycznego i naturalnych esterów, na podstawie metody trójkąta Duval'a.

8.3.4. SYSTEM IZOLACYJNY CIECZ-CELULOZA

Jest powszechnie wiadomo, wilgoć ma duży wpływ na kinetykę starzenia systemu izolacyjnego w transformatorach. Dokonano kilka znaczących badań doświadczalnych które pokazują, że woda jest jednym z najbardziej negatywnych czynników wpływających na żywotność izolacji olej-papier. Może ona redukować stopień polimeryzacji [8] [9] oraz obniżać odporność mechaniczną celulozy [10]. Wcześniejsze badania wykazały również, że wzrost zawartości wody w izolacji ma negatywny wpływ na właściwości elektryczne izolacji papierowo-olejowej [11].

Na ogół wydaje się, że celuloza lepiej zachowuje się w kontakcie z cieczami estrowymi w porównaniu do olejów mineralnych. Popularna teoria wyjaśnia to tym, że z powodu wyższej polarności, ester może rozpuścić więcej wody, a zatem zmniejszyć jej ilość w papierze i tym samym ograniczyć proces degradacji. Jednakże jest mniej dostępnych informacji dotyczących wpływu i oddziaływania starzenia na właściwości dielektryczne układu ciecz-celuloza, co bezpośrednio przekłada się na ogólną pracę transformatora. Badania takie powinny analizować zarówno właściwości papieru ale, przede wszystkim, takie właściwości cieczy jak współczynnik strat dielektrycznych ($\text{tg}\delta$), liczba kwasowa czy też zawartość wody.

Nynas wykonał takie badania według następującej metodyki:

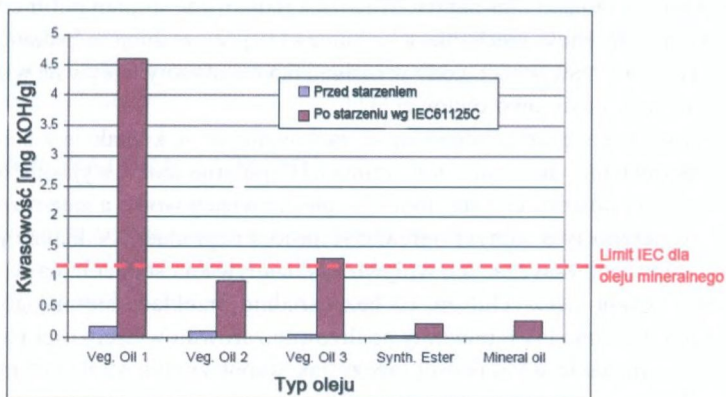
Szczelna kolba szklana zawierająca miedź, papier izolacyjny o pewnej zawartości wody oraz ciecz dielektryczną poddawano starzeniu w piecu w temperaturze 120 °C przez okres 17 tygodni. W celu przyspieszenia starzenia, badania przeprowadzono stosując celulozę o wysokiej początkowej zawartości wody. W okresie starzenia obserwowano zmiany różnych właściwości cieczy. Podczas próby były mierzone takie właściwości jak $\text{tg}\delta$, liczba kwasowa, zawartość miedzi oraz zawartość wody w cieczy. Podczas badania również była monitorowana liczba kwasowa papieru oraz jego zawilgocenie. W eksperymencie użyte były następujące ciecze izolująco-chłodzące: ester naturalny oraz nieinhibitowany olej mineralny zgodny z normą IEC 60296 [3].

8.4. WYNIKI I DYSKUSJA

8.4.1. STABILNOŚĆ UTLENIANIA

Jak to pokazano w tabeli 1, ciecze izolująco-chłodzące mają określone normatywne wartości graniczne stabilności utleniania. W przypadku olejów mineralnych wymagania te są różne w zależności od jego jakości. Syntetyczne estry muszą spełniać minimalne wymagania dla oleju mineralnego, ale powszechnie wiadomo, że odporność na utlenianie tych cieczy jest wysoka. Metodyka badania odporności na utlenianie estrów naturalnych jest taka sama, jak dla olejów mineralnych i estrów syntetycznych. Natomiast różnice dotyczą czasu ich trwania. W przypadku estrów naturalnych wynosi on 48 godzin, a dla pozostałych cieczy 164 godzin. Tak więc, powodu tych różnic,

na podstawie specyfikacji, trudno jest porównywać zachowanie się różnych cieczy. Jednak, jak się wydaje, czas trwania badania 48 godzin wskazuje, że odporność na utlenianie naturalnych estrów może nie być tak dobra, jak w przypadku innych cieczy izolująco-chłodzących.

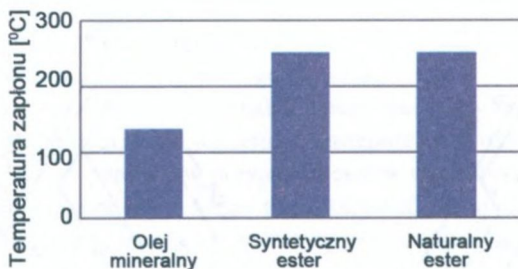


Rys.4. Utlenianie wybranych cieczy izolacyjnych

Na rysunku 4 podano wpływ starzenia na wartość liczby kwasowej wybranych cieczy [6]. Oleje mineralne oraz syntetyczny ester wykazują dobrą odporność na utlenianie zgodnie z IEC 61125C (164 godzin) podczas badania wg specyfikacji [3, 4, 5]. Natomiast odporność trzech estrów naturalnych była różna. Ale, tak jak się spodziewano, naturalne estry mają znacznie słabszą odporność na utlenianie w porównaniu z olejem mineralnym i estrami syntetycznymi.

8.4.2. TEMPERATURA ZAPŁONU

Jak już wspomniano wysoka temperatura zapłonu jest ważna z punktu widzenia bezpieczeństwa. Ciecze estrowe są często preferowane w specyficznych zastosowaniach, gdzie bezpieczeństwo pożarowe jest istotne. Na rysunku 5 pokazano graniczne wartości temperatury zapłonu dla różnych cieczy izolująco-chłodzących. Wynika z nich, że wymagania dla estrów są bardziej rygorystyczne w porównaniu do olejów mineralnych. Wysoka temperatura zapłonu i palenia się jest jedną z głównych zalet estrów. Wartość temperatury 250 ° C jest istotna z punktu widzenia poważny usterek w transformatorze i może być tematem przyszłej dyskusji.



Rys.5. Temperatura zapłonu olejów izolacyjnych

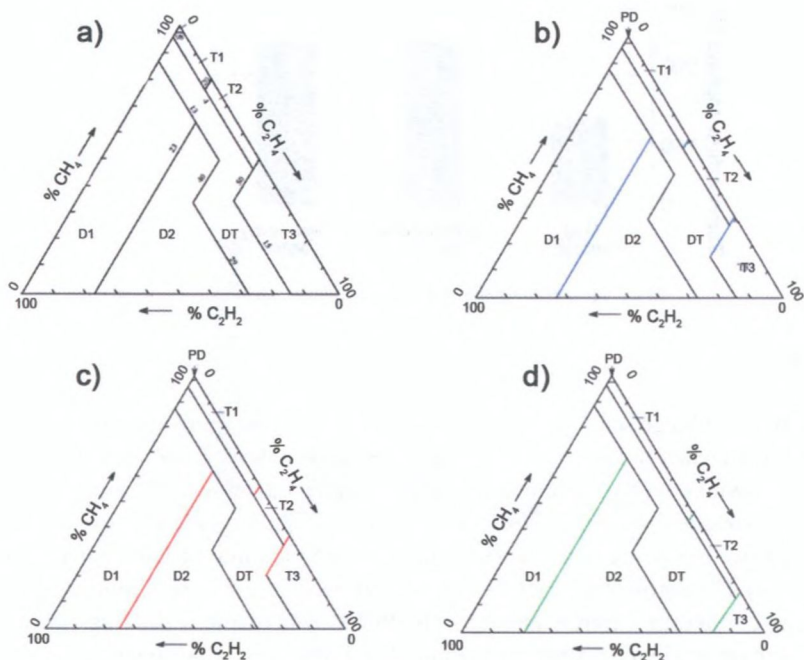
8.4.3. DGA

W zależności od tego, jaki materiał izolacyjny będzie stosowany, wystąpią różnice w tworzeniu się gazów w zależności od typu usterek, co należy wziąć to pod uwagę w interpretacji wyników DGA. Metoda oceny powstałych gazów w oleju mineralnym jest dobrze rozwinięta. Ostatnio badano, czy na potrzeby interpretacji DGA w estrach konieczne są nowe metody, czy też wystarczające są jedynie modyfikacje istniejących metod. W pracy [7] porównano zachowanie się czterech cieczy: oleju mineralnego, syntetycznego estera oraz 2 estrów naturalnych. Porównanie różnic w generacji gazów w tych cieczach izolacyjnych posłużyło do modyfikacji stref w standardowym trójkącie Duval'a, które doprowadziły do powstania trzech nowych trójkątów, po jednym dla każdej cieczy (rys.6).

Przy porównywaniu tych trójkątów widoczne są różnice, głównie w granicach dla stref D1 / D2, T1 / T2, oraz T2 / T3. Można także zauważyć, że różne typy naturalnych estrów mają różne wzory generacji gazów. Jak się wydaje, różnice te wynikają z odmiennej struktury chemicznej tych cieczy [7].

Świadomość tych różnic jest ważna przy podejmowaniu właściwych decyzji w oparciu o wyniki badań DGA. Ważne jest również uwzględnienie tych zachowań w przypadku konieczności uzupełniania estrów w transformatorze nowym estrem. Jeśli estry nie są tego samego pochodzenia mogą zaistnieć zmiany w trójkącie Duval'a, które muszą być brane pod uwagę.

Należy przy tym podkreślić, że pokazane na rysunku 6 trójkąty zostały opracowane w oparciu o symulowane testy w laboratorium i mogą ulec modyfikacji dla generacji gazów w warunkach eksploatacyjnych [7].



Rys.6. Trójkąty Duval'a dla transformatora napelnionego:
 (a) olejem mineralnym (Trójkąt Duval'a 1) (b) eestrem syntetycznym (Trójkąt Duval'a 3),
 (c) eestrem naturalnym (Trójkąt Duval'a 3), (d) eestrem naturalnym (Trójkąt Duval'a 3)

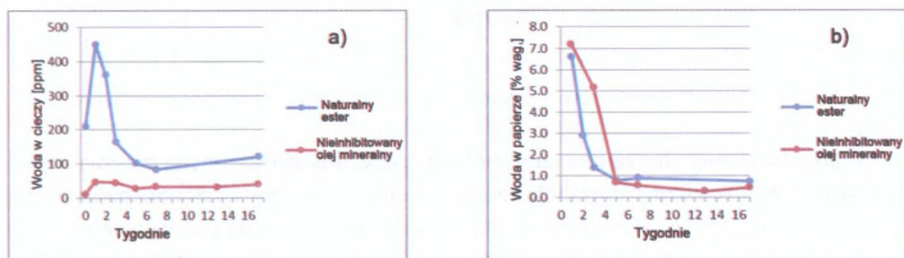
8.4.4. SYSTEM IZOLACYJNY CIECZE-CELULOZA

Przy weryfikacji i ocenie stabilności utleniania jako pierwsza została wzięta próbka odniesienia, bez papieru i miedzi. Zgodnie z oczekiwaniem, początkowa zawartość wody w estrze naturalnym była wyższa (około 10 razy) niż w oleju mineralnym. Jest tak, ponieważ rozpuszczalność wody w estrze jest większa niż w oleju mineralnym. Ester może również zawierać wodę związaną chemicznie, podczas gdy w oleju mineralnym istnieje jedynie woda rozpuszczona [12]. Zawartość wody w naturalnym estrze zmniejszyła się w czasie trwania starzenia natomiast w oleju mineralnym zawartość wody powoli zwiększała się (rys.7.a). Spadek zawartości wody w estrze naturalnym wynika prawdopodobnie z procesu jego hydrolizy estru do odpowiedniego kwasu, co jest reakcją „konsumującą” wodę. Oczekiwano również, że kwasowość oraz tgd̄ bardziej wzrosnie w estrze naturalnym w porównaniu z olejem mineralnym, co wynika z różnej stabilności utleniania.

W systemie papier – ciecz- miedź, w pierwszym tygodniu starzenia zaobserwowano wzrost zawartości wody w cieczach, po czym nastąpił spadek ilości wody do małej ilości, zarówno w cieczy (rys. 7.a) jak i w papierze (rys. 7.b). Wydaje się, że początko-

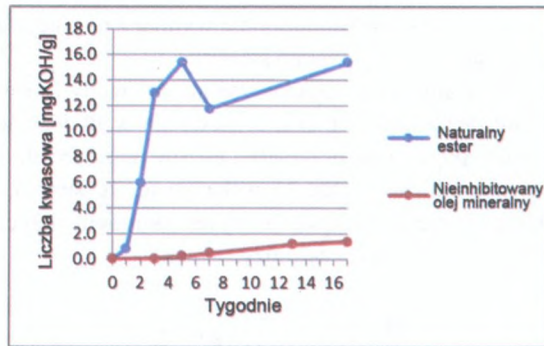
wy wzrost zawilgocenia cieczy prawdopodobnie wynika z migracją wody z papieru do cieczy do osiągnięcia stanu równowężnego stężenia.

Natomiast obserwowany potem spadek zawartości wody może być objawem jej zużycia w procesie degradacji papieru, a następnie w hydrolizie do rozszczepiania wiązań. Kwasowość papieru, w przypadku estrów naturalnych, była mniejsza niż w przypadku oleju mineralnego. Może to wskazywać, że spadek zawartości wody w układach zawierających ciecz estrowe raczej jest skutkiem zużycia wody przez hydrolizę estru niż przesunięciem jej do celulozy.



Rys. 7. Zmiany zawartości wody w cieczy (a) oraz w papierze (b)

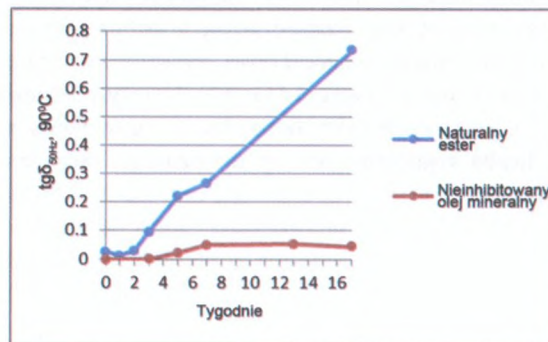
Na rysunku 8 można zauważyć, że ester naturalny charakteryzuje się dużą liczbą kwasową w porównaniu z olejem mineralnym, w którym obserwuje się niewielką jej zmianę podczas starzenia. Kwasowość cieczy izolacyjnych dobrze koresponduje z oczekiwaniami co do poziomu stabilności utleniania. W tym badaniu ciecz poddano starzeniu w zamkniętym środowisku o niskiej zawartości tlenu. Warunki te różnią się metodyki testów stabilności utleniania wg IEC (IEC 61125C), gdzie zapewniony jest pełny dostęp tlenu. Oznacza to, że degradacja estrów jest wysoce zależna zarówno od zawartości tlenu jak i wody obecnych w układzie izolacyjnym. Jednym z powodów wyższej wartości kwasowości w naturalnym estrze może być reakcja hydrolizy estru powodująca zwiększenie ilości kwasów. Powstałe poprzez hydrolizę naturalnego estru kwasy charakteryzują się dużą masą cząsteczkową. Uważa się przy tym, że w porównaniu do kwasów o małej masie cząsteczkowej, kwasy te nie mają dużego wpływu na katalizowany kwasem rozkład papieru [11, 13]. Należy podkreślić, że badanie to wskazuje, iż nie ma korelacji pomiędzy liczbą kwasową w cieczy a liczbą kwasową papieru. Stąd duża liczba kwasowa w cieczy nie oznacza, że będzie również wysoka liczba kwasowa w papierze.



Rys.8. Zmiany liczby kwasowej w naturalnym estrze i oleju nieinhibitowanym mineralnym

Z pomiarów współczynnika strat dielektrycznych w zestarzonych cieczach zaobserwowano, że dla estru naturalnego zmiany wartości $tg\delta$ były istotne, podczas gdy w oleju mineralnym, nawet po 17 tygodniach starzenia, pozostały one na niskim poziomie (rys.9). Jak wiadomo, wysokie wartości $tg\delta$ mogą szkodliwie wpływać na straty mocy w izolacji urządzeń elektrycznych oraz jej rezystancję [14].

W tym kontekście, w ocenie właściwości elektrycznych cieczy izolacyjnych interesująca byłaby analiza zawartości cząstek miedzi, ponieważ wysoka zawartość miedzi nie wpływa na właściwości izolacyjne. W tym celu starzeniu poddano próbki izolacji papierowo-olejowej impregnowanej naturalnym estrzem oraz nieinhibitowanym olejem mineralnym. Po 17 tygodniach testu próbki papieru oraz cieczy wysłano do zewnętrznego laboratorium celem zbadania zawartości cząstek miedzi. Wyniki podano w tabeli 2. Stwierdzono, że zawartość miedzi w naturalnym estrze była bardzo wysoka w porównaniu do oleju mineralnego. Wynik ten wskazuje to, że ester naturalny może mieć korozyjny wpływ na przewody miedziane, co prowadzi do zwiększenia uwalniania miedzi w cieczy i może mieć negatywny wpływ na wartość $tg\delta$.



Rys. 10. Zmiany $tg\delta$ w naturalnym estrze i nieinhibitowanym oleju mineralnym podczas starzenia

Tabela 2. Dane techniczne dla różnych cieczy transformatorowych

	Początkowa zawartość miedzi w cieczy [ppm]	Zawartość miedzi w cieczy po 17 tyg. [ppm]
Naturalny ester, Papier Kraft	<0,1	17
nieinhibitoryjny olej mineralny, Papier Kraft	<0,1	0,3

8.5. WNIOSKI

Różnice w wymaganiach dotyczących stabilności utleniania dla każdej cieczy powodują trudności w ich ocenie. Generalnie można stwierdzić, że naturalne estry mają słabszą odporność na utlenianie w porównaniu do oleju mineralnego i estrów syntetycznych.

Wysoki temperatura zapłonu i palenia się są jedną z głównych korzyści stosowania estrów, choć można kwestionować, czy temperatura 250 °C jest wystarczająca, w przypadku poważnej awarii w transformatorze.

Aby móc podejmować właściwe decyzje na podstawie wyników DGA należy wiedzieć, że są różne wzajemne relacje między gazami generowanymi przez defekty w obecności różnych cieczy. Współcześnie wiele metod interpretacyjnych bazuje na procesach zachodzących w oleju mineralnym. Jednak w przypadku innych cieczy izolująco-chłodzących należy stosować metody interpretacyjne właściwe dla danego gatunku cieczy. Należy przy tym zachować ostrożność podczas mieszania różnych estrów naturalnych, gdyż może to mieć wpływ na interpretację wyników badań DGA.

Badania zmian wartości $tg\delta$ oraz kwasowości elementów układu izolacyjnego ciecz-papier wykazały, że znacznie szybciej degradują się ciecze estrowe. Również uwalnianie miedzi do estrów wydaje się być wyższe, co szkodzi właściwościom dielektrycznym. Jak już wcześniej wykazano, w obecności estrów obserwuje się wolniejszą degradację papieru, ale wydaje się, że osiąga się to kosztem bardzo szybkiej degradacji estru.

LITERATURA

- [1] CIGRE working group A2.35, (2010) CIGRE 436, "experiences in service with new insulating liquids"
- [2] American Society for Testing and Materials, ASTM D6871-03 (2008), "Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus."
- [3] International Electrotechnical Commission, IEC 60296 ed 4 (2012), "Fluids for

- electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear."*
- [4] International Electrotechnical Commission, IEC 61099 ed 2 (2010), "*Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes.*"
 - [5] International Electrotechnical Commission, IEC 62770 (2013), "*Fluids for electrotechnical applications- unused natural esters for transformers and similar electrical equipment.*"
 - [6] Darwin, C. Perrier, P. Folliot, The use of natural ester fluids in transformers, MatPost 07
 - [7] Duval M., The Duval Triangle for Load Tap Changers, *Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 24 Issue 6 pp. 22-29, Nov.-Dec. 2008
 - [8] Hohlein, I. Kachler, A.J., Influence of moisture and temperature on degree of polymerization and formation of furanic compounds in free-breathing systems, *Electrical Insulation Magazine*, IEEE 2005, 21 (5), 20-24
 - [9] Junru Xiang, Jian Li*, Zhaotao Zhang, Influence of Water Content on the Aging Performance of Natural Ester-paper Insulation, State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing, China
 - [10] Lars E. Lundgaard, Walter Hansen, Dag Linhjell, and Terence J. Painter, Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers,. *IEEE Transactions on Power delivery* 2008, 15, (2), 540-546
 - [11] Lundgaard, L. E.; Hansen, W.; Ingebrigtsen, S., Aging of mineral oil impregnated cellulose by acid catalysis, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 2004, 19, (2), 230-239
 - [12] A. Kalantar*,t and M. Levin, Factors affecting the dissolution of copper in transformer oils, *Lubrication Science* 2008; 20: 223-240
 - [13] Ruijin Liao, Shuaiwei Liang, Caixin SUN, Lijun Yang, Huigang Sun, *European transactions on electrical power* 2010; 20:518-533, A competitive study of thermal aging of transformer insulation paper impregnated in natural ester and in mineral oil
 - [14] International Electrotechnical Commission, IEC 60422 ed 4 (2013), "*Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance*"



9. POMIAR IMPEDANCJI LINII PRZESYŁOWYCH, WSPÓŁCZYNNIK ZWARCIA DOZIEMNEGO (K), NASTAWY ORAZ POPRAWA NIEZAWODNOŚCI ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH

9.1. WPROWADZENIE

W razie awarii sieci przesyłowej, skuteczność zadziałania zabezpieczeń linii przesyłowych jest sprawą kluczową dla stabilności systemu i zminimalizowania skutków awarii. Ponadto głównym celem ochrony systemu jest wyeliminowanie w jak najkrótszym czasie awarii. Są to główne kryteria określania nastaw zabezpieczeń. Na czas zadziałania zabezpieczeń linii wpływa wiele czynników, które wynikają z budowy i zasad działania jak również od parametrów linii która ma być zabezpieczana. Wiąże się to z poprawnym i dokładnym wyznaczeniem parametrów linii w postaci impedancji składowej zgodnej, zerowej lub powiązanej z nimi współczynnika zwarcia doziemnego (K).

Impedancje linii do obliczeń zwarciovych i nastaw zabezpieczeń odległościowych obliczane są zwykle przy pomocy oprogramowania zawierającego charakterystyki wartości predeterminowanych. Z powodu wielu czynników wpływających na obliczenia (takich jak rodzaj przewodu, rezystywność ziemi) mogą zawierać błędy.

Pomiary impedancji linii i impedancji pętli zwarcia w terenie są najlepszym sposobem określenia rzeczywistych wartości impedancji i upewnienia się że nastawy zabezpieczeń są poprawne. Szczególną wagę ma to przy określaniu impedancji doziemnych ponieważ obliczenia mogą zawierać duże błędy. Należy przy tym zwrócić uwagę na możliwą różnicę między rzeczywistą rezystywnością gruntu a jej wartością oszacowaną.

9.2. OCHRONA ZIEMNOZWARCIOWA

Występujące w systemie zwarcie, zarówno międzyfazowe jak doziemne powinno zostać zlikwidowane możliwie szybko lecz przy zachowaniu określonej selektywności.

Selektywność oznacza odizolowanie awarii przez odłączenie jak najmniejszej części systemu, w idealnym przypadku dotyczy to tylko linii która doznała awarii.

W przypadku zabezpieczenia odległościowego, przełączniki na obu końcach linii mierzą impedancję widzianą przez dany przełącznik do miejsca zwarcia. Pierwszą strefę definiuje się dla typowych zabezpieczeń jako 80% do 90% wartości impedancji linii z zadziałaniem bezzwłocznym. Należy dodać, że błędy wynikające z przekształceń i oszacowania impedancji linii i ziemi powodują iż nastawa 100% jest niemożliwa.

W zwarciach doziemnych, impedancja pętli zwarcia zawiera impedancję linii oraz impedancję drogi powrotnej prądu przez ziemię. Dla uwzględnienia impedancji ziemi używa się współczynnika K , nazywanego współczynnikiem zwarcia doziemnego. Parametr ten definiowany jest na różne sposoby, np. jako stosunek impedancji ziemi (Z_E) do impedancji linii (Z_L) i oznaczany jako K_0 (1):

$$K_0 = \left(\frac{Z_E}{Z_L} \right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \quad (1)$$

Gdzie:

- Z_0 – impedancja linii kolejności zerowej
- Z_1 – impedancja linii kolejności zgodnej
- Z_E – impedancja pętli zwarcia ziemi (bez kompensacji)
- Z_L – impedancja pętli zwarcia linii.

Nieprawidłowe oszacowanie wartości K_0 wpływa na lokalizację miejsca zwarcia przez zabezpieczenie odległościowe i może prowadzić do problemów związanych ze zbyt długą lub zbyt krótką strefą. Zbyt długa strefa pogarsza selektywność natomiast zbyt krótka przedłuża czas wyłączenia zwarcia.

Dla zwarć z ziemią, impedancja widziana przez zabezpieczenia dana jest w postaci:

$$Z_L = \left(\frac{U/I}{1 - K_0} \right) \quad (2)$$

Obliczanie współczynnika zwarcia doziemnego (K_0)

Jest wiele sposobów i metod obliczania parametrów linii przesyłowych i szacowania współczynnika K_0 , np. ATP, CAPE, PowerFactory, itd. Obliczenia te wymagają wielu danych, zawierają estymacje i mogą być obciążone błędami.

Dane potrzebne do obliczeń:

- Wymiary geometryczne słupa:
 - wysokość,

- odległości poziome między przewodami fazowymi oraz przewodem odgromowym,
- średnia wysokość przewodów od ziemi;
- Rezystywność gruntu ρ ;
- Charakterystyka przewodów fazowych i odgromowych:
 - rezystancja,
 - charakterystyki przewodu (GMR, ilość przewodów na fazę, itp.),
 - przekrój.

9.3. DOŚWIADCZALNY POMIAR WSPÓŁCZYNNIKA ZWARCIA DOZIEMNEGO (K_0)

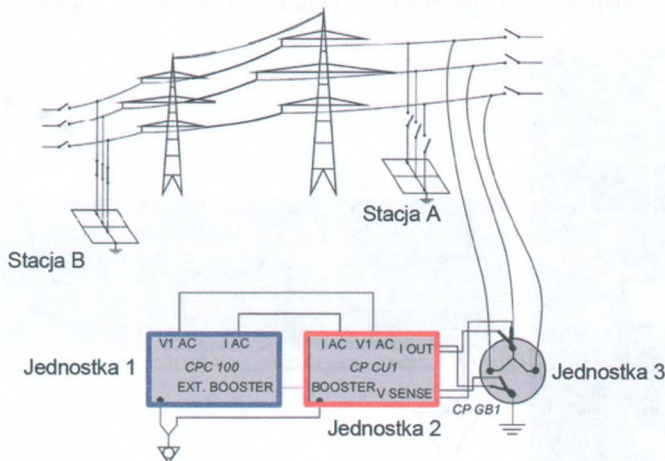
Podstawą pomiaru jest procesor sygnałowy (DSP), który generuje sygnał sinusoidalny o częstotliwości w zakresie 15÷400 Hz. System pomiarowy wykorzystuje wzmacniacze impulsowe i modulację częstotliwości dla uzyskania dokładnych pomiarów, niezależnie od zakłóceń elektrycznych. Wykonując pomiary przy częstotliwości innej niż sieciowa, przez co uzyskuje się bardzo dobre tłumienie zakłóceń pochodzących z sieci oraz możliwość obniżenia wartości prądu pomiarowego. Prąd pomiarowy w zależności od linii przesyłowej wynosi od 1 do 100 A.

Linia jest odłączana od stacji energetycznej pozostając w stanie beznapięciowym, odizolowanym od sieci. Układ pomiarowy jest podłączony do linii tak jak pokazano na rysunku 1 i składa się z następujących elementów:

(Jednostka 1): Jednostka generująca sygnały pomiarowe i przetwarzająca dane.

(Jednostka 2): Jednostka sprzęgająca sprzęt pomiarowy i linię.

(Jednostka 3): Skrzynka stykowa z uziemieniem (ochronnik przepięciowy).



Rys.1. Układ pomiarowy oraz podłączenie do linii

Wykonuje się siedem pomiarów:

- Pomiary między fazą a ziemią: L1-N, L2-N oraz L3-N;
- Pomiary międzyfazowe: L1-L2, L2-L3, L2-L1;
- Pomiary zwarcia trójfazowego z ziemią: L1-L2-L3-N.

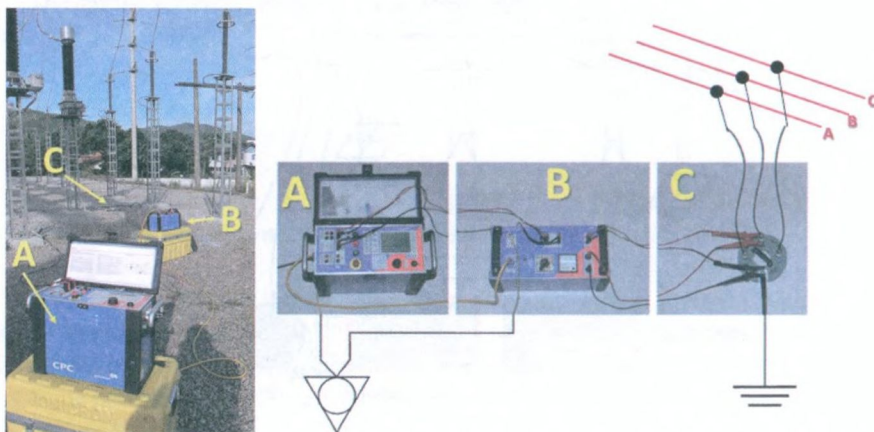
W ten sposób otrzymuje się wystarczające informacje aby obliczyć wszystkie istotne wartości impedancji dla nastaw zabezpieczenia odległościowego, wliczając w to wyznaczenie współczynnika K_0 . Dane, po wykonaniu pomiarów wprowadzane są do programu, który wykonuje obliczenia parametrów.

Istotnym aspektem pomiarów jest bezpieczeństwo zaangażowanego personelu. Szczególnie jest to ważne podczas zasilania dwóch równoległych linii, gdzie mogą być indukowane duże napięcia przez wzajemne sprzężenia indukcyjne i pojemnościowe. W szczególnych przypadkach badania nie mogą zostać przeprowadzone bez wyłączenia obu sieci z pracy.

9.4. PRZYKŁAD 1 – POMIARY W BRAZYLII PARAMETRÓW LINII NAPOWIETRZNEJ 138 KV, 20 KM

Metoda wyznaczania parametrów linii zostanie przedstawiona na przykładzie pomiarów napowietrznej linii elektroenergetycznej o napięciu 138 kV w południowej części Brazylii. Konfigurację, połączenie oraz rozmieszczenie aparatury pokazano na rysunku 2. Ich funkcje pomiarowe były następujące:

- A. CPC 100: jednostka generująca sygnał ze zmienną częstotliwością 15÷400 Hz
- B. CP CU1: jednostka sprzęgająca.
- C. CP GB1: ten element uziemiający jest ochronnikiem przepięciowym używanym do połączenia CP CU1 z obiektem pomiarowym. Zabezpiecza on sprzęt oraz personel przed wysokim napięciem, które może pojawić się na zaciskach obiektu.

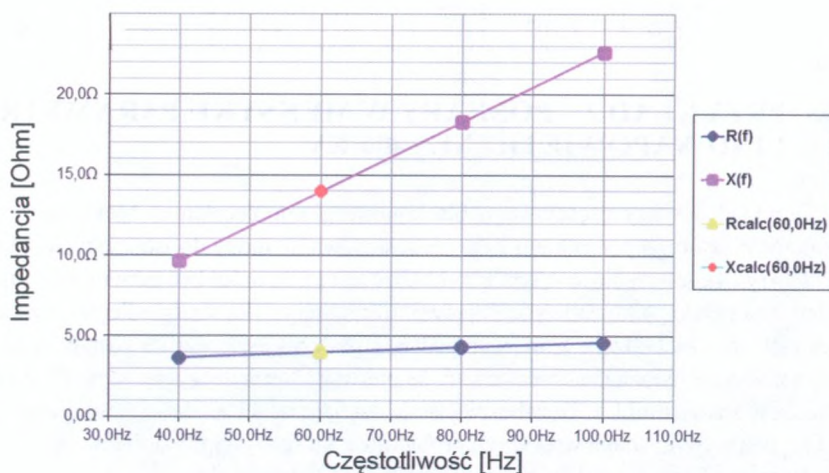


Rys. 2. Konfiguracja aparatury na stacji elektroenergetycznej przy pomiarze parametrów linii

Wszystkie siedem pomiarów zostało przeprowadzone na linii. Tabela 1 przedstawia wyniki otrzymane z pomiarów fazy L1 do ziemi (L1-N). Można zauważyć, że pomiary zostały przeprowadzone dla częstotliwości 40, 80 i 100 Hz aby wyeliminować wpływ sygnałów na częstotliwości sieci elektroenergetycznych. Wyznaczenie wartości rezystancji i reaktancji dla 60 Hz można przeprowadzić przez interpolację zmierzonych wartości, co pokazano na rysunku 3.

Tabela 1. Wyniki otrzymane z pomiarów układu AN

Nr pom.	Częstotliwość	I [A]		V [V]		R [Ω]	X [Ω]
1	40,0Hz	10,0546A	0,0°	103,6192V	69,2°	3,65953568 Ω	9,63379567 Ω
2	40,0Hz	10,0547A	0,0°	103,6188V	69,21°	3,65784009 Ω	9,63439704 Ω
3	80,0Hz	10,0521A	0,0°	189,0176V	76,66°	4,338625 Ω	18,29661091 Ω
4	80,0Hz	10,0529A	0,0°	189,0215V	76,69°	4,32878913 Ω	18,29780141 Ω
5	100,0Hz	10,0404A	0,0°	231,7127V	78,47°	4,61286053 Ω	22,61232419 Ω



Rys. 3. Zależność zmierzonej impedancji od częstotliwości

Po wszystkich pomiarach, uzyskane wyniki zostały wyeksportowane do arkusza kalkulacyjnego programu Excel. Wszystkie impedancje linii transmisyjnej, jak również współczynnik K_0 zostały automatycznie wyznaczone. Wyniki przedstawiono tabeli 2.

Tabela 2. Wyznaczone parametry oraz współczynnik K_0 linii napowietrznej 138 kV

Pomiar	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Φ [$^\circ$]	
L1-L2, $Z_{L1}+Z_{L2}$	4,077	17,920	18,378	77,18	
L2-L3, $Z_{L2}+Z_{L3}$	4,067	80,080	18,532	77,32	
L1-L3, $Z_{L1}+Z_{L3}$	4,111	19,959	20,378	78,36	
L1-E, $Z_{L1}+Z_E$	3,949	13,966	14,513	74,21	
L2-E, $Z_{L2}+Z_E$	3,758	14,551	15,028	75,52	
L3-E, $Z_{L3}+Z_E$	3,681	14,920	15,368	76,14	
L1-L2-L3-E, $Z_{L1} // Z_{L2} // Z_{L3} + Z_E$	2,448	8,243	8,599	73,46	
Impedancja składowej zgodnej Z_1	2,043	9,327	9,548	77,65	
Impedancja składowej zerowej Z_0	7,343	24,730	25,797	73,46	
	K_0	R_E/R_L	X_E/X_L	K_L	Φ [$^\circ$]
$K_L = Z_E/Z_L$	-	-	-	0,569	-6,64
R_E/R_L oraz X_E/X_L	-	0,865	0,551	-	-
$K_0 = Z_0/Z_1$	2,702	-	-	-	-4,19

9.5. PRZYKŁAD 2 – POMIARY W MEKSYKU PARAMETRÓW LINII NAPOWIETRZNEJ 400 KV

Przykład dotyczy częściowego blackoutu regionu Yucatan w Meksyku ze stratą 15 000 MW, którego początkiem było niedostosowanie mocy do istniejących zabezpieczeń P1 (rys.4). Interesujące w tym przykładzie jest to, że mógł być odtworzony zapis zakłócenia na przekaźniku zabezpieczającym. Charakterystyka strefy odległości zabezpieczenia P1 oraz zachodzące zmiany impedancji podczas uszkodzenia zostały naniesione na jeden wykres. Można zaobserwować, że pierwsza strefa zabezpieczenia P1 wyraźnie wchodzi w zakres linii L2. To zabezpieczenie działało od lat ze złą wartością współczynnika K_0 bez wywoływania większych problemów, które wystąpiły dla linii nr 1.

Po tym zdarzeniu wykonano pomiary linii nr 1 (rys.4) aby dowiedzieć się jakie są właściwe wartości impedancji linii i współczynnika K_0 . Porównując zmierzone wartości Z_0 oraz Z_1 z analitycznie obliczonymi wartościami stwierdzono, że Z_1 jest obciążone małym błędem (ok. 0,25%), podczas gdy dla Z_0 wartość błędu jest duża i wynosi -18,44%. Duży błąd obliczenia Z_0 wyjaśnia przekroczenie pierwszej strefy zabezpieczenia odległościowego P1.

Posługując się teraz prawidłowym oszacowaniem współczynnika K_0 , w celu doprowadzenia do należytego stanu zabezpieczenia P1, wyznaczono ponownie jego charakterystyki, aby zapobiec ponownemu wystąpieniu awarii pola. Rezultat został przedstawiony na rysunku 5.

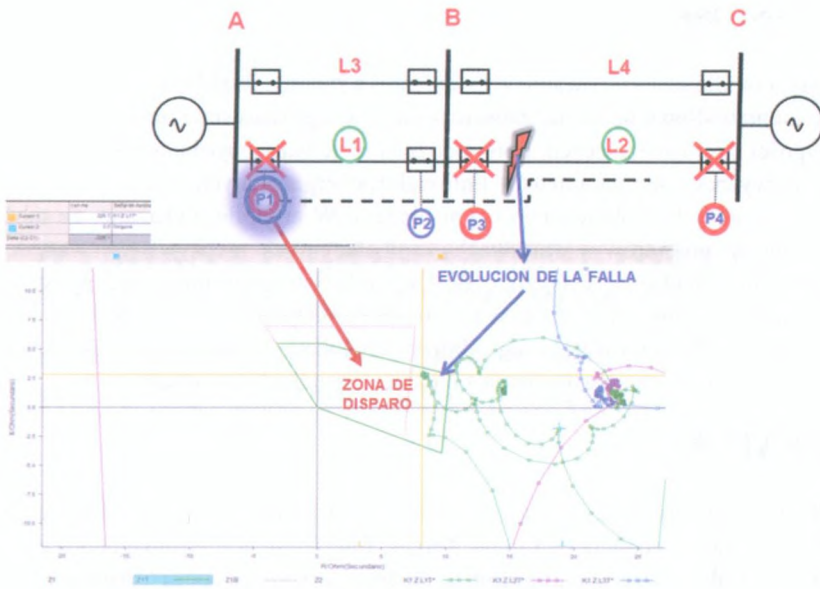
Systemy i Osprzęt

dla Transformatorów Mocy

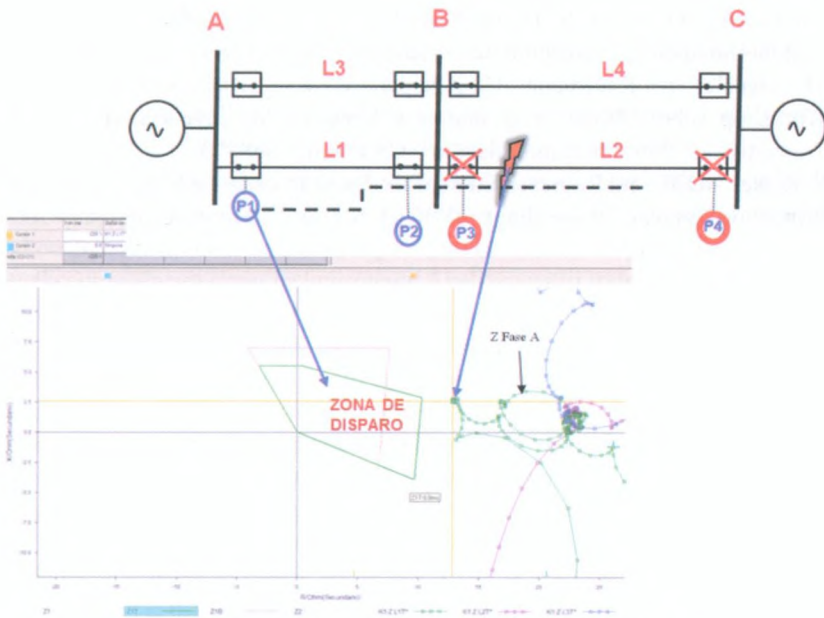
- ① Podobciążeniowy przełącznik zacze­pów
- ② Napęd przełącznika zacze­pów
- ③ Monitoring przełącznika zacze­pów
- ④ Termometry do pomiaru temperatury oleju i uzwojeń
- ⑤ Elektroniczny model cieplny uzwojeń
- ⑥ Bezobsługowy odwilżacz powietrza
- ⑦ Elektroniczny czujnik temperatury oleju
- ⑧ Przekładnia
- ⑨ Wskaźnik poziomu oleju
- ⑩ Ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa
- ⑪ Izolator kompozytowy
- ⑫ Przekładnik Buchholza
- ⑬ Pomiar napięcia z detekcją szczytową
- ⑭ Automaty­czny regulator napięcia
- ⑮ Specjalne aplikacje (PST, Generator)
- ⑯ Inteligentny system kontroli chłodzenia







Rys. 4. Uproszczona topologia sieci oraz rozwój awarii



Rys. 5. Rozwój awarii przy poprawnej wartości współczynnika K_0

9.6. WNIOSKI

Nieprawidłowe oszacowanie współczynnika zwarcia doziemnego K_0 może powodować nieprawidłowe działanie zabezpieczenia odległościowego poprzez przekroczenie długości stref zabezpieczeń. Pomimo, że istnieje bardzo rozbudowane oprogramowanie do wyznaczania parametrów linii elektroenergetycznych, ich oszacowanie jest niepewne i może być obciążone dużym błędem. W artykule wykazano, że możliwe jest wykonanie pomiarów w warunkach eksploatacyjnych rzeczywistych wartości parametrów linii elektroenergetycznej. Wyniki tych pomiarów mogą być podstawą do obliczenia prawidłowych wartości Z_1 , Z_0 oraz współczynnika K_0 .

Ponadto zaprezentowano tutaj pomiary wykonane w Brazylii i Meksyku, które posłużyły do poprawnego ustawienia zabezpieczeń odległościowych.

LITERATURA

- [1] M. E. C. Paulino, M. Krueger: "Utilização de Nova Tecnologia para Medida de Valores de Impedância de Linhas Aéreas: Interferência Eletromagnética entre Linhas e Cabos Aéreos e Impedância de Terra em Subestações". Apresentação no III Workshop sobre Novas Tecnologias e Métodos Aplicáveis à Manutenção da Transmissão - ABRATE, Belo Horizonte, Brasil, 2004.
- [2] M. Gutiérrez: "Medición de la Impedância de Línea y Tierra para una Correcta Estimación del Factor de Tierra (K_0) en Líneas de Transmisión y Mejora de la Confiabilidad de la Protección de Distancia", PACW, Florianópolis, Brasil, 2012.
- [3] Th. Hensler, R. Kaufmann, U. Klapper, M. Krüger, Z. Schreiner, 2003, III Workshop sobre "Novas Tecnologias e Métodos Aplicáveis à Manutenção da Transmissão "Portable testing device", US Patent 6608493
- [4] S. Kaiser: «Different Representation of the Earth Impedance Matching in Distance Protection Relays». Proceedings OMICRON User Conference Germany 2004»

Eksploatacja transformatorów energetycznych



10. WYMIANA PODOBCIĄŻENIOWEGO PRZEŁĄCZNIKA ZACZEPÓW W TRANSFORMATORZE 400 KV NA MIEJSCU ZAINSTALOWANIA

10.1. WSTĘP

Wymogi gospodarki rynkowej powodują, że przedsiębiorstwa z branży energetycznej w coraz większym stopniu zmuszone są do ograniczania środków na bieżącą eksploatację przy jednoczesnym zachowaniu, a nawet zwiększeniu niezawodności przesyłu i dostawy energii. Kluczowym ogniwem systemu elektroenergetycznego są transformatory. Ich wysoka ranga wynika zarówno ze względów technicznych jak i ekonomicznych. Bowią one niezbędnym elementem przetwarzania energii i regulacji jej przesyłu, a jednocześnie stanowią najbardziej kosztowny składnik majątku sieciowego. Natomiast dane statystyczne wskazują, że średni wiek transformatorów przekracza obecnie projektowany przez konstruktorów „czas życia” [1,2,3].

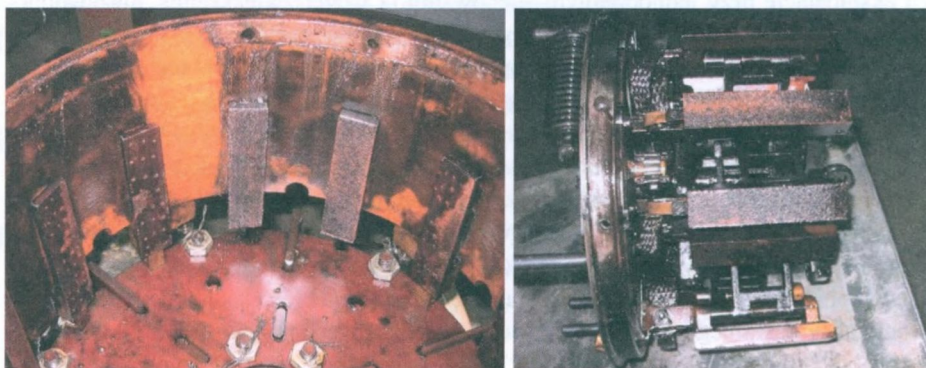
Bardzo duża ilość transformatorów eksploatowanych powyżej 25-ciu lat powoduje, że szybka ich wymiana na nowe z przyczyn technicznych i ekonomicznych jest niewykonalna. Zatem koniecznością staje się przedłużenie ich eksploatacji przy zachowaniu akceptowalnego stanu technicznego. Analiza awarii transformatorów wskazuje, że w około 40-tu % ich przyczyną są PPZ. Z doświadczenia autorów wynika, że główną przyczyną uszkodzenia PPZ jest pochodną skomplikowanego układu elektromechanicznego. Narastające podczas wieloletniej eksploatacji zużycie elementów mechanicznych, zmęczenie materiału, degradacja elektrycznych i mechanicznych elementów łączeniowych oraz zaniedbania w okresowej obsłudze i serwisowaniu są podstawowymi czynnikami obniżającymi trwałość PPZ. Istotną rolę ma również wpływ warunków zewnętrznych na elementy napędu silnikowego oraz układu przeniesienia napędu. Kolejnym źródłem problemów w eksploatacji PPZ, zwłaszcza starszej generacji, jest brak wsparcia technicznego ze strony wytwórcy, który w wielu wypadkach zaprzestał ich produkcji lub też całkowicie zniknął z rynku.

W tej sytuacji rozsądnym rozwiązaniem pod względem technicznym i ekonomicznym

nym jest wymiana starego PPZ na urządzenie nowej generacji. Z punktu widzenia eksploatatora operacja taka staje się bardzo atrakcyjna zwłaszcza, gdy może być zrealizowana na miejscu zainstalowania transformatora. Należy jednak podkreślić, że wymaga ona niezwykle precyzyjnej organizacji robót oraz wysokiego poziomu technicznego wykonawcy. Dlatego niewiele firm świadczących usługi serwisowe potrafi temu zadaniu sprostać. W niniejszym artykule omówione będą doświadczenia Energo-Complex w tym zakresie.

10.2. WYMIANA PPZ W TRANSFORMATORACH DYSTRYBUCYJNYCH 110 KV

Pierwsze operacje wymiany przełącznika zacze­pów w kraju były zrealizowane przez Energo-Complex i dotyczyły transformatorów wyprodukowanych w ZSRR. Przełączniki RS 3 i RS 4 prod. ELPROM z Bułgarii (rys.1) obciążone były wieloma wadami, które powodowały, że w wielu przypadkach transformator pracował praktycznie bez regulacji napięcia pod obciążeniem. Z tych względów Maschinenfabrik Reinhausen wyprodukował specjalny wariant przełącznika MS, który był zamiennikiem RS 3 i 4. Stąd wymiana RS4 na PPZ typu MS było operacją względnie mało skomplikowaną.



Rys.1. Elementy przełącznika mocy RS 4

Pierwsza, wykonana przez Energo-Complex, operacja tego rodzaju zrealizowana została w sierpniu 2009. Na miejscu zainstalowania transformatora wymieniono typu PPZ typu RS 4 – 200 Y o 19 zacze­pach na odpowiednik prod. Maschinenfabrik Reinhausen (MR). Na rysunku 2 pokazano główne etapy instalacji nowego PPZ typu MS.

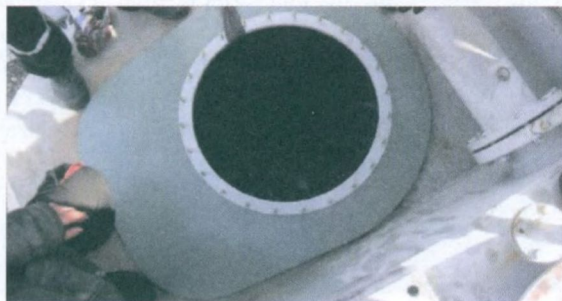
Znacznie trudniejsza, pod względem technologicznym i organizacyjnym, jest operacja wymiany przełącznika typu PO na nowy PPZ typu V III prod. MR. Urządzenia te stanowią całkowicie różne konstrukcje przede wszystkim w odniesieniu do wymiarów i rozmieszczenia styków a także do kształtów i rozmiarów pokrywy PPZ. Stąd wynikła

konieczność wykonania wielu modyfikacji PPZ typu mógł V III mógł być zainstalowany w transformatorze. Między innymi różnice w kształcie pokrywy V III 200 i włązu kadzi transformatora wymagały wykonania specjalnego kołnierza przejściowego (rys.3). Ponadto inne rozmieszczenie styków wybieraka w PPZ V III 200 wymagało znaczącej ingerencji w układ połączeń wybieraka z uzwojeniami. W rezultacie niezbędnym okazało się wyjęcie części aktywnej z kadzi w celu uzyskania dostępu do przełącznika zaczerpów i wykonania zaprasowania nowych połączeń.

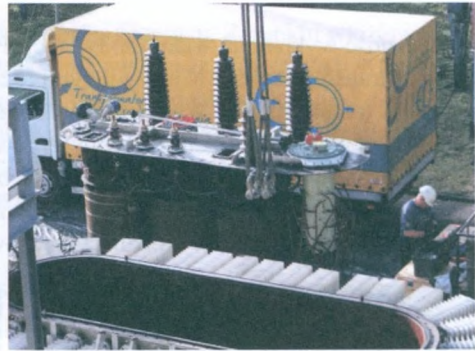


Rys.2. Widok przedziału PPZ w kadzi transformatora po demontażu RS4 (z lewej) oraz instalacja przełącznika MS (z prawej)

Zebrane przez Energo-Complex doświadczenia podczas kilkunastu wymian PPZ w transformatorach średnich pozwoliły na opracowanie odpowiedniej technologii, która pozwala dokonać tej operacji w miejscu zainstalowania jednostki w krótkim czasie przy jednoczesnym zachowaniu wysokich parametrów technicznych. Stąd w ostatnich latach obserwuje się zwiększone zainteresowanie tą technologią, która pozwala w znaczący sposób przedłużyć „czas życia” transformatorów przy względnie niskich nakładach finansowych i organizacyjnych. Dla ilustracji, na rysunku 4 pokazano dwa fragmenty cyklu technologicznego wymiany PPZ PO na V III 200 Y prod. MR.



Rys.3. Kołnierz przejściowy do montażu PPZ V III 200



Rys.4. Oznaczanie połączeń przed demontażem PPZ PO (z lewej) oraz nowy przelącznik V III 200 Y w trakcie wykonywania nowych połączeń (z prawej)

10.3. WYMIANA PODOBCIĄŻENIOWEGO PRZELĄCZNIKA ZACZEPÓW NA TRANSFORMATORZE 250 MVA 110/400 KV W SE GDAŃSK BŁONIA

O ile, jak to przedstawiono wyżej, wymiana PPZ w jednostkach średniej mocy jest już operacją opanowaną pod względem technologicznym i tym samym coraz bardziej popularną, to w odniesieniu do transformatorów najwyższych napięć i mocy wymaga ona rozwiązania wielu problemów. Dotyczą one zwłaszcza ochrony części aktywnej i układu izolacyjnego przed wpływem zewnętrznego środowiska atmosferycznego. W tym zakresie głównym problemem jest ochrona przed nadmierną sorpcją wilgoci zarówno z otoczenia, jak również pochodzącą od osób znajdujących się wewnątrz kadzi. Od strony technicznej, niewątpliwym zagadnieniem jest przestrzenne usytuowanie nowego PPZ w kadzi oraz wykonanie połączeń, które zapewnią wymaganą wytrzymałość elektryczną i odpowiedni poziom wzn. Stąd w końcowej fazie prac konieczne są specjalne próby i testy, które weryfikują jakość wykonania montażu oraz potwierdzają gotowość transformatora do włączenia do ruchu elektrycznego.

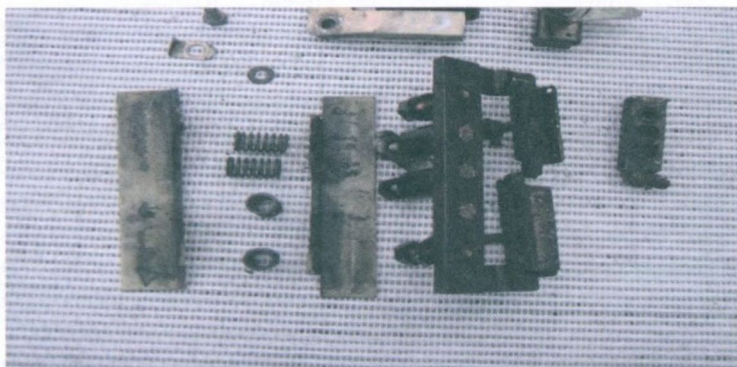
Kierując się tymi wytycznymi oraz fabryczną instrukcją eksploatacji transformatora Hitachi, a także publikacjami [4-7], Energo-Complex wraz z Maschinenfabrik Reinhausen opracowali technologię, która pozwoliła zrealizować w warunkach polowych wymianę PPZ w transformatorze 400 kV, 250 MVA. Była to pierwsza w kraju oraz unikalna na skalę światową operacja tego typu. Z tego względu, w dalszej części artykułu, będzie ona omówiona w bardziej szczegółowy sposób.

10.3.1. USZKODZENIE PRZEŁĄCZNIKA MOCY – ŹRÓDŁO PROBLEMÓW EKSPLOATACYJNYCH

Wyprodukowany w 1972 roku transformator 400 kV, 250 MVA typu AFLOC-3M-NYCP (rys.5) pracował poprawnie do roku 2013, kiedy stwierdzono poważne uszkodzenie przełącznika zacze­pów typu LRY-01. W wyniku wykonanego przez Energo-Complex szczegółowego przeglądu stwierdzono uszkodzenie styków łukowych stałych oraz ruchomych we wszystkich fazach. Ponadto na skutek oddziaływania łuku i podwyższonej temperatury degradacji uległy elementy mocowania styków stałych, podzespoły mechanizmów napędzających styki ruchome oraz elementy elektroizolacyjne (rys. 6).



Rys. 5. Transformator Hitachi AFLOC-3MNYCP z PZZ typu LRY-01



Rys. 6. Widok styku głównego, styków łukowych oraz przegrody izolacyjnej uszkodzonego PPZ typu LRY-01

Od producenta transformatora, firmy Hitachi, uzyskano informację o zaprzestaniu produkcji tego typu PPZ oraz odpowiednich części zamiennych. Natomiast oferowany wysoki koszt uruchomienia produkcji specjalnej oraz długi okres dostawy okazał się nie do zaakceptowania dla właściciela. W rezultacie, PPZ typu LRY-01 został naprawiony doraźnie, a jako rozwiązanie docelowe przyjęto jego wymianę na nowy.

10.3.2. STUDIUM MOŻLIWOŚCI WYMIANY PPZ

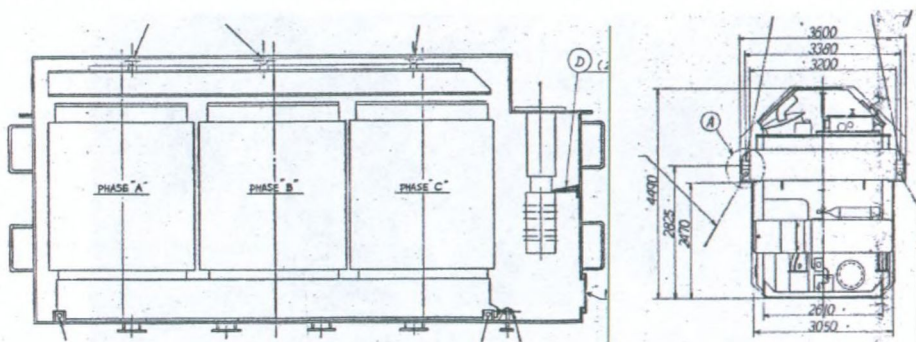
Na potrzeby ewentualnej wymiany sporządzono techniczno-ekonomiczne studium możliwości wykonania tej operacji w warunkach polowych. Oparto go na następujących, wstępnych założeniach:

- wymiana powinna być wykonana na miejscu zainstalowania transformatora,
- nowy PPZ powinien charakteryzować się lepszymi parametrami technicznymi,
- stan techniczny transformatora nie może ulec pogorszeniu.

W części technicznej studium wzięto pod uwagę następujące czynniki:

- wymagane podstawowe właściwości elektryczne PPZ, a w szczególności jego możliwości łączeniowe oraz poziomy izolacji,
- gabaryty starego PPZ oraz jego ewentualnego zamiennika,
- możliwość montażu zamiennika w transformatorze,
- możliwość wykonania nowych połączeń z uwzględnieniem bezpiecznych odstępów izolacyjnych pomiędzy przewodami oraz do kadzi,
- rozmiary wolnej przestrzeni montażowej w kadzi transformatora,
- środki ochrony części aktywnej przed wpływem zewnętrznej atmosfery,
- warunki środowiskowe montażu i bezpieczeństwa pracy.

Przy opracowaniu procedury montażu wykorzystano m.in. oryginalną i kompletną dokumentację techniczną transformatora, która zawierała wszystkie niezbędne dane elektryczne, a także rysunki z podanymi gabarytami (rys.7).



Rys. 7. Podstawowe wymiary transformatora 400 kV, 250 MVA typu AFLOC-3MNYCP [Hitachi]

Należy przy tym podkreślić, że każdy transformator, a w szczególności jego kadź, projektowany jest zwykle pod kątem stosowania określonego typu przełącznika zacze-pów. Dlatego montaż PPZ o konstrukcji odmiennej niż projektowana jest zadaniem bardzo złożonym i przy opracowywaniu jego technologii wymagane jest duża wiedza i doświadczenie, a także pewna doza intuicji inżynierskiej. Skala trudności sporządze-nia takiego studium znacznie wzrasta zwłaszcza w przypadku, gdy nie ma możliwości dokonania rewizji wewnętrznej transformatora.

Pierwszym krokiem wykonania studium jest dobór typu nowego PPZ z uwzględ-nieniem geometrii obu przełączników oraz rozmieszczenia poszczególnych styków selektora. Umożliwia to, w następnej kolejności, oszacowanie pozostałej do dyspozycji wolnej przestrzeni ze względu na odstępy izolacyjne, a także z punktu widzenia prze-widywanych prac montażowych (niezbędne urządzenia do montażu, obecność w kadzi ludzi, możliwość dostępu do poszczególnych elementów).

W analizowanym przypadku, wobec braku dokładnych rysunków LRY-01, wyko-rzystano wykonane w trakcie prac remontowych oraz wizji lokalnej pomiary gabarytów przełącznika mocy wraz z pokrywą. Bardzo pomocna okazała się przy tym duża wiedza i bogate doświadczenie firmy Energo-Complex z zakresu konstrukcji transformatorów oraz ogólnej budowy PPZ. Po szczegółowej analizie wszystkich czynników i zagrożeń stwierdzono możliwość wykonania w miejscu zainstalowania transformatora wymiany przełącznika typu LRY-01 na przełącznik typu VRD 1300 prod. Maschinenfabrik Re-inhausen. Oszacowano również koszt tej operacji.

10.3.3. TECHNOLOGIA WYMIANY PPZ

Przygotowanie do operacji wymiany PPZ wymaga m.in. opracowania szczegółowej technologii zamocowania nowego PPZ oraz wykonania połączeń wybieraka z uzwoje-niami regulacyjnymi. Z tego powodu niezbędna jest rewizja wewnętrzna transformatora w celu poznania dokładnych wymiarów poszczególnych elementów. Należy przy tym podkreślić, że przypadku jednostek najwyższych napięć każda operacja opróżnienia kadzi z oleju wiąże się z koniecznością wykonania określonych procedur, a w szczególności:

- zabezpieczenia izolacji transformatora przed sorbcją wilgoci atmosferycznej, co wiąże się z wytworzeniem atmosfery syntetycznego suchego powietrza (gdy prze-widują się prace ludzi) lub azotu (przy przechowywaniu lub transporcie),
- zabezpieczenia wnętrza transformatora przed wnikaniem cząstek stałych, co wiąże się z koniecznością używania tylko jednego wjazdu i stosowania szczelnej kurtyny,
- utrzymywania nadciśnienia suchego powietrza w trakcie prac wewnątrz kadzi,
- ciągłej kontroli atmosfery wewnątrz kadzi pod kątem jej zawilgocenia oraz zawar-tości tlenu dla zachowania bezpieczeństwa pracy ludzi.

Kierując się tymi wytycznymi wykonano rewizję wewnętrzną transformatora, która pozwoliła pozyskać wszystkie niezbędne dane do opracowania szczegółowej pro-cedury wymiany przełącznika. Wykonano m.in. pomiary przekrojów przewodów i ich

przestrzennego usytuowania, które posłużyły do opracowania technologii wykonania nowych połączeń uzwojenia z wybierakiem. Natomiast do najważniejszych problemów technicznych, których rozwiązanie podano technologii wymiany PPZ można zaliczyć:

- procedura mechanicznego zamocowania nowego PPZ w istniejących warunkach;
- procedura wykonania skomplikowanych prac łączeniowych w ograniczonej przestrzeni kadzi z zapewnieniem względnego komfortu oraz bezpieczeństwa pracy;
- procedura ochrony układu izolacyjnego przed zawilgoceniem i kontaminacją zanieczyszczeniami z atmosfery (pyły, etc.) w warunkach długotrwałego pozostawiania transformatora w stanie suchym;
- procedura uzdatnienia izolacji po zakończeniu prac oraz osuszenia zewnętrznych jej warstw;
- procedura przygotowania materiałów do montażu uwzględniającego ochronę przed zawilgoceniem (przewody elastyczne w izolacji papierowej, przekładki izolacyjne, papier i taśmy bawełniane, etc.);
- program prób i pomiarów wstępnych, program kontroli międzyoperacyjnej oraz prób końcowych.

W rezultacie procedurę wymiany PPZ podzielono na trzy etapy technologiczne:

I. prace przygotowawcze i kontrolno-pomiarowe;

II. wymiana przełącznika zaczepów - prace zasadnicze;

III. uzdatnianie izolacji, pomiary końcowe - zakończenie prac.

Etap I. Prace przygotowawcze i kontrolno-pomiarowe

Etap ten obejmował badania i pomiary określające istniejący stan techniczny transformatora oraz przygotowanie miejsca pracy. Ze względu na potrzebę określenia ewentualnego wpływu wykonywanych prac na stan układu izolacyjnego zastosowano bardzo szeroki zakres wstępnych prób i pomiarów. Najważniejszą i najbardziej wymagającą pod względem technicznym była próba napięciem indukowanym z użyciem mobilnego generatora (rys.8) z jednoczesnym pomiarem wyładowań niezupełnych. Do jej wykonania zastosowano układ probierczy o następujących parametrach:

- zespół prądotwórczy „silnik spalinowy-generator” o mocy 300kVA,
- transformator podwyższający 0,4 / 10 ... 30kV,
- Układy pomiarowe:
 - 9-kanałowy, 12-bitowy przetwornik A/C, a w tym:
 - 3 kanały dla pomiaru napięcia wyjściowego generatora (linia 400V),
 - 3 kanały dla pomiaru prądu generatora,
 - 3 kanały dla bezpośredniego pomiaru napięcia wyjściowego transformatora podwyższającego,
 - 6-kanałowy system do pomiaru wnz typu MPD 600 firmy OMICRON,
 - system do lokalizacji WNZ metodą akustyczną typu PDL 650,
 - system do pomiaru WNZ firmy Tettex 9124.



Rys. 8. Mobilny generator do prób napięciowych wraz z układem pomiaru WNZ

Tabela 1. Wyniki wstępnych pomiarów WNZ podczas próby napięciem indukowanym

U prob	Uzwojenie 400kV			Uzwojenie 120kV			Uzwojenie 31,5kV		
	faza A [pC]	faza B [pC]	faza C [pC]	faza a [pC]	faza b [pC]	faza c [pC]	faza a [pC]	faza b [pC]	faza c [pC]
5kV	25	20	30	25	18	22	30	30	32
10kV	25	20	32	25	20	25	30	35	32
20kV	500	500	800	150	180	190	250	250	150
31,5kV	1000	1200	1800	400	500	550	500	500	400
34,6kV	1200	1600	1800	500	600	600	600	600	400
19kV	Napięcie zapłonu WNZ								
12kV	Napięcie gaśnięcia WNZ								

Próbę napięciem indukowanym wykonano zasilając trójfazowo uzwojenie wyrównawcze transformatora. Maksymalna wartość napięcia probierczego wyniosła 110% U_n przy uziemionym punkcie neutralnym uzwojenia GN oraz DN. Zastosowano liniową rampę napięciową z jednoczesnym pomiarem WNZ, co pozwoliło określić napięcie zapłonu wnz oraz dokonać lokalizacji ich źródła za pomocą metody akustycznej. Do lokalizacji źródła wyładowań użyto cztery przetworniki akustyczne, które były mocowane do kadzi transformatora i współpracowały z systemem PDL 650. W tabelicy 1 podano wyniki wstępnych pomiarów ładunku pozornego wnz w czasie próby napięciem indukowanym. Wykazały one obecność w transformatorze wyładowań niezupełnych, zwłaszcza w uzwojeniu 400 kV. Jednak uznano, że zmierzone wartości ładunku pozornego nie stanowią istotnego zagrożenia dla eksploatacji transformatora.

Etap II. Wymiana przełącznika zaczepów - prace zasadnicze

Etap ten obejmował zasadniczą część prac związaną bezpośrednio z wymianą przełącznika zaczepów. Jest to newralgiczna część zadania, gdyż podczas tej operacji kadź transformatora pozostaje bez oleju. W konsekwencji, izolacja transformatora może być potencjalnie narażona na zwilgocenie i zanieczyszczenia. Ze względu na poziom napięcia GN transformatora wynoszący 400 kV oraz długotrwałe utrzymywanie jednostki w stanie bezolejowym, odpowiednie zabezpieczenie układu izolacyjnego przed tymi zagrożeniami stanowiło krytyczny punkt w realizacji zadania.

Ochrona układu izolacyjnego przed działaniem czynników zewnętrznych

Po opróżnieniu jednostki z oleju oraz otwarciu włazu rewizyjnego, w celu maksymalnej ochrony układu izolacyjnego przed działaniem czynników zewnętrznych przyjęto następujące środki prewencyjne:

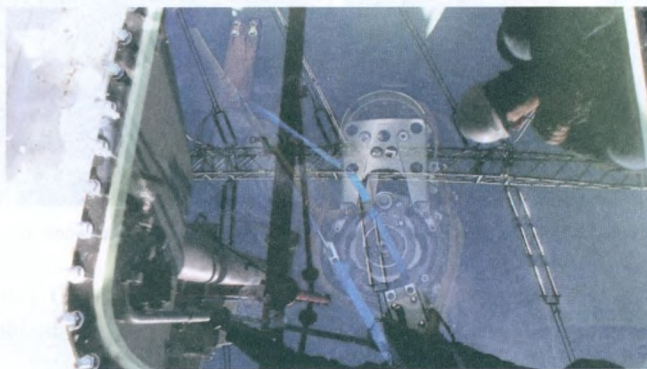
- podczas wykonywania prac otwarty może być tylko jeden wąż. Wyjątkiem jest moment demontażu i montażu PPZ oraz ostateczny montaż nowej pokrywy wraz z komorą przełącznika mocy PPZ;
 - po demontażu PPZ Hitachi otwór w kadzi powinien być zabezpieczony tymczasową pokrywą wykonaną ze szkła organicznego (rys.9). Oprócz bariery przed wnikaniem wilgoci oraz zanieczyszczeń stałych, pokrywa ta zapewnia dostęp światła dziennego do wnętrza kadzi, co znacznie poprawia komfort pracy;
 - przestrzeń robocza wewnątrz kadzi powinna być szczelnie odseparowana od części aktywnej przegrodą wykonaną z folii polimerowej;
 - kadź transformatora powinna być napełniona suchym powietrzem wytwarzanym przez generator suchego powietrza o wydajności 35 m³/h z filtrami cząstek większych niż 1,0 μm;
 - suche powietrze powinno być wprowadzone w dwóch punktach za przegrodą tymczasową oraz w przedziale montażowym. Przepływ powietrza powinien wytworzyć nadciśnienie wewnątrz kadzi;
 - we wnętrzu kadzi może pracować maksymalnie 2 ludzi wyposażonych w specjalne kombinezony oraz maski minimalizujące ryzyko przenoszenia zanieczyszczeń oraz wilgoci.
 - w czasie pracy kadź powinna być wentylowana oraz prowadzony on-line monitoring przyrostu wilgoci w powietrzu;
 - wąż rewizyjny powinien być dodatkowo zabezpieczony kurtyną oraz namiotem ustawionym na podeście;
- Na czas przerwy w pracach wąż rewizyjny należy zamykać, a w kadzi utrzymywać nadciśnienie suchego powietrza;
- okresowo podczas przerwy w pracach wewnątrz kadzi należy wytwarzać podciśnienie w celu usunięcia ewentualnej wilgoci;

- przeznaczony do zamontowania PPZ wraz z prefabrykowanymi połączeniami powinny być wysuszone oraz zaimpregnowane olejem elektroizolacyjnym.

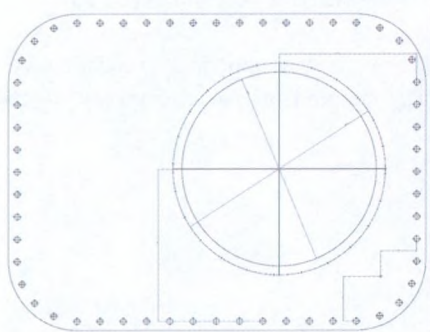
Technologia instalacji przełącznika zaczepów VRD 1300

Bardzo ważnym elementem prac związanych z wymianą PPZ jest drobiazgowo kontrola poprawności wykonywania połączeń. Bowiern niewykryta odpowiednio wcześnie przypadkowa zamiana przewodów powodować będzie w dalszym etapie ogromne komplikacje montażowe. Dlatego nowe połączenia powinny być wykonywane w zaplanowanej kolejności tak aby zachować układ geometryczny przewodów i zapewnić bezpieczne dystanse między nimi. Plan taki sporządza się zwykle jeszcze na I etapie, ale ostateczne modyfikacje nanoszone są podczas demontażu starego wybieraka.

Należy podkreślić, że instalacja nowego PPZ wiąże się z szeregiem modyfikacji konstrukcji transformatora, w tym m.in. niezbędne jest wykonanie nowej pokrywy, która pozwala na zamocowanie i uszczelnienie nowego PPZ (rys. 10).



Rys. 9. Tymczasowa pokrywa z „Plexiglasu”



Rys. 10. Rysunek zmodyfikowanej pokrywy (z lewej) oraz widok zamontowanego PPZ typu VRD 1300 (z prawej)

Warunki montażu powodują, że ostateczna pozycja nowego wybieraka ustalana jest dopiero po próbnym wprowadzeniu PPZ do wnętrza kadzi. Stąd wcześniejsze prefabrykowanie nowych połączeń nie jest możliwe, co powoduje, że wymiary i konfiguracja przewodów ustalane są dopiero podczas montażu.

W trakcie prac wewnątrz kadzi nie można stosować żadnej obróbki skrawaniem lub spawania i lutowania. Dlatego przewodów powinny być łączone wyłącznie za pomocą prasowanych złączek. Do łączenia przewodów z klatką wybierakową wykorzystano podwójną linkę Cu o przekroju 240 mm^2 w izolacji papierowej o grubości 3 mm. Do ustalenia odległości między przewodami zastosowano dystansowe elementy izolacyjne wykonane z kompozytu papierowo-fenolowego oraz szkło-epoksydowego (rys.11).

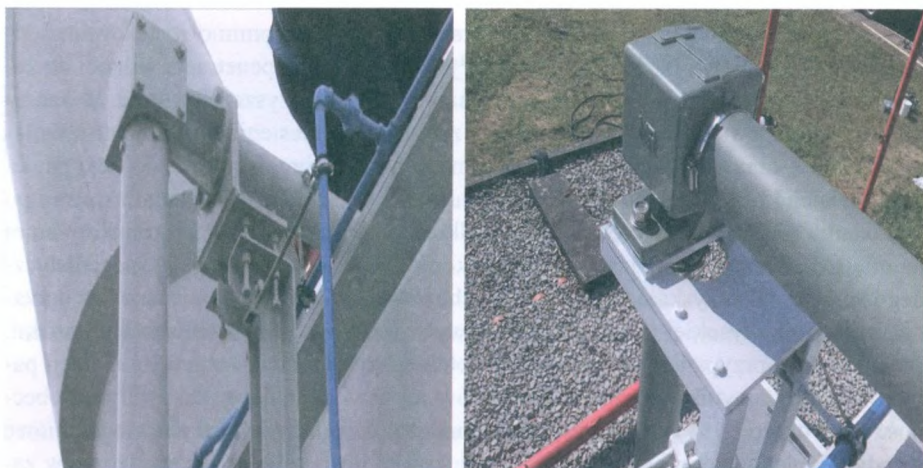


Rys. 11. Połączenia wybieraka z systemem dystansowym i mocowaniem

Warto przy tym dodać, że podczas montażu przełącznika VRD 1300 wykonano wewnątrz kadzi 92 prasowane połączenia oraz zużyto 160m przewodu 240 mm^2 o masie około 400 kg.

Instalację VRD 1300 w kadzi zakończono pomiarami kontrolnymi, które miały na celu sprawdzenie poprawności połączeń. Czynność tę wykonano przed zalaniem transformatora olejem.

Ostatnim elementem wymiany przełącznika był montaż napędu oraz układu przeniesienia napędu. Został on wykonany z wykorzystaniem istniejących punktów mocowań przekładni PPZ Hitachi (rys.12).



Rys. 12. Przekładnia Hitachi (z lewej) oraz MR (po prawej)

Etap III. Zakończenie prac - uzdatnianie izolacji, pomiary końcowe

Etap ten obejmował następujący zakres prac:

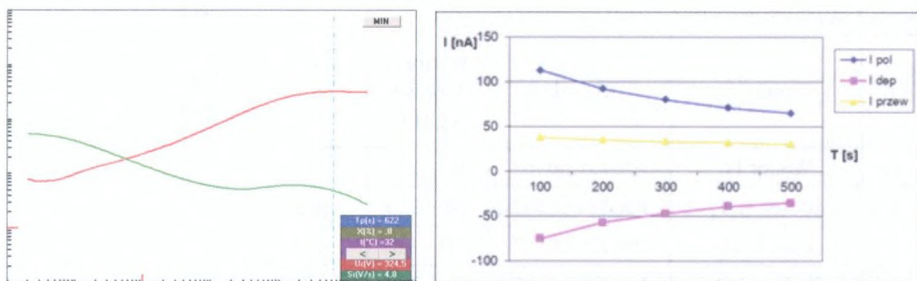
- próżniowe suszenie izolacji,
- uzdatnianie oleju i zalanie transformatora,
- pomiary końcowe wraz z próbą napięciową i pomiarem wnz.



Rys. 13. Agregaty MAS 6000 w trakcie nagrzewania transformatora

W technologii wykonania III etapu prac założono, że pomimo zastosowania odpowiednich środków i barier, nieunikniona jest ograniczona penetracja wilgoci do zewnętrznych warstw izolacji papierowej oraz pewne zanieczyszczenia stałe. W szczególności spodziewano się wystąpienia tych zjawisk w odniesieniu do elementów izolacyjnych PPZ oraz odpływów i zainstalowanych nowych przewodów z izolacją papierową. Dlatego przewidziano konieczność suszenia części aktywnej transformatora po wykonaniu prac montażowych. Należy podkreślić, że suszenie izolacji transformatora na miejscu zainstalowania jest procedurą skomplikowaną i wymagającą specjalistycznego sprzętu. Dla uzyskania zadawalających rezultatów z reguły konieczne jest ogrzanie izolacji do wysokiej temperatury oraz wytworzenie stosunkowo głębokiej próżni. Jednak w tym przypadku nie zachodziła potrzeba suszenia całej objętości izolacji papierowej, gdyż wyniki wstępnych pomiarów jej zawilgocenia wykazywały na obecność tylko około 1,1% wody. Stąd suszeniu należało poddać tylko przypowierzchniowe warstwy izolacji części aktywnej oraz zredukować ilość wilgoci zgromadzonej w zamontowanych nowych przewodach. Zabieg ten przeprowadzono po napełnieniu transformatora olejem przy wykorzystaniu dwóch szeregowo pracujących agregatów MAS 6000 (rys.13). W ten sposób uzyskano 2 stopniowe nagrzewanie części aktywnej transformatora oraz odgazowanie oraz osuszanie oleju. Łączna moc grzania obu urządzeń wynosiła 200 kW. Natomiast procedurę obróbki oleju przed zalaniem oraz procedurę zalania transformatora opracowano na podstawie DTR Hitachi. Polegała ona na tym, że olej wstępnie obrobiono i nagrzano w zbiornikach do temperatury 65°C, a następnie napełniono nim transformator jednocześnie kontynuując obróbkę oleju i nagrzewanie do uzyskania temperatury wyższej niż 60 °C.

Kolejnym krokiem w procesie suszenia izolacji było opróżnienie jednostki z oleju oraz wytworzenie i utrzymanie przez 24 godziny głębokiej próżni o ciśnieniu resztkowym nie przekraczającym jednego Tora. Dużą pojemność cieplna transformatora spowodowała bardzo wolny spadek temperatury, dlatego też suszenie zewnętrznych warstw izolacji okazało się bardzo efektywne. Skuteczność suszenia potwierdzono badaniami zawilgocenia izolacji metodą RVM oraz PDC (rys.14). Z obu metod otrzymano identyczne wartości względnej zawartości wody w izolacji na poziomie około 1%. Warto podkreślić, że przy ocenie skuteczności suszenia izolacji zastosowanie metod RVM oraz PDC ma głębokie uzasadnienie fizyczne. Bowiem wskazania metody RVM są bardzo wrażliwe na obecność wody w warstwach przypowierzchniowych, natomiast metoda PDC identyfikuje średnie zawilgocenie w całej objętości izolacji. Stąd tożsamy wynik pomiarów zawilgocenia według obu metod dowodzi równomiernego rozłożenia małej ilości wody w całej objętości izolacji.



Rys. 14. Charakterystyki napięcia powrotnego RVM (z lewej) oraz prądów polaryzacji i depolaryzacji PDC (z prawej) wyznaczone w końcowych pomiarach zawilgocenia

Próba napięciem indukowanym i pomiary elektryczne

Kluczowa dla oceny jakości wykonanych prac była ponowna próba napięciem indukowanym. Znaczenie wykonania takiego badania na końcowym etapie prac jest nie do przecenienia. Bowiern pozwala wykryć ewentualne pomontażowe błędy i defekty zanim dojdzie do brzemiennej w skutkach przebiecia izolacji po włączeniu transformatora do sieci. Aparatura oraz metodyka próby były analogiczne jak przed przystąpieniem do prac. Jednak w tym przypadku próbę napięciową rozszerzono na wszystkie zaczepty PPZ w celu sprawdzenia izolacji wszystkich nowych połączeń. Wyniki pomiarów ładunku pozornego wnz podano w tablicy 2. Stwierdzono, że zmierzone wartości ładunku były niższe w porównaniu rejestrowanych przed przystąpieniem do prac (tabl.1).

Tabela 2. Wyniki pomiarów WNZ po zakończeniu prac

U prob	Uzwojenie 4000kV			Uzwojenie 120kV			Uzwojenie 31,5kV		
	Faza A [pC]	Faza B [pC]	Faza C [pC]	Faza a [pC]	Faza b [pC]	Faza c [pC]	Faza a [pC]	Faza b [pC]	Faza c [pC]
5kV	9	25	20	30	25	18	22	30	30
10kV	9	25	20	32	25	20	25	30	35
20kV	9	50	50	80	35	38	39	35	35
31,5kV	9	100	100	90	40	50	55	50	50
34,6kV	9	100	110	90	50	60	60	60	60

Tabela 3. Wyniki badania DGA przed i po próbie napięciowej

Lp.	Parametr	Metoda	Wartości typowe wg IEC	Jednostka	Wyniki analizy	Wyniki analizy
1.	Wodór H ₂	PN-EN 60567	50 – 150	ppm	0	3,5
2.	Metan CH ₄	PN-EN 60567	30 – 130	ppm	0,3	0,35
3.	Etan C ₂ H ₆	PN-EN 60567	20 – 90	ppm	0	0,63
4.	Etylen C ₂ H ₄	PN-EN 60567	60 – 280	ppm	0	0,12
5.	Acetylen C ₂ H ₂	PN-EN 60567	2 – 20	ppm	0	0
6.	Propan C ₃ H ₈	PN-EN 60567	-	ppm	8,7	6,7
7.	Propylen C ₃ H ₆	PN-EN 60567	-	ppm	6,6	4,8

Wykonano również końcową analizę DGA oleju (tabl. 3), która generalnie potwierdziła obserwowany w pomiarach ładunku pozornego brak wylądowań niezupełnych w izolacji. Ponadto, poza pomiarami WNZ oraz analizą DGA, wykonano pełny zestaw końcowych pomiarów elektrycznych w identycznym zakresie jak przed rozpoczęciem prac. W rezultacie dzięki uzyskaniu pozytywnych wyników wszystkich badań transformator przekazano do eksploatacji. Po przeprowadzeniu 72 godzinowego ruchu próbnego został on włączony do normalnego ruchu elektrycznego.

10.4. WNIOSKI KOŃCOWE

Procedura wymiany podobciążeniowego przełącznika zaczepów w miejscu za instalowania jest pod każdym względem wymagająca i zapewne nigdy nie stanie się zabiegiem rutynowym. Każde tego typu zadanie musi być rozpatrywane indywidualnie a decyzja o jego realizacji powinna być oparta o szczegółową analizę techniczną. Jednakże jak wykazano w artykule doświadczony zespół, solidne przygotowanie oraz dbałość o każdy techniczny szczegół pozwala na przeprowadzenie tego typu operacji nawet na jednostkach najwyższych napięć i dużej mocy.

W krajowym systemie wciąż obecnych jest wiele jednostek, których przełączniki zaczepów są na tyle wyeksploatowane, że wkrótce zaczną stanowić duży problem dla niezawodnej pracy sieci przesyłowej. Doświadczenie płynące z operacji wymiany przełącznika zaczepów w transformatorze 400 kV, 250 MVA w SE Gdańsk Błonia otwierają nowe możliwości rewitalizacji transformatorów NN i przedłużenia ich "czasu życia". Dlatego należy oczekiwać, że w przyszłości tego typu technologie stosowane będą coraz częściej. Bowiem, pomimo technicznych komplikacji i znacznych kosztów, są one atrakcyjną techniczno-ekonomiczną alternatywą w stosunku do remontu transformatora z transportem do fabryki lub jego wymianą na nowy.

LITERATURA

- [1] „Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTPiREE, Poznań, (2001,2002).
- [2] Монастырский А.Е.: „Экономические аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования”, Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования – ред. А.И. Таджибаева, Выпуск 27, Санкт–Петербург, (2005), с. 7-11
- [3] Krüger M.: “Transformer diagnosis – practical experience using simple methods like winding resistance measurement, dynamic tap changer testing, ratio, leakage reactance capacitance and dissipation factor measurement”, Omicron Electronics GmbH Austria
- [4] Kraemer, A., “On-Load Tap-Changer for Power Transformers, Operation, Principles, Applications and Selection,” MR Publication, ISBN 3-00-005948-2
- [5] Grigsby, L. L., “The Electric Power Engineering Handbook,” CRC Press LLC, 2001, pp. 3–184 – 3–204, ISBN 0-8493-8578-4
- [6] On-Load Tap-Changer VACUTAP VR® I II III Operating Instructions Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2013.
- [7] On-Load Tap-Changer OILTAP M® I II III Operating Instructions Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2013.

The first part of the report deals with the general conditions of the country, and the second part with the details of the various districts. The first part is divided into three sections: the first section deals with the general conditions of the country, the second section with the details of the various districts, and the third section with the details of the various districts.

The first section deals with the general conditions of the country, and the second section with the details of the various districts. The first section is divided into three parts: the first part deals with the general conditions of the country, the second part with the details of the various districts, and the third part with the details of the various districts.

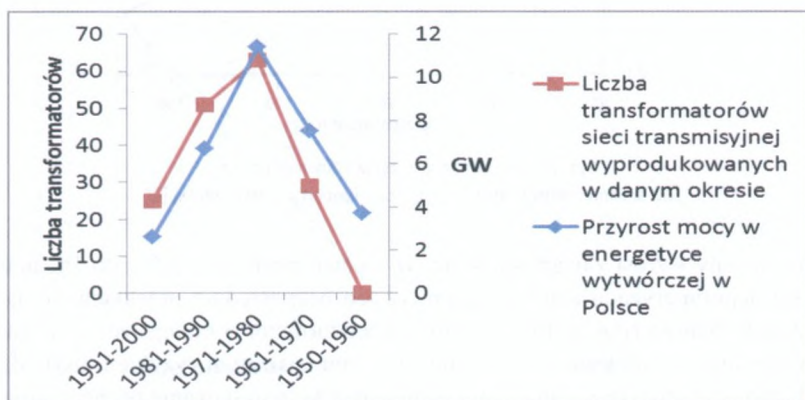
The second section deals with the details of the various districts, and the third section with the details of the various districts. The second section is divided into three parts: the first part deals with the details of the various districts, the second part with the details of the various districts, and the third part with the details of the various districts.

The third section deals with the details of the various districts, and the fourth section with the details of the various districts. The third section is divided into three parts: the first part deals with the details of the various districts, the second part with the details of the various districts, and the third part with the details of the various districts.

11. REDUKCJA POZIOMU ZAWILGOCENIA IZOLACJI STAŁEJ JAKO METODA SPOWOLNIENIA PROCESÓW STARZENIOWYCH TRANSFORMATORA W ŚWIETLE DOŚWIADCZEŃ ABB

11.1. WPROWADZENIE

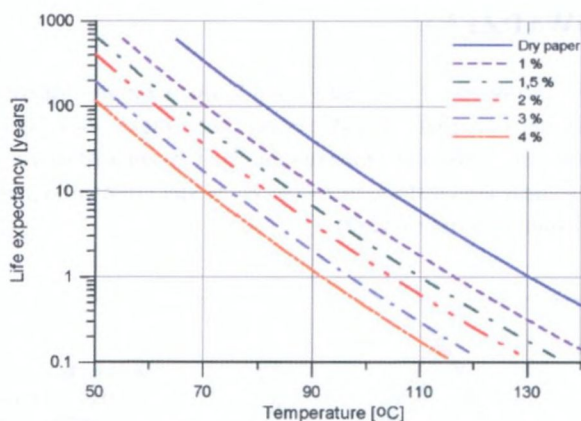
Istotną część infrastruktury energetycznej kraju, a zatem i transformatorów mocy w sieci transmisyjnej i energetyce wytwórczej, przekracza wiek 30 lat. Jednocześnie dzisiejsze oczekiwania dotyczące niezawodności i bezpieczeństwa transformatorów energetycznych stanowiących strategiczne węzły w sieci transmisyjnej, dystrybucyjnej oraz w generacji stają się coraz wyższe.



Rys. 1. Rozkład wieku jednostek w polskiej sieci energetycznej [1]

Przeciętny czas życia transformatorów definiuje się na poziomie 30÷40 lat przy zachowaniu nominalnych parametrów pracy. Podstawy tych analiz wynikają z obecnej znajomości fizyki i chemii zjawisk przebiegających we wnętrzu transformatora, w szczególności depolimeryzacji łańcuchów celulozy, będącej głównym składnikiem izolacji stałej.

Transformatory mocy podczas eksploatacji narażone są nieuchronnie na zawilgochenie izolacji będące efektem rozkładu celulozy, rozszczelnień, wpływu czynników atmosferycznych czy też nieumiejętnej eksploatacji. Warto przy tym zauważyć, że transformator po procesie produkcji również posiada pewną resztkową zawartość wody w izolacji średnio na poziomie około 0,5%. Znamienne jest, że rozkład wody w objętości izolacji transformatora jest w znacznym stopniu nierównomierny i na tej podstawie można rozgraniczyć obszary „grubych elementów izolacyjnych” oraz „cienkich elementów izolacyjnych”, które z kolei dzielą się na fragmenty „zimne” oraz „gorące”. Obszary „cienkie zimne” charakteryzują się największym nagromadzeniem wody, do 1,5% powyżej średniej, i służą jako główne źródło „dostarczające” ją olejowi przy wzroście temperatury pracy. Obszary „cienkie gorące” zawierają znacznie mniej wody, jednak z racji temperatury bliskiej *hot spotu*, jej wpływ jest dla izolacji znacznie groźniejszy.



Rys. 2. Zależność czasu życia transformatora od średniej temperatury pracy i zawilgoczenia izolacji stałej [2]

Dwukrotny wzrost zawartości wody w izolacji stałej, np. 0,5% do 1% podwaja szybkość depolimeryzacji celulozy, a proces ten bezpośrednio przekłada się na czas życia transformatora (rys.2). Innymi słowy, transformator o mniejszym zawilgoczeniu izolacji cechuje się większą niezawodnością i zmniejszonym ryzykiem uszkodzenia. Dodatkowo, przy dużym zawilgoczeniu istnieje ryzyko powstawania pęcherzyków pary wodnej (*ang. „bubble effect”*) podczas przeciążeń i wykrapłania się wolnej wody w oleju przy szybkim schładzaniu. Zależności temperatury granicznej *hot spotu* inicjującego tworzenie pęcherzyków pary od zawilgoczenia izolacji przedstawiono na rysunku 3.

Powyższe zjawiska prowadzą do gwałtownego pogorszenia kondycji transformatora i mówi się wprost o granicznych wartościach progowych zawilgocenia izolacji stałej, powyżej których powinno się unikać przeciążania transformatora lub nawet zrewidować jego nominalne parametry. Innym aspektem, który w sposób długofalowy wpływa na pogorszenie stanu technicznego transformatora jest przyspieszona degradacja izolacji olejowo-celulozowej. Reasumując, woda w transformatorze skraca czas życia izolacji papierowej oraz zmniejsza niezawodność w przypadku przeciążenia.

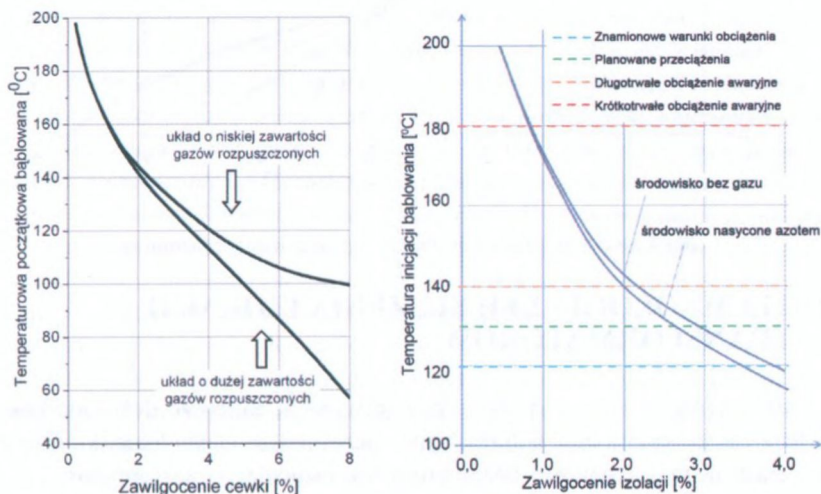
Skrócony czas życia

- Zwiększenie zaw. wody w transformatorze o około 1% ma taki sam efekt co zwiększenie temp. pracy o 8 °C (podwajając szybkość depolimeryzacji)
- Alternatywnie: suchy transformator charakteryzuje się wydłużonym czasem życia przy tym samym obciążeniu cechując się w rezultacie zwiększoną niezawodnością i zmniejszonym ryzykiem uszkodzenia.

Ograniczona niezawodność

- 4% zawartości wody przy temp. 50°C prowadzi do zawilgocenia oleju na poziomie 50 ppm. Jeśli olej szybko się schłodzi już przy 20 °C pojawi się wykroplona woda
- Przy większej zawartości wody (2-3% @ hotspot), ryzyko powstawania efektu bąblowania podczas przeciążeń jest bardzo poważne.

Wobec powyższego, ważne wydaje się podjęcie w naszym kraju prac nad udoskonaleniem schematów postępowania i norm dotyczących utrzymywania izolacji transformatorów we właściwym stanie.

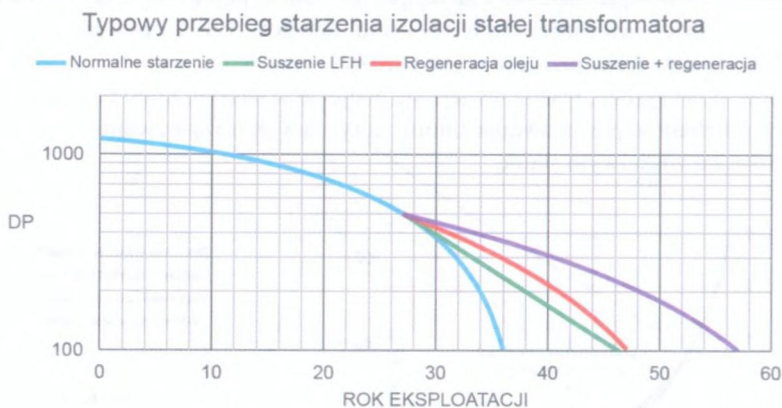


Rys. 3. Temperatura wystąpienia „bubble effect” w zależności od zawilgocenia izolacji i nasylenia oleju azotem [3]

Reakcje zachodzące w procesie depolimeryzacji zależą m.in. od temperatury, zawartości wody oraz kwasów o niskiej masie cząsteczkowej istotnie przyspieszających degradację izolacji. Kwasy te, tworzące się głównie w efekcie rozkładu oleju, są substancjami wyjątkowo łatwo rozpuszczającymi się w papierze izolacyjnym i katalizującymi hydrolizę celulozy. Ten spłot reakcji powoduje lawinowe przyspieszenie starzenia transformatora.

Proces degradacji jest nieuchronny, lecz można wpływać na jego tempo. Osiągnąć ten efekt można na przykład poprzez obniżenie poziomu zawilgocenia izolacji, zregenerowanie oleju lub też wykonanie obu zabiegów podczas jednego procesu serwisowego. Istotną wagę dla skuteczności zabiegów ma wybór właściwego momentu ich wykonania, tak aby przerwać łańcuch przyczyn powodujących szybką degenerację izolacji stałej zanim jej postęp uniemożliwi jakiegokolwiek działania naprawcze.

Istnieją dziś metody, które gwarantują osiągnięcie takiego efektu. Zwiększa się tym samym bezpieczeństwo użytkowania, stabilizuje ogólny stan techniczny transformatora oraz wydłuża czas życia od kilku do kilkunastu lat.



Rys.4. Idea zmiany tempa przebiegu degradacji izolacji celulozowej

11.2. TECHNOLOGIA LFH SUSZENIA IZOLACJI TRANSFORMATORÓW

Serwis transformatorów ABB propaguje w kraju najlepsze doświadczenia grupy ABB z całego świata oraz wdraża najnowocześniejsze technologie, których celem jest zwiększenie niezawodności, bezpieczeństwa eksploatacji transformatorów poprzez minimalizację ryzyka awarii i wydłużenie spodziewanego czasu życia technicznego jednostek transformatorowych.

Jedną ze skutecznych metod poprawiających kondycję transformatora jest sposób usuwania wody z izolacji wykorzystujący grzanie uzwojeń prądem niskiej częstotliwości-

ści (ang. Low Frequency Heating). Potwierdzenie skuteczności i stosowalności metody LFH, a także jej ekonomicznej opłacalności pozwala myśleć o zmianie podejścia użytkowników transformatorów olejowych do problemu zawilgocenia izolacji. Efektywny i krótkotrwały proces pozwala na istotne wydłużenie czasu eksploatacji starszych jednostek.

Przy wykorzystaniu nowoczesnych osiągnięć w dziedzinie energoelektroniki i znajomości konstrukcji jednostki proces ten można przeprowadzić w miejscu instalacji bez konieczności transportu do fabryki remontowej. W tym celu wykorzystuje się możliwość jednoczesnego nagrzewania wszystkich uzwojeń prądem o niskiej częstotliwości. Metoda ta, zwana LFH została wdrożona w latach 90-tych i opatentowana przez ABB. Teoretyczne podstawy tej koncepcji opracowano już w latach 70-tych dwudziestego wieku, a w latach 80-tych podejmowano próby wykorzystania jej do transformatorów w energetyce. Niestety trudności i koszty związane z budową przewoźnego przetwornika częstotliwości o odpowiedniej mocy były źródłem niepowodzenia tych wysiłków.

Dzięki osiągnięciom współczesnej energoelektroniki i nakładom ośrodków badawczych grupy ABB, metoda została rozwinięta, opracowana jako rozwiązanie przewoźne i może być zastosowana w przypadkach gdzie naturalna degradacja izolacji, przeprowadzane zabiegi serwisowe czy też nieszczelności lub ekspozycja na warunki atmosferyczne doprowadziły do niebezpiecznego zwiększenia zawilgocenia izolacji papierowo-preszpanowej. Jak dotąd, eksploatacatorzy zwykle nie decydowali się na suszenie swoich transformatorów z uwagi na koszty związane z remontem w fabryce oraz brak skutecznej i bezpiecznej metody suszenia w miejscu pracy jednostki.

Przedstawiane tu rozwiązanie stanowi obecnie narzędzie kontroli stanu zawilgocenia dużych transformatorów mocy w Skandynawii i Kanadzie gdzie wpisuje się w nowoczesną strategię zarządzania majątkiem, opartą na proaktywnych i właściwie ukierunkowanych działaniach prewencyjnych. W świetle powyższych argumentów również w Polsce koncepcja świadomego zarządzania zawilgoceniem floty transformatorów z wykorzystaniem metody LFH jawi się jako narzędzie pozwalające na maksymalizację niezawodności jednostek transformatorowych w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Obecnie, wobec braku dostępu do skutecznej metody zmniejszenia zawilgocenia transformatorów w miejscu pracy, firmy serwisowe stosowały rozwiązania mało efektywne lub czasochłonne. Podstawowym zabiegiem poprawiającym właściwości transformatora bywa uzdatnianie oleju polegające na wydzieleniu zawartych w nim cząstek stałych, wody oraz rozpuszczonych gazów metodami fizycznymi takimi jak filtracja oraz obróbka próżniowa. Jest to proces bardzo skuteczny dla poprawienia niektórych parametrów samego oleju, ale zupełnie nieefektywny, jeżeli celem jest wydobycie wody z izolacji papierowej. Chociaż zawartość wody w oleju pośrednio odzwierciedla zawilgocenie izolacji stałej, to szybkość przenikania wody do oleju jest tak mała, że praktycznie wyklucza zastosowania oleju jako medium transportującego wodę z papieru w procesie uzdatniania. Należy przy tym pamiętać, że ponad 99,9% wody w transformatorze znajduje się w izolacji stałej.

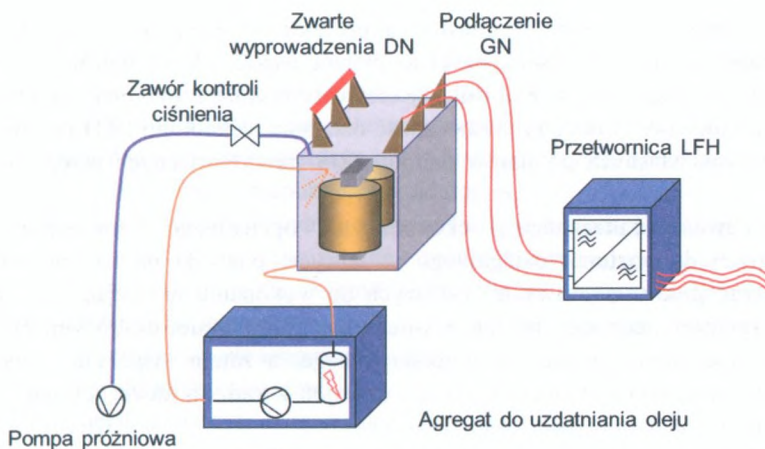
Inne stosowane metody osuszania uwzględniają wykorzystanie próżni do ekstrakcji wody lub oleju jako czynnika podgrzewającego izolację. We wszystkich przypadkach nie są spełnione podstawowe warunki efektywnej i wystarczająco szybkiej ekstrakcji wody, a więc dostarczenie ciepła do wnętrza uzwojeń i zapewnienie właściwego gradientu temperatury. Dlatego więc zwyczajnie nie zasilić transformatora prądem stałym lub typowym prądem przemianowym o częstotliwości 50 Hz?

W pierwszym przypadku z powodów oczywistych nie pojawi się napięcie po stronie wtórnej, a więc grzanie będzie nierównomierne, a brak kontroli temperatury może spowodować przepalenie lub przesuszenie izolacji. W drugim zaś zasilenie transformatora odpowiednio wysokim napięciem spowoduje uszkodzenie izolacji, gdyż należy pamiętać, że układ izolacyjny bez oleju, szczególnie w próżni, ma wielokrotnie mniejszą wytrzymałość na przebicie.

W przeciwieństwie do przedstawionych alternatyw, metoda LFH stosowana przez ABB, jest rozwiązaniem, które spełnia podstawowe wymagania dla bezpiecznego i efektywnego suszenia dużych transformatorów mocy w miejscu zainstalowania, cechując się przede wszystkim:

- możliwością dostarczenia dużej energii (zastosowanie 20-50% nominalnego prądu) dla skutecznego odparowania wody z izolacji,
- stosowaniem minimalnych napięć z uwzględnieniem prawa Paschena, czyli spadku napięcia przebicia w próżni dla najniższych wartości ciśnienia,
- kontrolą szybkości nagrzewania i bieżącym monitorowaniem temperatury,
- równomiernym nagrzewaniem,
- nadążnym doбором parametrów procesu dla uniknięcia przegrzania papieru, przebicia izolacji oraz rozkładu termicznego oleju,
- bieżącą kontrolą ilości odparowanej wody i możliwością osuszenia do wstępnie zadanego poziomu.

Jak wspomniano osuszenie izolacji stałej spowalnia procesy depolimeryzacji celulozy, a pośrednio również sprzyja spowolnieniu degradacji oleju w transformatorze. Koncepcja kompleksowej poprawy stanu transformatora łącząca opisywaną technologię LFH z równoczesną regeneracją oleju transformatorowego polega na wykorzystaniu efektu synergii obu procesów i zmniejszeniu kosztów operacyjnych dzięki realizacji zadania podczas jednego odstawienia jednostki. Procesy nawzajem wzmacniają swoją efektywność i ostatecznie umożliwiają szybszą realizację kompleksowej usługi serwisowej i oszczędność kosztów inwestora związanych z wyłączeniem transformatora z eksploatacji.



Rys.5. Schemat poglądowy połączeń podczas suszenia transformatora metodą LFH

Usługa taka, uzupełniona o podstawowe prace związane z inspekcją części aktywnej, przeglądem i wymianą osłabionych połączeń wewnętrznych oraz wymianą części zużytej izolacji może stanowić rozsądną alternatywę dla typowej modernizacji fabrycznej transformatora po około 20÷30 latach pracy.

Sam proces regeneracji oleju polega na cyrkulacji oleju poprzez specjalne kolumny adsorpcyjne i pozwala na oczyszczenie samego oleju oraz wnętrza transformatora z produktów rozkładu izolacji. Z powyższych, szczególnie kwasy o niskiej masie cząsteczkowej istotnie przyspieszają degradację celulozy, jako substancje wyjątkowo łatwo rozpuszczające się w papierze izolacyjnym i katalizujące reakcję hydrolizy. Metoda LFH stanowi nie tylko skuteczne dopełnienie regeneracji oleju w zakresie suszenia transformatora, ale również przyspiesza oczyszczanie jednostki z najgroźniejszych „lekkich” kwasów, gdyż mają one temperaturę wrzenia niewiele wyższą od wody. Już sam proces suszenia zmniejsza poziom kwasowości izolacji o około 20÷30 %, czego dowodzi wysoki odczyn kwasowy wody usuniętej z izolacji transformatora.

11.3. REDUKCJA ZAWILGOCENIA IZOLACJI TRANSFORMATORA NA STANOWISKU PRACY TECHNOLOGIĄ LFH

11.3.1. SUSZENIE IZOLACJI TRANSFORMATORA BLOKOWEGO

Technologia grzania uzwojeń prądem niskiej częstotliwości LFH, której opis przedstawiono powyżej, jest w użyciu w Szwajcarii, Skandynawii i Kanadzie od kilkunastu lat, lecz wymagała sprawdzenia stosowalności w warunkach krajowych. Wła-

ściwości konstrukcji krajowych transformatorów, klimat, wymogi logistyczne i sprawność organizacyjna grupy serwisowej to główne aspekty, które należało wziąć pod uwagę. W poniższym tekście opisujemy elementy instalacji, przebieg samego procesu i jego kluczowe parametry. Skuteczność działania technologii LFH potwierdzamy na podstawie własnych pomiarów metodą FDS zweryfikowanych przez niezależną firmę.

Możliwość skutecznego i ekonomicznie opłacalnego wysuszenia izolacji celulozowej do poziomu osiągalnego w fabryce, pozwala na istotne rozszerzenie zakresu prac remontowych możliwych do wykonania w miejscu zainstalowania. Bezpieczne stają się operacje wymagające długotrwałej ekspozycji części aktywnej na działanie powietrza atmosferycznego, a zatem inspekcje wewnętrzne, naprawy wymagające wyjęcia rdzenia i uzwojeń z kadzi a nawet ich naprawa lub wymiana.

Transformator 150MVA 125kV był przez użytkownika przeznaczony do gruntownego przeglądu, którego najistotniejszym elementem miała być rewizja części aktywnej. Zaproponowano przeprowadzenie rewizji bez wywożenia jednostki poza teren elektrowni i obniżenie zawilgocenia izolacji stałej do takiego poziomu, jaki jest gwarantowany przy przeglądzie fabrycznym. Klient zaaprobował proponowane rozwiązanie i wyraził zgodę na dotychczas niestosowany w kraju proces.

Zarówno przed otwarciem transformatora, jak i po zakończeniu prac, zmierzono zawilgocenie izolacji. Dzięki temu określono, że w wyniku długoletniej eksploatacji zawilgocenie izolacji celulozowej osiągnęło poziom około 1,6%, a następnie w czasie trwania inspekcji części aktywnej wzrosło do około 2%. Prace prowadzone były przy bardzo sprzyjającej pogodzie – słonecznie, bez wiatru, wysoka temperatura i niska wilgotność. Pomiary te dają pogląd na zagrożenie wzrostem zawilgocenia w wyniku kontaktu celulozy z powietrzem, szczególnie w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych.

Zastosowana technologia zakłada ogrzewanie uzwojeń przy użyciu prądu w zakresie częstotliwości $1 \div 500$ mHz. Rozwiązanie to pozwala zmniejszyć impedancję uzwojeń i uzyskać odpowiednią wartość prądu grzania przy relatywnie niskim napięciu zasilania, co jest kluczowe z punktu widzenia wytrzymałości izolacji transformatora pozbawionego oleju. System sterowania przetwornicy LFH gwarantuje kontrolę podstawowych parametrów procesu. Szybkość suszenia izolacji i przebieg procesu determinują temperatura, wilgotność, różnica ciśnień oraz właściwości materiałowe.

W pierwszej fazie konieczne jest jak najszybsze podgrzanie części aktywnej. Efekt ten uzyskano poprzez jednoczesne podgrzewanie oleju (agregatem do obróbki oleju) i uzwojeń poprzez przepływ prądu niskiej częstotliwości.

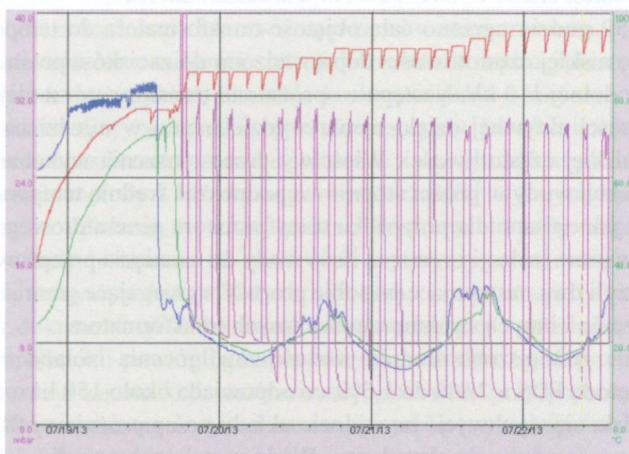
Następny etap to drenaż oleju, napełnienie transformatora suchym powietrzem i instalacja systemu regulacji ciśnienia i temperatury. Dąży się do minimalizacji tego czasu ze względu na straty ciepła.

Wydajny cykl suszenia zaczyna się od szybkiego wytworzenia próżni na maksymalnym osiągalnym poziomie, ze stałą kontrola średniej temperatury uzwojeń. Pompy próżniowe o odpowiednio dobranej wydajności pracują w sposób ciągły usuwając wyparowaną wodę. Dla uniknięcia jakiegokolwiek niebezpieczeństwa stosuje się stopniowanie naprężeń. Podciśnienie pogłębiane jest stopniowo przy każdorazowej weryfikacji ewentualnych deformacji i niepokojących odgłosów.

Po spadku temperatury, w wyniku wymiany ciepła z otoczeniem i utraty ciepła parowania, następuje automatyczne zerwanie próżni suchym powietrzem i cykl podgrzewania uzwojeń prądem niskiej częstotliwości. Wartość napięcia zasilania i częstotliwości jest dobierana w taki sposób, aby uzyskać przepływ prądu o wartości porównywalnej ze znamionowym we wszystkich uzwojeniach. Algorytm procesu jest wypracowany w ABB i chroniony patentem.

Po osiągnięciu założonej temperatury następuje ponowne zaciągnięcie próżni i dalsza ewakuacja parującej z izolacji wody.

W czasie trwania procesu system sterowania kontroluje jego przebieg i na wypadek anomalii lub odstępstw od parametrów granicznych, wysyła sygnały alarmowe lub zatrzymuje pracę urządzenia.



Rys.6. Monitoring procesu suszenia LFH transformatora w Polsce

W przypadku omawianego transformatora osuszenie izolacji wymagało przeprowadzenia ośmiu powyżej opisanych cykli, różniących się parametrami dobraćnymi wg procedury. O zatrzymaniu procesu suszenia zdecydowała analiza wartości i trendów szybkości ekstrakcji wody z izolacji, osiągnięta temperatura izolacji i głębokość próżni.

Skutkiem przeprowadzonych działań osiągnięto wysuszenie izolacji głównej do poziomu 0,95 % określonego jako średnia z dwu pomiarów wykonanych w różnych temperaturach.

11.3.2. SUSZENIE IZOLACJI TRANSFORMATORA SIECIOWEGO

Korzystny wynik suszenia transformatora blokowego 150MVA i udowodnienie skuteczności metody w warunkach krajowych pozwoliły na przeprowadzenie zabiegu na transformatorze w sieci przesyłowej. Tym razem zakres prac serwisowych skupiony był wyłącznie na zabiegach związanych z suszeniem jednostki o mocy 250MVA i napięciu 400/110 kV. Początkowy poziom zawilgocenia izolacji stałej wynosił ok 2,9 % a celem zabiegu było jego obniżenie poniżej 1,5%. Proces rozpoczęto od rozgrzania transformatora do 85 °C równoległe, poprzez cyrkulację oleju przez agregat o mocy grzewczej 170 kW i zasilanie uzwojeń prądem niskiej częstotliwości. W tym czasie zidentyfikowano i usunięto nieszczelności oraz zweryfikowano faktyczny stan techniczny transformatora z danymi konstrukcyjnymi oraz obliczeniowymi dla potwierdzenia możliwości utrzymania wysokiej próżni. Wprowadzono również parametry konstrukcyjne transformatora do programu nadzorującego proces suszenia w celu dobrania optymalnych parametrów procesu. Skuteczne suszenie transformatora tej wielkości wymaga zastosowania, w skojarzeniu z przetwornicą LFH, agregatu olejowego o wysokiej wydajności (rzędu 12000 l/h) wyposażonego w odpowiednio wydajny system pomp próżniowych zdolnych do wytworzenia w krótkim czasie wysokiej próżni w transformatorze.

W ciągu 30 godzin ogrzano całą objętość transformatora do temperatury około 85°C. Napięcie niskiej częstotliwości doprowadzono do zacisków po stronie GN przy zwartej stronie dolnej 110 kV. Następnie opróżniono transformator z oleju utrzymując temperaturę części aktywnej dzięki ciepłu wydzielanemu w miedzi na skutek przepływu prądu niskiej częstotliwości. Właściwy proces suszenia wykonano w cyklach grzania i ekstrakcji wody w próżni stopniowo podnosząc średnią temperaturę uzwojeń do 105°C , tak jak opisano dla przypadku transformatora generatorowego. Z uwagi na dużą grubość warstw izolacji i znaczną ilość wody do usunięcia przeprowadzono 2 cykle suszenia, czyli dwa następujące po sobie procesy wymagające grzania oleju, w celu podgrzania rdzenia i innych struktur wewnętrznych transformatora.

Ostatecznie zmniejszono średnią wartość zawilgocenia izolacji transformatora mierzonego metodą FDS z 2,9% do 1,5%, co odpowiada około 150 litrom wody. Dużą część wody udało się wychwycić na wylocie układu pomp próżniowych, w specjalnie skonstruowanym do tego celu skraplaczu. Woda została zebrana dla dalszych analiz, w wyniku których potwierdzono jej silnie kwasowy odczyn. Fakt ten jest potwierdzeniem występowania zaawansowanych procesów starzeniowych celulozy i oleju, oczekiwanych dla długo eksploatowanej jednostki. Tym samym metoda LFH dowodzi swojej skuteczności również w zakresie oczyszczania transformatora z części lekkich kwasów, będących produktem oksydacji oleju i katalizatorem dalszych reakcji degradacji izolacji olejowo-celulozowej.

Suszenie transformatora zrealizowano w ciągu 9 dni pracy, co wraz z przygotowaniem prac, zabiegami skojarzonymi, diagnostyką i pomiarami poremontowymi pozwoliło na zminimalizowanie czasu odstawienia transformatora do dwóch tygodni. Wykonane

zadanie dowiodło, że możliwe jest szybkie i skuteczne wysuszenie dużego, wysokonapięciowego transformatora sieciowego do bezpiecznego poziomu zawilgocenia izolacji w czasie nieosiągalnym żadnymi innymi metodami suszenia w miejscu instalacji.

11.4. WNIOSKI

Suszenie transformatora metodą LFH może być rozważane jako sposób wydłużenia życia technicznego i zwiększenia niezawodności eksploatacyjnej. Efektywność tego typu działań prewencyjnych zwiększa się, gdy usuwanie wilgoci z transformatora zostanie przeprowadzone w skojarzeniu z regeneracją oleju. Wybór właściwego momentu realizacji prac serwisowych powinien uwzględniać parametry ekonomiczne i plany inwestycyjne eksploatatora. Również w Polsce, wzorem Szwajcarii, Kanady czy krajów skandynawskich, można wprowadzić koncepcję świadomego zarządzania zawilgoceniem floty transformatorów, z wykorzystaniem metody LFH, jako element strategii utrzymania majątku.

Technologia LFH pozwala na uzyskanie podwójnej korzyści. Z jednej strony jest to skuteczna ekstrakcja wody zgromadzonej w izolacji papierowej wskutek procesów starzeniowych i naturalnej migracji eksploatacyjnej, z drugiej zaś usuwa wilgoć, która dostaje się do wnętrza przy rozszczelnianiu lub otwieraniu kadzi w czasie remontu, przez co umożliwia jego przeprowadzenie w miejscu instalacji. W rezultacie realizacja kompleksowej usługi serwisowej może być szybsza, likwiduje koszty związane z koniecznością transportu do fabryki remontowej wyposażonej w piec ewaporacyjny, jak również istotnie redukuje koszty wyłączenia transformatora z ruchu i utracone z tego tytułu korzyści.

Zastosowanie metody LFH wymaga wystarczającej wytrzymałości konstrukcji transformatora na działanie wysokiej próżni. Ponieważ transformatory zbudowane w fabryce Elta były testowane na możliwość wytrzymywania obciążeń mechanicznych z tym związanych w latach 70-tych i 80-tych, konieczna jest szczegółowa analiza dostępnej dokumentacji kadzi transformatora, będącej w posiadaniu producenta, w kierunku określenia i powtórnego sprawdzenia newralgicznych punktów konstrukcyjnych. Obliczenia konstrukcji mechanicznej, dokonane przy pomocy stosowanych obecnie w ABB nowoczesnych metod numerycznych, potwierdziły istnienie bezpiecznego marginesu bezpieczeństwa pozwalającego na przeprowadzenie operacji. Kalkulacje te należy bezwzględnie przeprowadzać dla każdej jednostki, gdyż ich parametry mechaniczne i użyte materiały mogą się istotnie różnić.

Procesy usuwania wody z izolacji stałą metodą LFH przeprowadzone w ostatnich latach z powodzeniem w Polsce, potwierdziły możliwość stosowania tej metody dla dużych transformatorów w warunkach krajowych. Doświadczenia z wykonanych serwisach oraz dostępność metody LFH na rynku lokalnym stwarzają możliwość zrewidowania koncepcji postępowania z transformatorami zawilgoconymi, przeprowadzania remontów w miejscu zainstalowania oraz działań prewencyjnych w skojarzeniu z warunkami procesu regeneracji oleju.

LITERATURA

- [1] Lichota A.; Prognozowanie krótkoterminów na lokalnym rynku energii elektrycznej, Rozprawa doktorska, AGH, Kraków, 2006.
- [2] Lundgaard L., Hausen W., Liuhjell D., Painter T., Aging of oil impregnated paper in power transformers; IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 19, No. 1, 2004.
- [3] Oomen T.V., Lindgren S.R.: Bubble electric from transformer overload, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, 2001, vol. 1, pp. 137-140.



12. OCENA IZOLACJI PRZEPUSTÓW RBP ORAZ OIP NA PODSTAWIE POMIARÓW PROCESÓW RELAKSACYJNYCH

12.1. WSTĘP

Izolacja przepustów podlega procesom starzeniowym, których kinetyka jest zależna od warunków i czasu eksploatacji. Stąd wydłużanie czasu pracy, powoduje m.in. zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii [1]. Dane wskazują, że około 30÷40% awarii katastrofalnych transformatorów energetycznych spowodowanych jest uszkodzeniem przepustów izolacyjnych [2], [3]. Awarie przepustów transformatorowych najczęściej następują w sposób gwałtowny przejawiając się najczęściej poprzez eksplozję, na skutek czego powodowane awarie mogą prowadzić do poważnych uszkodzeń i kończyć się pożarem transformatora i zanieczyszczeniem środowiska.

Drugą cechą charakterystyczną uszkodzeń izolatorów przepustowych jest ich występowanie po kilkunastu latach eksploatacji. Statystyki wykazują, że w skali międzynarodowej około 80% uszkodzeń izolatorów przepustowych ma miejsce między 10 a 20 rokiem eksploatacji. Natomiast w Polsce przedział ten znajduje się raczej pomiędzy 20. a 30. rokiem eksploatacji [4]. Należy jednak podkreślić, że zwiększoną awaryjność obserwuje się również w początkowym okresie pracy nowych przepustów, co jest rezultatem ujawniania się wad technologicznych i montażowych [2]. Ostatnio (w 2014 roku) w jednej z elektrowni w Polsce zanotowano eksplozję nowego przepustu OIP 400 kV, który pracował tylko 2 lata. Należy dodać, że awaria ta miała miejsce pomimo pozytywnych wyników rutynowych testów, które wykonano zgodnie z instrukcją eksploatacji.

Dane te podnoszą problem skuteczności stosowania dotychczasowych technik diagnostycznych do oceny stanu technicznego przepustów. Doświadczenie pomiarowe autorów wskazuje, że stosowane obecnie metody off-line nie zapewniają pełnej ochrony przepustów. Wynika to z faktu, że powszechnie używany w diagnostyce pomiar współczynnika strat dielektrycznych przy częstotliwości 50Hz nie jest dobrym miernikiem oceny stanu technicznego przepustu, ponieważ jego wartość silnie zależy m.in. od temperatury wewnętrznej rdzenia izolacyjnego i jest mało wrażliwa na zmiany struktury

ry izolacji. Metody diagnostyczne oparte o pomiary $tg\delta_{50Hz}$, C_1 , C_2 pozwalają na wykrycie zagrożenia dopiero w końcowych stadiach życia izolacji, gdy rozwój procesów starzeniowych jest bardzo zaawansowany [5]. Natomiast z badań autorów wynika, że wystarczą dwa kolejne okresy letnie o wysokiej średniej temperaturze, aby typowe dla wczesnego etapu starzenia defekty przekształciły się w procesy zaawansowanego starzenia, które stanowią realne zagrożenie dla izolacji RBP lub RIP[6]. Stąd wydaje się, że zalecane obecnie okresy między badaniami nie są dostosowane do dynamiki rozwoju defektów, zwłaszcza w odniesieniu do przepustów o długim okresie eksploatacji. W takich warunkach, w wielu przypadkach, decyzje o ich wymianie podejmowane są zbyt późno [5], [7]. Dlatego konieczne jest opracowanie nowych metod diagnostycznych pozwalających na identyfikację wczesnego etapu rozwoju defektów, zwłaszcza w tych obszarach izolacji, które są najbardziej podatne na rozwój procesów starzeniowych [8],[9].

12.2. MECHANIZM USZKADZANIA IZOLACJI KOMPOZYTOWEJ

Izolacja przepustów typu RIP (Resin Impregnated Paper) oraz RBP (Resin Bonded Paper) niewątpliwie należy do klasy kompozytów opartych na matrycy polimerowej (żywica fenolowo-formaldehydowa lub epoksydowa) oraz zbrojeniu (papier elektrotechniczny oraz częściowo folia aluminiowa). Natomiast technologie ich wytwarzania są odmianami powszechnie stosowanych metod przy produkcji laminatów ze szczególnym uwzględnieniem zapewnienia właściwości odpowiednich dla izolacji wysokonapięciowej. Można tu wymienić takie podstawowe wymagania technologiczno-przetwórcze jak stechiometryczne utwardzenie matrycy, odpowiednia adhezja matrycy do zbrojenia czy też brak wolnych przestrzeni, kawern lub fazy ciekłej i lepko-sprężyste.

Do głównych przyczyn uszkodzenia przepustów można zaliczyć:

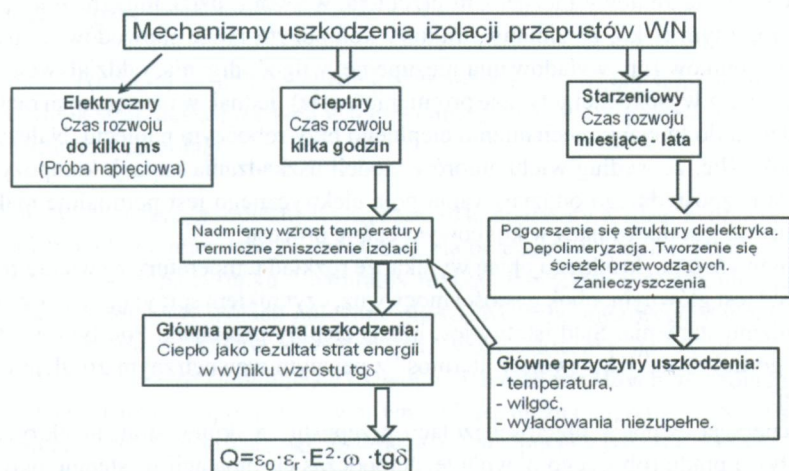
- uszkodzenie izolacji głównej;
- uszkodzenie zewnętrznej osłony;
- wadliwy zacisk pomiarowy;
- rozszczelnienie osłony zewnętrznej.

Powstawanie defektów w izolacji głównej spowodowane jest następującymi czynnikami, które są konsekwencją procesu produkcyjnego i warunków eksploatacji:

- źle dobrany proces technologiczny;
- poprodukcyjne naprężenia termo-mechaniczne;
- chemiczne i termiczne procesy starzeniowe występujące podczas eksploatacji;
- wylądowania niezupełne wewnątrz rdzenia;
- efekt bąblowania na skutek migracji wzdłużnej wilgoci [5].

Degradacja izolacji na skutek oddziaływania czynników starzeniowych przebiega na przestrzeni wielu lat, przy czym dynamika rozwoju procesów istotnego starzenia jest znacznie większa niż w początkowym okresie eksploatacji.

W tego typu kompozytach można wyróżnić trzy podstawowe mechanizmy uszkodzenia pod wpływem działania pola elektrycznego oraz czynników zewnętrznych (rys.1).



Rys.1. Mechanizmy uszkodzania izolacji przepustów WN

Najszybszym z nich i najbardziej prostym w opisie jest elektryczny mechanizm przebicia. Czas jego rozwoju trwa do kilku milisekund i polega głównie na dostarczeniu przez pole elektryczne odpowiednio dużej energii dla elektronów lub jonów, które spowodują zniszczenie struktury materiału. Proces ten przebiega przeważnie w fazie amorficznej laminatu lub na granicy faz żywica-zbrojenie. Energia wiązań większości tworzyw sztucznych jest rzędu $10^{\div}12$ eV, co po uwzględnieniu drogi swobodnej elektronów lub jonów, pozwala oszacować krytyczne natężenie lokalnego pola elektrycznego inicjującego przebicie na poziomie $10^5\div10^6$ V/m. Stąd w praktyce eksploatacyjnej mechanizm ten praktycznie nie występuje. Możliwy jest on natomiast podczas prób napięciowych, a dominuje w trakcie wyznaczania wytrzymałości elektrycznej jako parametru materiałowego.

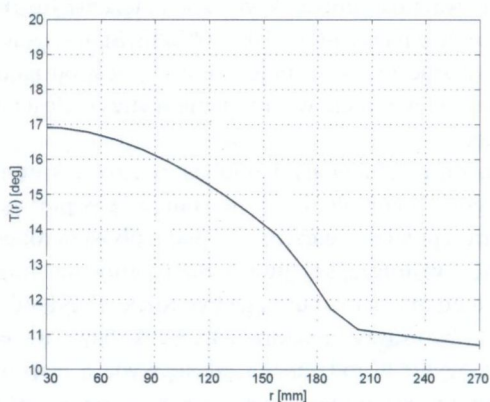
Ciepły mechanizm przebicia jest natomiast w istocie konsekwencją niekorzystnego bilansu cieplnego w materiale, który powoduje że w pierwszym rzędzie niszczy on termicznie strukturę a przebicie elektryczne pod wpływem roboczego natężenia pola elektrycznego następuje w drugiej kolejności. Stąd formy dostarczenia energii cieplnej do zapoczątkowania tego mechanizmu mogą być różne. Przykładowo, jak to pokazano na rysunku 1, mogą to być straty dielektryczne. Czas rozwoju ciepłego mechanizmu przebicia liczony jest zwykle w godzinach i, jak się wydaje, jest on najbardziej prawdopodobną bezpośrednią przyczyną większości awarii przepustów izolacyjnych. Wskazują na to okoliczności awarii, które najczęściej występują w godzinach wieczornych

po upalnym dniu. W tych okolicznościach temperatura wewnątrz rdzenia mogła przekroczyć wytrzymałość cieplną izolacji i stworzyć warunki do rozwoju mechanizmu cieplnego, który po kilku godzinach powoduje awarię.

Typowy starzeniowy mechanizm przebiccia, w swoim działaniu, zbliżony jest do cieplnego, z tym tylko, że zmiany struktury kompozytu może spowodować znacznie więcej czynników (np. wyładowania niezupełne, wilgoć, drgania, oddziaływania chemiczne czy też wysokoenergetyczne promieniowanie). Jednak w ostatecznym rachunku prowadzi on do inicjacji mechanizmu cieplnego przy roboczym napięciu. Należy przy tym podkreślić, że według wielu autorów modeli uszkodzania izolacji kompozytowej [10] rola bezpośredniego oddziaływania pola elektrycznego jest pomijalnie mała, ale jego wartość jest decydująca w końcowym etapie procesu.

Z powyższego, krótkiego opisu wynika, że rozkład temperatury wewnątrz rdzenia przepustu jest głównym, obok gęstości mocy wnz, czynnikiem sprzyjającym rozwojowi mechanizmu starzenia. Stąd istotny jest bilans cieplny przepustu. Pod tym względem można go traktować jako swoisty „termos” z pewnym wewnętrznym źródłem energii cieplnej.

Generacja ciepła w objętości izolacji przepustu na skutek strat dielektrycznych i przepływu prądu roboczego powoduje, że podczas eksploatacji występuje określony gradient temperatury zarówno po promieniu jak i po osi rdzenia. Z badań autorów [6] wynika, że dla zestarzonej termicznie izolacji różnica temperatury między skrajnymi warstwami rdzenia może sięgać nawet $\Delta T \approx 65^\circ C$, przy czym jej kumulacja występuje w pobliżu sworznia prądowego oraz flanszy. Przykładowy rozkład temperatury po promieniu rdzenia przepustu RBP 110 kV przedstawiono na rysunku 2. Wynika z niego, że większemu narażeniu termicznemu podlegają głębsze warstwy izolacji znajdującej się najbliżej sworznia prądowego. Również w tym obszarze rzeczywista wartość współczynnika strat może być znacząco większa od jego wartości w warstwach zewnętrznych.



Rys. 2. Przykładowy rozkład temperatury w rdzeniu przepustu RBP [11]

Wynika to z faktu, że współczynnik strat dielektrycznych w określonym punkcie rdzenia opisany jest nieliniową zależnością w postaci:

$$tg\delta = tg\delta_0 \cdot e^{\alpha(T(r,-\Phi,-z)-20)} \quad (1)$$

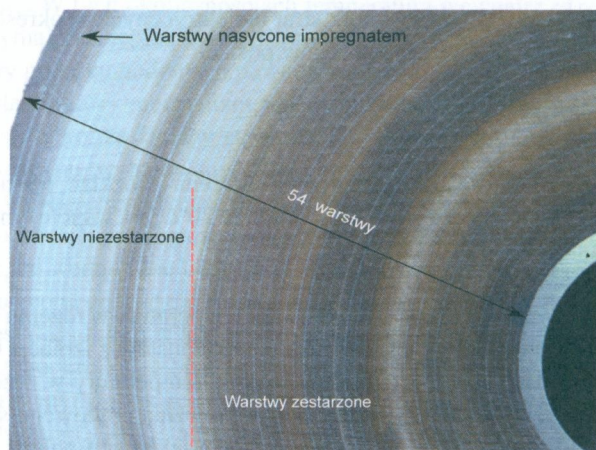
gdzie: $T(r,-\Phi,-z)$ - funkcja opisująca przestrzenny rozkład temperatury, $tg\delta_0$ - współczynnik strat dielektrycznych w temperaturze $20^{\circ}C$, α - współczynnik zależny od stopnia zesterzenia izolacji.

Należy zaznaczyć, że opisany wyżej rozkład temperatury w rdzeniu oraz jej wpływ na współczynnik $tg\delta$ prawdziwy jest również dla przepustów z izolacją OIP

Przedstawiony na rysunku 2 naturalny rozkład temperatury w rdzeniu przepustu powoduje, że fragmenty izolacji położone blisko sworznia prądowego starzą się szybciej w porównaniu do warstw zewnętrznych. W konsekwencji należy oczekiwać, że właśnie w tym obszarze kumuluje się rozwój takich niekorzystnych dla izolacji defektów jak delaminacja kompozytu, rozwój wnz lub termiczna degradacja. Na rysunku 3 pokazano przekrój długotrwale eksploatowanego przepustu RBP CTF 245 kV, na którym wyraźnie można zaobserwować zdegradowane obszary izolacji w pobliżu sworznia prądowego. Generalnie pokrywają się one z wcześniej przedstawionym rozkładem temperatury.

Natomiast na rysunku 4 pokazano widok powierzchni warstwy położonej blisko sworznia prądowego. Można na niej zaobserwować wyraźne bąble, które powstałe na skutek utraty adhezji między kompozytem a ekranem oraz delaminacją przy powierzchni warstwy. Defekty te spowodowane są prawdopodobnie ekspansją lotnych produkty rozkładu kompozytu. Dodatkowo wykonana analiza w podczerwieni granicy faz „ekran-kompozyt” wykazała również obecność aglomeratów o dużej zawartości związków węgla, które powstają podczas degradacji żywicy i papieru i skutkują utratą adhezji. Należy przy tym dodać, że takich aglomeratów węglowych nie stwierdzono w obszarach oddalonych od ekranu. Zmiana morfologii w tym obszarze izolacji rdzenia, a przede wszystkim kawerny gazowe, z pewnością będą przyczyną powstawania ładunku Maxwella-Wagnera, który sprzyjać będzie generacji wyładowań niezupełnych nawet przy roboczym natężeniu pola elektrycznego.

Mechanizm ten dobrze tłumaczy obserwowane na rysunku 5 warstwy o znacznie bardziej zaawansowanym procesie starzeniowym w porównaniu do sąsiednich warstw. Bowiern wystarczą niewielkie błędy technologiczne w trakcie nawijania warstw rdzenia, aby dla zbliżonej temperatury stan degradacji sąsiednich warstw był znacząco różny (rys.3).



Rys. 3. Przekrój poprzeczny rdzenia przepustu RBP CTF 245 kV po 32 latach eksploatacji

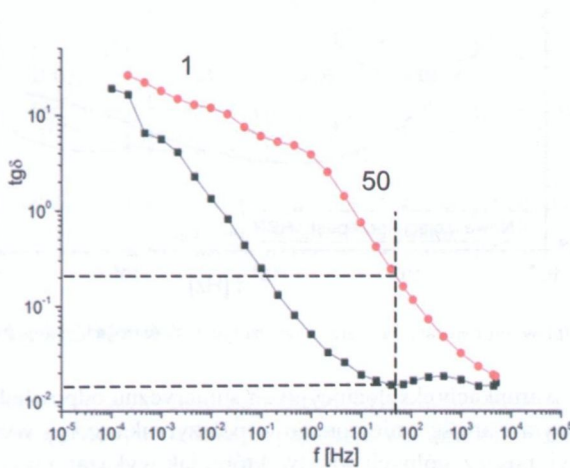


Rys. 4. Widok powierzchni warstwy rdzenia przepustu RBP CTF 245 kV po 32 latach eksploatacji

12.3. OCENA IZOLACJI RDZENIA NA PODSTAWIE POMIARU $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$

Ocenę stanu izolacji rdzenia przepustów powszechnie dokonuje się na podstawie pomiaru $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$. Producenci przepustów podają ich dopuszczalne wartości oraz zalecane temperaturowe współczynniki korekcyjne, które są wyznaczone dla takiej samej temperatury w całej objętości rdzenia. Natomiast badania eksploatacyjne przepustów

transformatorach przeprowadzane są przy różnym stanie termodynamicznym rdzenia. Często wykonuje się je bezpośrednio po wyłączeniu transformatora z ruchu, co powoduje, że $tg\delta$ mierzony jest w warunkach występowania pewnego nieznanego rozkładu temperatury wewnątrz rdzenia. W takim przypadku powstaje problem właściwej oceny i interpretacji zmierzonej wartości $tg\delta$. Na rysunku 5 przedstawiono charakterystyki $tg\delta = f(f)$ przepustu RBP 220 kV wykonane bezpośrednio po wyłączeniu transformatora spod napięcia (stan „gorący” oraz po kilku dniach (stan „zimny”). Wyraźnie pokazują one, że w zależności od warunków pomiaru ocena izolacji przepustu, nawet po uwzględnieniu współczynnika korekcyjnego, może być dramatycznie różna. W pierwszym przypadku zmierzona wartość $tg\delta_{50Hz} \approx 0,2$ dyskwalifikuje przepust, natomiast w drugim, wartość $tg\delta_{50Hz} \approx 0,013$ jest akceptowalna z punktu widzenia jego dalszej eksploatacji.



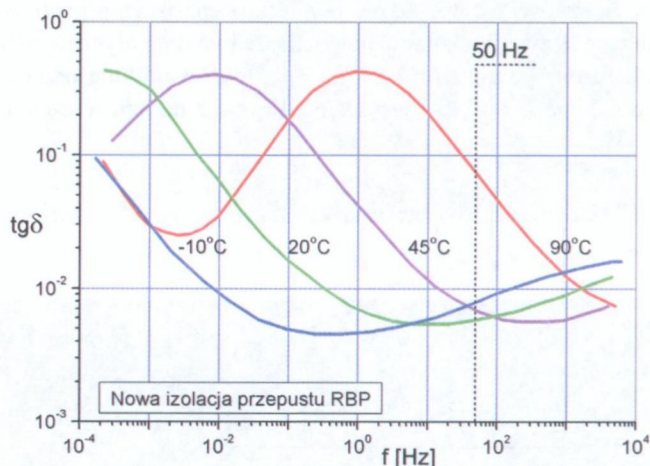
Rys. 5. Częstotliwościowe charakterystyki $tg\delta$ przepustu RBP 220 kV zmierzone bezpośrednio po odłączeniu transformatora od sieci (1) oraz po kilku dniach (2)

Przyczyną tej rozbieżności jest dwójaki wpływ temperatury na wartość mierzonego współczynnika strat dielektrycznych.

Po pierwsze, jak już wspomniano wyżej, w rdzeniu przepustu ma miejsce określony gradient temperatury.

Po drugie, natura procesów przewodnictwa i relaksacji w kompozytach polimerów szklistych powoduje, że ich odpowiedź dielektryczna ulega przyśpieszeniu wraz z temperaturą, co powoduje przesuwanie się charakterystyk $tg\delta = f(f)$ w stronę wyższych częstotliwości. Proces ten ilustruje rysunek 6, na którym przedstawiono wpływ temperatury na częstotliwościowe charakterystyki współczynnika strat $tg\delta$ izolacji przepustu RBP. Z przedstawionych na nim zależności wynika, że wartość $tg\delta_{50Hz}$ w temperaturze 20°C zdeterminowana jest przez procesy dipolowe, natomiast dla temperatury powy-

żej 45°C przez makroskopowe procesy w objętości rdzenia. Są to zupełnie odmienne zjawiska, których wpływ na proces degradacji izolacji jest diametralnie różny. Z powyższego wynika, że kluczowym zagadnieniem jest poprawna fizyczna interpretacja zmierzonej wartości współczynnika strat. Bowiem ocena stanu izolacji rdzenia jest inna w przypadku, gdy o wartości $tg\delta_{50Hz}$ decydują straty spowodowane nieprawidłowym utwardzeniem kompozytu lub też obecnością gazów, od oceny, gdy wartość ta wynika z procesów relaksacji dipoli papieru, oleju lub żywicy.

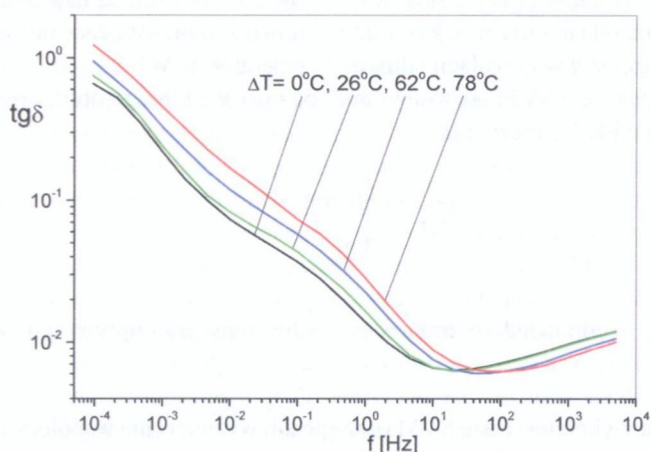


Rys. 6. Wpływ temperatury na charakterystyki $tg\delta = f(f)$ w izolacji przepustu RBP

Natomiast w warunkach eksploatacyjnych sumaryczna odpowiedź dielektryczna rdzenia, a tym samym wartość zmierzonego współczynnika $tg\delta_{50Hz}$ wynika z superpozycji charakterystyk poszczególnych warstw, które, jak wykazano wyżej, zależą m.in. od lokalnej temperatury. Izolacja w pobliżu osłony porcelanowej relaksuje z zgodnie z charakterystyką dla niskiej temperatury (np. dla $T = 20^{\circ}C$ – rys.6), podczas gdy jej część otaczająca sworzeń relaksuje wg zależności dla temperatury wysokiej (np. dla $T = 90^{\circ}C$ – rys.6). W pierwszym przypadku o wartości $tg\delta_{50Hz}$ decydują zachowania dipolowe, w drugim polaryzacja strukturalna, która w większym stopniu determinowana jest m.in. przez procesy starzeniowe. Powyższe zagadnienie ilustruje rysunek 7, na którym przykładowo przedstawiono charakterystyki odpowiedzi dielektrycznej długotrwale eksploatowanego przepustu RBP Micafil SPEZ-123/550/1600 dla różnego gradientu temperatury w rdzeniu. Jak łatwo zauważyć różnią się one znacząco od tych, które wykonano dla jednakowej temperatury izolacji (rys.6).

Z tego skróconego opisu zjawisk wynika postulat, że w celu poprawienia jakości diagnozy zaawansowania procesów starzeniowych konieczne jest opracowanie skutecznej metodyki pomiarów $tg\delta$ oraz ich interpretacji. Natomiast przedstawione na rysunkach 2,5,6,7 charakterystyki prowadzą do oczywistego wniosku, że ocena izo-

lacji przepustów na podstawie wartości $tg\delta_{50Hz}$ powinna być zastąpiona analizą zmian współczynnika strat w szerokim spektrum częstotliwości lub napięcia (nawet powyżej napięcia roboczego).



Rys.7. Częstotliwościowe charakterystyki $tg\delta$ przepustu RBP Micafil SPEZ-123/550/1600 dla różnego gradientu temperatury w rdzeniu

12.3.1. BADANIA MODELOWE

Badania modelowe wykonano na rzeczywistych obiektach (przepusty OIP oraz RBP – rys.8), które były odpowiednio preparowane dla uzyskania defektów odpowiedniego typu.

W celu określenia wpływu różnych defektów na odpowiedź dielektryczną użyto dwóch metod pomiarowych: spektroskopii dielektrycznej FDS oraz skokowej rampy napięciowej SVM.

W przypadku przepustów OIP do ich rdzenia wprowadzono dwa rodzaje defektów:

Pierwszy polegał na iniekcji między ekrany warstw izolacji produktów rozkładu celulozy i oleju, które pobrano z zestarzonej izolacji transformatorów energetycznych. Symulowały one zarówno efekty termicznego starzenia jak i działania wnz;

Drugim defektem było wprowadzenie do objętości izolacji pęcherzy powietrza, które symulowały gazowe produkty rozkładu izolacji i działania wnz. W przepustach RBP defektami były produkty termicznego starzenia żywicy i celulozy z zawartością grafitu, które wstrzykiwano do sztucznie wykonanych inkluzji. Substancje te miały na celu symulowanie defektów powstałych z termicznej degradacji laminatu papierowo-żywicznego.

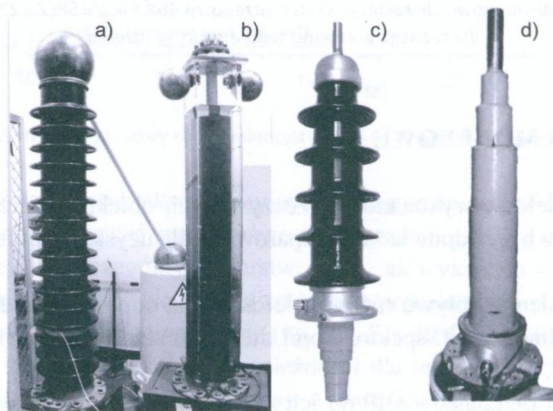
Odpowiedź dielektryczną modeli rdzeni przepustów z defektami badano w dziedzinie częstotliwości i czasu. W dziedzinie częstotliwości mierzono zmiany pojemności oraz współczynnika strat dielektrycznych w zakresie częstotliwości $10^{-4} \div 5 \cdot 10^3$ Hz. Natomiast w dziedzinie czasu zastosowano testy skokową rampą napięciową (SVM). Jest to prosta metoda pomiarowa, którą standardowo wykorzystuje się do oceny stopnia zesterzenia kompozytowej izolacji silników i generatorów WN.

Łączny czas testu SVM wynosi 30 min, po upływie którego obliczany jest współczynnik absorpcji K_a z zależności:

$$K_a = \frac{i_{30M}}{i_{30C}} \quad (2)$$

gdzie: i_{30M} , i_{30C} – odpowiednio zmierzony i obliczony prąd upływu po czasie $t = 30$ min.

Procedura wykonania testu SVM oraz sposób wyznaczenia współczynnika K_a została opisana między innymi w pracy [10].



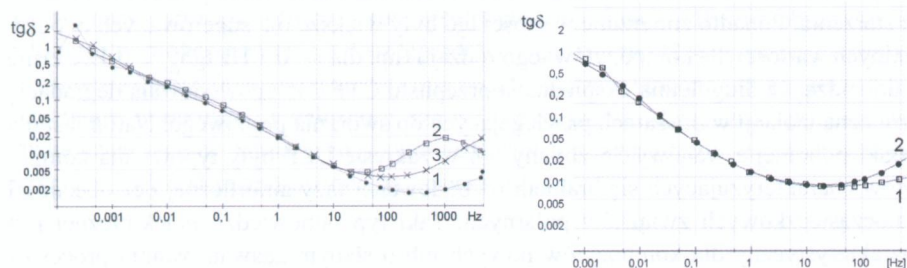
Rys. 8. Przepust OIP 145 kV (a) i model jego izolacji (b) oraz przepust RBP 52 kV (c) i model jego izolacji (d)

12.3.1. WPŁYW INKLUZJI WEWNĘTRZNYCH NA CHARAKTERYSTYKI FDS

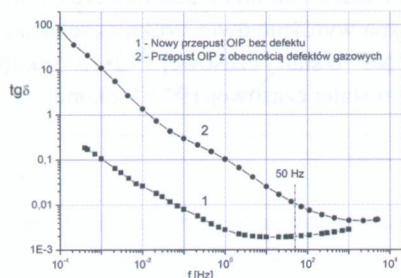
Na rysunku 9 przedstawiono charakterystyki częstotliwościowe współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ modeli przepustów OIP oraz RBP przed i po wprowadzeniu inkluzji. Natomiast na rysunku 3 pokazano charakterystyki częstotliwościowe współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ modelu przepustu OIP 152 kV z zawartością gazów w objętości izolacji.

Analiza wyników pomiarów pokazała, że wprowadzenie do izolacji OIP oraz RBP punktowych inkluzji z zawartością produktów rozkładu papieru i celulozy lub laminatu żywicznego powoduje powstanie nowego procesu relaksacyjnego widocznego w zakresie wysokich częstotliwości. Zaobserwowano, że w przypadku izolacji OIP długotrwałe działanie pola elektrycznego powoduje rozproszenie się produktów rozkładu w objętości, co skutkuje przesunięciem ich relaksacji w stronę wyższych częstotliwości (rys.9.a, krzywa 3). Prawdopodobnie efekt ten spowodowany jest większym rozdrobnieniem cząsteczek i związanym z tym skróceniem czasów relaksacji strukturalnej.

Stwierdzono również, że obecność pęcherzy gazowych w izolacji przepustów OIP, powoduje wzrost współczynnika strat dielektrycznych w przedziale częstotliwości 0,1÷100 Hz (rys.10), przy czym jego wartości zależą od ilości gazów zawartych w izolacji. Jak się wydaje, ten dodatkowy proces wynika z relaksacji Maxwella-Wagnera na granicy faz „pęcherz gazowy-olej”, a większe wartości $tg\delta$ dla dużej ilości zgromadzonych gazów są skutkiem skracania się stałej czasowej tej relaksacji. Warto przy tym zauważyć, że odpowiedź dielektryczna przepustów OIP z zawartością inkluzji gazowej w zakresie niskich i ultraniskich częstotliwości jest bardzo zbliżona do charakterystyk ($tg\delta, C$)= $f(f)$ zawilgoconej izolacji rdzeni papierowo-olejowych.



Rys. 9. Charakterystyki FDS izolacji modeli przepustów OIP (a) oraz RBP (b) bez obecności produktów (krzywe 1) oraz z produktami rozkładu izolacji (krzywe 2,3)



Rys.10. Charakterystyki FDS modelu przepustu OIP bez obecności (1) oraz z obecnością dużej ilości gazów w objętości izolacji (2)

12.3.2. WPŁYW MORFOLOGII RDZENIA PRZEPUSTU NA CHARAKTERYSTYKI FDS

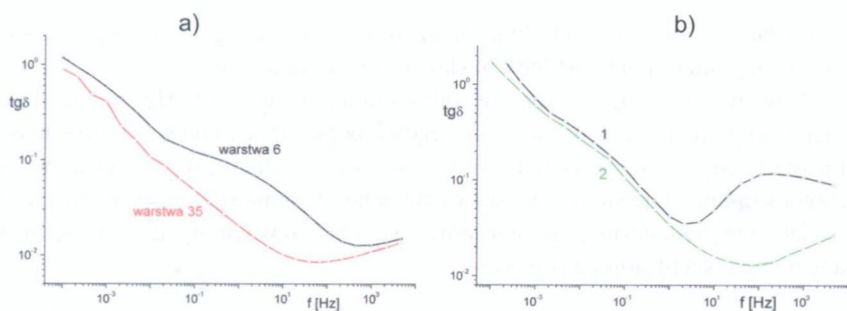
Z punktu widzenia efektywnej diagnostyki przy użyciu pomiarów FDS nieodzowna jest znajomość cząstkowej odpowiedzi dielektrycznej warstw o różnym stopniu zdegradowania i ich wpływu na charakterystyki $tg\delta, C = f(f)$ całego przepustu. Z tego powodu z przepustu RBP typu CTF 245 kV pobrano próbki z różnych obszarów izolacji głównej (rys.3). Wyselekcjonowano przy tym dwa rodzaje próbek:

- próbki izolacji zawartej między ekranami sterującymi;
- próbki izolacji rozdzielonej oryginalnym ekranem sterującym.

Na rysunku 6.a przedstawiono wyniki pomiarów charakterystyk częstotliwościowych $tg\delta$ próbek I rodzaju pobranych z warstw 6 i 35 rdzenia przepustu (rys.3). W przypadku próbki pobranej z warstwy 6, która pobrana była z zdegradowanego obszaru rdzenia, zaobserwowano w zakresie średnich częstotliwości wyraźny proces relaksacyjny o stałej czasowej rzędu kilku sekund. Ponadto w zakresie ULF wzrost $tg\delta$ spowodowany był głównie zwiększającym się przewodnictwem elektrycznym. Jak wykazano w pracy [2], tego rodzaju odpowiedź dielektryczna jest charakterystyczna dla kompozytów żywic termoutwardzalnych o dużym zaawansowaniu procesu termicznego starzenia. Ponadto zmierzone wartości $tg\delta$ były większe od sugerowanych dopuszczalnych wartości dla kompozytów tego rodzaju (np. dla $f = 0,1$ Hz $tg\delta_{dop} \approx 0,12$). Dane te dowodzą, że długoletnia eksploatacja przepustu CTF 245 spowodowała degradację termiczną izolacji w obszarach przylegających do sworznia prądowego. Natomiast dla próbki pobranej z warstwy 35 zmiany $tg\delta$ w zakresie ULF były typowe dla kompozytów charakteryzujących się brakiem rozbudowanej fazy amorficznej bez obecności małowielocząstkowych związków polarnych. Taki typ odpowiedzi dielektrycznej jest charakterystyczny dla kompozytów nowych lub o słabym zaawansowaniu procesów starzeniowych. Stąd nasuwa się stwierdzenie, że w próbce pobranej z warstwy 36, mimo wieloletniej eksploatacji, nie wystąpiły objawy istotnych procesów starzenia.

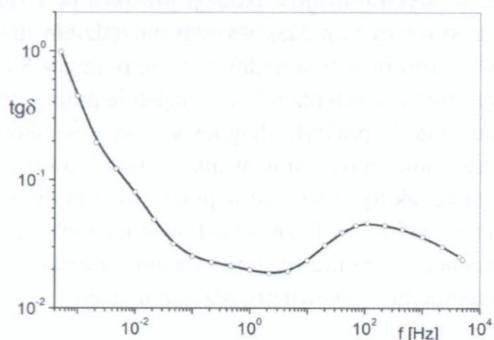
Na rysunku 11.b (krzywa 1) pokazano zależność $tg\delta = f(f)$ próbki zawierającej wewnętrzną ekran Al, która została pobrana z zestarzonych warstw 8 i 9. W odpowiedzi dielektrycznej próbki można wyróżnić dwie struktury relaksacyjne:

- pierwszą w zakresie MF o stałej czasowej $1 \div 2 \cdot 10^{-3}$ sekundy,
- drugą w zakresie LF o stałej czasowej $10 \div 20$ sekund.



Rys.11. Zależność $tg\delta = f(f)$ próbek pobranych z rdzenia eksploatowanego przepustu CTF 245: (a) próbki z warstwy 6 oraz 35, (b) próbki z warstw nr 8 i 9 (1) oraz zawilgoconych warstw nr 42 i 43 (2)

Wysokoczęstotliwościowy proces relaksacyjny można tłumaczyć obecnością w kompozycie produktów rozkładu o wysokiej zawartości cząstek węgla interfacie kompozyt-ekran. Istnienie przy powierzchni ekranu monowarstwy o wysokim przewodnictwie i dużej przenikalności elektrycznej powoduje powstanie ładunku Maxwella-Wagnera, który jest odpowiedzialny jest za widoczną w zakresie LF relaksację o stałej czasowej rzędu $10 \div 20$ sekund. Relaksacji w zakresie MF nie obserwowano natomiast w próbce pobranej z niezdegradowanych warstw 42-43 (rys.11.b - krzywa 2). Ponieważ przed pomiarami została ona dodatkowo zawilgocona i zawierała w interfacie wodę, w zakresie LF zależność $tg\delta = f(f)$ była prawie identyczna, jak dla próbek zawierającej węgiel. Sumaryczną odpowiedź dielektryczną rdzenia eksploatowanego przepustu CTF 245 przedstawiono na rysunku 12.



Rys.12. Zależność współczynnika strat $tg\delta$ od częstotliwości przepustu CTF 245 po 30. latach eksploatacji

Pomiar ten wykonano przed pobraniem próbek izolacji. Z porównania zależności pokazanych na rysunkach 6 i 7 wynika, że całkowita charakterystyka $tg\delta = f(f)$ w zakre-

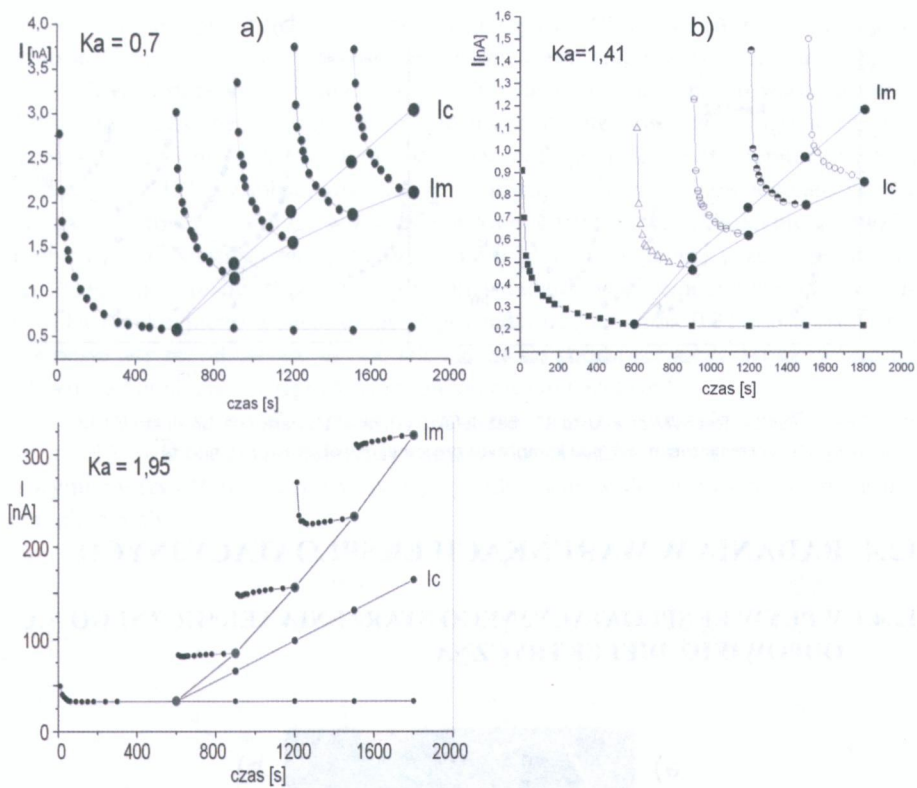
sie ULF oraz HF zdominowana była przez właściwości zdegradowanych głębokich warstw izolacji, które położone były blisko sworznia prądowego.

Należy zwrócić uwagę, że dla częstotliwości niższych od 10^{-2} Hz zmienia się rozkład napięcia pomiarowego na stosie szeregowo połączonych kondensatorów tworzonych przez poszczególne przedzielone ekranami warstwy izolacji. Ponieważ w coraz większym stopniu staje się on rezystancyjny, a nie pojemnościowy, to w mierzonych wartościach $\text{tg}\delta$ uwidaczniają się właściwości warstw zewnętrznych, które są zdegradowane w mniejszym stopniu (rys.3).

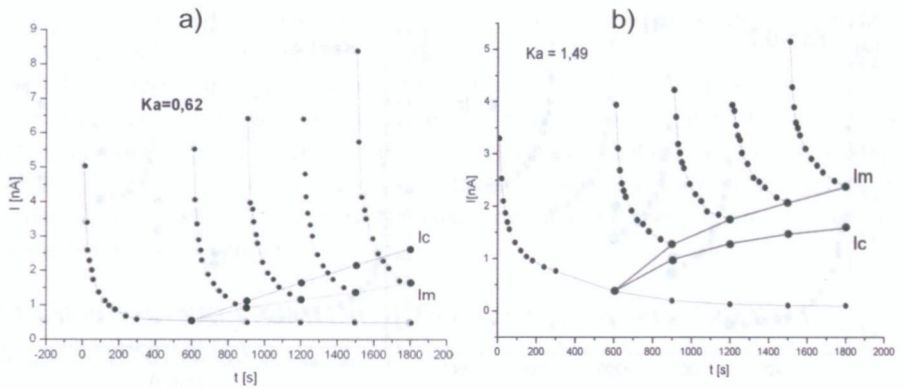
12.3.3. WPLYW INKLUZJI WEWNĘTRZNYCH NA WSPÓLCZYNNIK ABSORPCJI K_a

Na rysunku 13 pokazano wynik testu SVM dla modelu izolacji OIP bez (rys. 13.a), z niewielką zawartością (rys. 13.b) oraz z dużą zawartością produktów rozkładu oleju i papieru (rys.13.c). Test metodą rampy napięciowej wykazał, że dla izolacji bez defektów wartość współczynnika absorpcji K_a może być znacząco mniejsza od jedności (rys.13.a). Natomiast coraz większa zawartość produktów rozkładu w objętości izolacji powoduje sukcesywny wzrost współczynnika absorpcji K_a (rys 13.b,c)

Analogiczne testy wykonano dla przepustów z izolacją RBP (rys.14). Potwierdziły one, że podobnie jak w przypadku przepustu OIP, dla nowej izolacji RBP wartość współczynnika absorpcji K_a może być znacząco mniejsza od jedności (rys.14.a). Natomiast wprowadzenie do objętości rdzenia przepustu inkluzji symulujących produkty rozkładu kompozytu żywiczno-papierowego spowodowało wzrost tego współczynnika do wartości $K_a = 1,49$ (rys.14.b). Porównując wstępne rezultaty testów SVM wykonanych dla obu podstawowych rodzajów izolacji przepustów z różną zawartością defektów wydaje się, że może być on efektywnym narzędziem identyfikacji defektów w izolacji przepustów. Warto przy tym nadmienić, że pomiary SVM przeprowadzono w zakresie napięć znacznie niższych niż robocze napięcie pracy przepustów. Stwarza to perspektywę wprowadzenia do praktyki diagnostycznej stosunkowo szybkiego i skutecznego narzędzia bez konieczności stosowania skomplikowanej i drogiej aparatury pomiarowej, zwłaszcza że jak to wykazano w pracy [8], wpływ temperatury na wynik testu SVM jest raczej niewielki. Okoliczność ta bowiem zwiększa wiarygodność oceny stanu technicznego przepustów, ponieważ pozwala uniezależnić się od wpływu znaczącego nieraz rozkładu temperatury wewnątrz rdzenia izolacji.



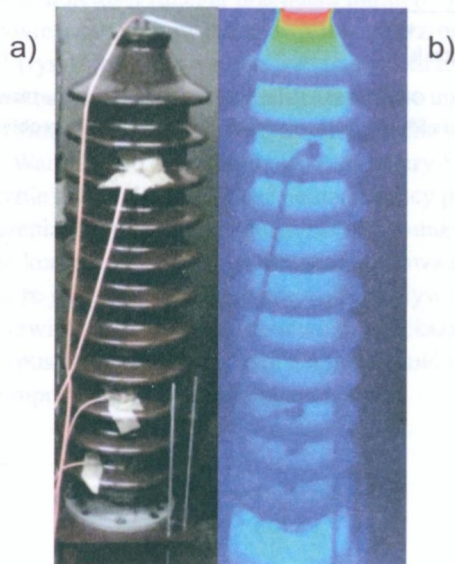
Rys.13. Test SVM przepustu OIP bez defektu (a), z zawartością produktów 1% rozkładu w objętości (b) oraz z zawartością 5% produktów rozkładu papieru i celulozy w objętości izolacji (c)



Rys.14. Test SVM przepustu RBP bez defektu (a), oraz z zawartością produktów termicznego rozkładu kompozytu żywicznego w objętości rdzenia (b)

12.4. BADANIA W WARUNKACH EKSPLOATACYJNYCH

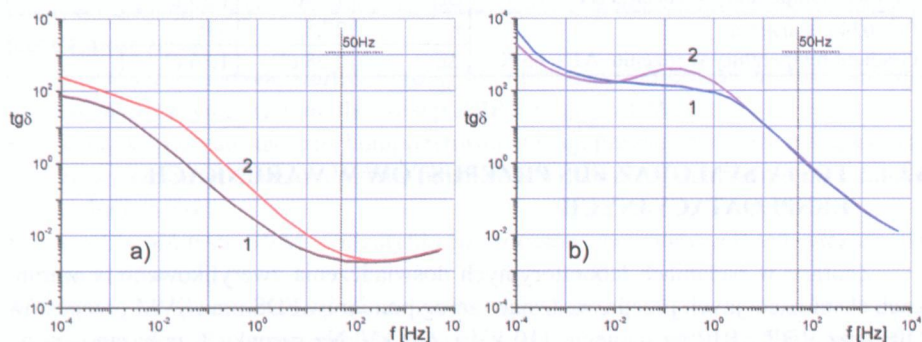
12.4.1. WPŁYW EKSPLOATACYJNEGO STARZENIA TERMICZNEGO NA ODPOWIEDŹ DIELEKTRYCZNĄ



Rys.15. Przepust RBP 110 kV (a) oraz jego termogram (b) podczas testu starzeniowego w warunkach eksploatacyjnych

Narysunku 15 przedstawiono 10-cioletni przepust RBP 110 kV podczas eksploatacyjnych testów starzeniowych. Polegały one na zwiększeniu temperatury sworzni przepustu do $T = 80^{\circ}\text{C}$ przy stałej temperaturze otoczenia $T \approx 10-12^{\circ}\text{C}$. Starzenie prowadzono przez 3024 h. Natomiast na rysunku 16.a przedstawiono zależności $\text{tg}\delta = f(f)$ w rdzeniu przepustu przed i po starzeniu, które wykonano dla jednakowej temperatury rdzenia przepustu $T = 12^{\circ}\text{C}$. Zaobserwowano, że starzenie termiczne spowodowało przede wszystkim wzrost wartości $\text{tg}\delta$ w zakresie niskich częstotliwości. Z kolei nie notowano istotnych zmian wartości $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$ (0,19% oraz 0,33% odpowiednio przed i po starzeniu). Należy podkreślić, że po uwzględnieniu standardowego temperaturowego współczynnika korekcyjnego wynosiły one odpowiednio 0,18% oraz 0,31% i mieściły się w zakresie wartości dopuszczalnych. Dlatego na tej podstawie nie jest możliwa ocena wpływu starzenia termicznego. Wydaje się on niezauważalny.

Z kolei zmierzone dla gradientu temperatury w rdzeniu $\Delta T \approx 65^{\circ}\text{C}$ wartości $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} \approx 167\%$ znacząco przekraczały wartości dopuszczalne i kwalifikowały przepust do wymiany (rys.16.b). Lecz i w tym przypadku wpływ dodatkowego starzenia był pomijalnie mały.



Rys. 16. Częstotliwościowe charakterystyki $\text{tg}\delta$ przepustu RBP 110 kV przed (1) oraz po 3012 h starzenia (2). Temperatura rdzenia $T = 12^{\circ}\text{C}$ (a), gradient temperatury w rdzeniu $\Delta T \approx 65^{\circ}\text{C}$ (b)

Analiza jakościowa charakterystyk FDS pozwala usunąć pokazane wyżej sprzeczności w interpretacji pomiarów $\text{tg}\delta$ (tabl.1). Wykazała ona bowiem, że niezależnie od warunków pomiaru, eksploatacyjne termiczne starzenie powoduje przede wszystkim wzrost przewodnictwa zmiennoprądowego. Ponadto pozwoliła ona zidentyfikować w izolacji rdzenia niskoczęstotliwościowy proces relaksacyjny o stałej czasowej $\tau \approx 2 \cdot 3 \cdot 10^3$ sekund. W pomiarach wykonanych dla jednakowej temperatury rdzenia $T = 12^{\circ}\text{C}$ nie zaobserwowano wpływu dodatkowego starzenia na stałą czasową tej relaksacji. Natomiast badania wykonane przy dużym gradientcie temperatury pozwoliły wyodrębnić dodatkową strukturę relaksacyjną o stałej czasowej $\tau \approx 30$ sekund. Biorąc pod uwagę rozkład temperatury w rdzeniu (rys.2) oraz dużą energię aktywacji przesu-

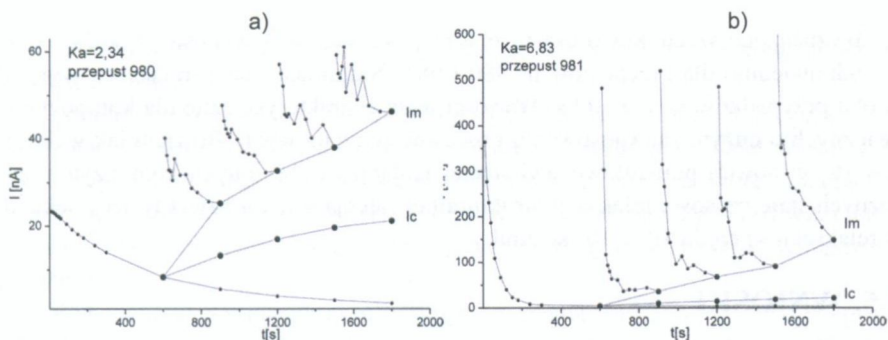
wania się charakterystyk $tg\delta = f(f)$ po osi częstotliwości (rys.6) wydaje się, że relaksacja ta jest odpowiedzią dielektryczną warstw izolacji umieszczonych w pobliżu sworzni przewodzącego. Natomiast obserwowany proces wolnozmienny o stałej czasowej $\tau \approx 650+670$ sekund jest zastępczą relaksacją „zimnych” warstw izolacji rdzenia wynikającą z temperaturowego przesunięcia się po osi częstotliwości procesu obserwowanego na rysunku 6.

Tabela 1. Wyniki analizy odpowiedzi dielektrycznej izolacji przepustu RBP 110 kV

Pomiar	Parametr	LF	ULF	Przewodnictwo σ [S/m]
Przed starzeniem Temperatura rdzenia T = 12 °C	τ	-	2,75e ³	3,8e ⁻¹⁴
	$\Delta\epsilon$	-	214	
Po 3024 h starzenia Temperatura rdzenia T = 12 °C	τ	-	2,14 e ³	2 e ⁻¹³
	$\Delta\epsilon$	-	415	
Przed starzeniem Gradient temperatury w rdzeniu $\Delta T \approx 65$ °C	τ	37	666	7,1e ⁻¹¹
	$\Delta\epsilon$	1,79e ³	1,25 e ³	
Po 3024 h starzenia. Gradient temperatury w rdzeniu $\Delta T \approx 65$ °C	τ	27,8	558	6,3 e ⁻¹¹
	$\Delta\epsilon$	2,28 e ³	1,85 e ³	

12.4.2. TESTY SVM ORAZ FDS PRZEPUSTÓW W WARUNKACH EKSPLOATACYJNYCH

Zebrane w badaniach laboratoryjnych doświadczenia zweryfikowano w warunkach eksploatacyjnych przeprowadzając szereg pomiarów FDS oraz SVM przepustów OIP oraz RBP i RIP na napięcie 110 kV i 220 kV. Na rysunku 6 pokazano przykładowe wyniki testów SVM wykonane dla przepustów RBP 220 kV typu CTF 245 prod. Micafil. Badania te przeprowadzono w zakresie napięć pomiarowych 2÷10 kV, a więc znacznie poniżej napięcia roboczego. Należy przy tym podkreślić, że w standardowym badaniu SVM najwyższe napięcie pomiarowe zwykle przekracza o 50% napięcie robocze izolacji [10][6]. Oczywiście, w przypadku przepustów transformatorowych, warunek taki jest zwykle bardzo trudny do spełnienia. Dlatego wykorzystując laboratoryjne doświadczenia zdecydowano się wyznaczyć współczynnik absorpcji Ka stosując znacznie mniejszy zakres napięć pomiarowych. Wyniki pomiarów wykazały jednak, że pomimo tych zastrzeżeń otrzymano wyraźne zróżnicowane, w zależności od stanu technicznego, wartości współczynników Ka. W przypadku przepustów z rysunku 6 pozwalają one przypuszczać, że izolacja przepustu CTF 245 nr 980 (rys. 17.a) jest w zadowalającej kondycji technicznej z objawami początkowej fazy procesów starzeniowych, natomiast rdzeń przepustu CTF 245 nr 981 (rys.17.b) wykazuje wyraźne oznaki zaawansowanych procesów starzeniowych.

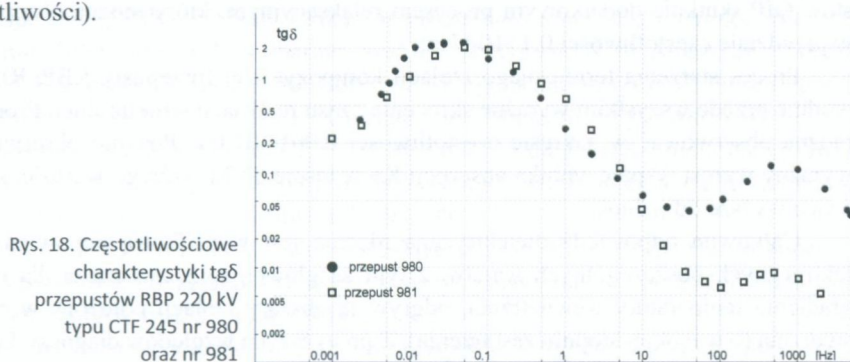


Rys.17. Eksploatacyjne testy SVM przepustów RBP 220 kV typu CTF 245 prod. MICAFIL.
Przepust o zadowalającej kondycji izolacji (a), przepust z izolacją zestarzoną (b)

Wykonane jednocześnie pomiary współczynnika strat dielektrycznych przy napięciu pomiarowym 12 kV wykazały, że dla tych przepustów wyniosły one odpowiednio $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 1,15\%$ oraz $1,72\%$. Natomiast zmierzone rok wcześniej wartości $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$ wynosiły odpowiednio $0,58\%$ oraz $0,86\%$. Porównanie tych danych prowadzi do następujących spostrzeżeń:

- wszystkie zmierzone wartości $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$ były mniejsze lub bliskie wartościom krytycznym przyjmowanym dla izolacji RBP ($\text{tg}\delta_{50\text{Hzkr}} \approx 1,5\%$);
- kinetyka procesu starzenia kompozytowej izolacji przepustów może być tak duża, że w okresie kilkunastu miesięcy możliwe jest znaczące pogorszenie się jej stanu technicznego;
- wrażliwość testu SVM w identyfikacji procesów starzeniowych jest większa niż pomiarów $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$

Powyższe spostrzeżenia potwierdzono w pomiarach FDS (rys.18). Zaobserwowano bowiem, że w obu przepustach istnieją dwie zasadnicze struktury relaksacyjne charakterystyczne dla polaryzacji strukturalnej lub ładunku przestrzennego (zakres niskich częstotliwości) oraz dipolowej relaksacji kompozytu izolacyjnego (zakres wysokich częstotliwości).



Rys. 18. Częstotliwościowe charakterystyki $\text{tg}\delta$ przepustów RBP 220 kV typu CTF 245 nr 980 oraz nr 981

Wyznaczone szacunkowo czasy relaksacji strukturalnej wynosiły $\tau_1 \approx 24$ s oraz 18 s odpowiednio dla przepustów nr 980 i 981. Natomiast czas β -relaksacji wynosił dla obu przypadków $\tau_2 \approx 4 \cdot 10^{-4}$ s. Wartości te są charakterystyczne dla kompozytów żywiczych o dużym zaawansowaniu procesów starzeniowych. Bowiern jak wykazano w [6] w nowej, prawidłowo wykonanej izolacji ze zbrojonych kompozytów żywiczych stałe czasowe relaksacji strukturalnej sięgają setek a nawet tysięcy sekund, a β -relaksacji są rzędu 10^{-6} ÷ 10^{-7} sekund.

12.5. WNIOSKI

W warunkach eksploatacyjnych starzenie izolacji RBP przebiega w sposób wysoce nierównomierny, co powoduje że degradacja warstw izolacji w pobliżu sworznia jest bardziej zaawansowana w porównaniu do warstw zewnętrznych.

Badania wykazały, że pomiar współczynnika strat dielektrycznych w częstotliwości 50Hz nie jest miarodajną metodą oceny stanu technicznego izolacji przepustów.

Analiza odpowiedzi dielektrycznej wykazała, że w zestarzonej izolacji w zakresie niskiej częstotliwości występują dodatkowe procesy relaksacyjne, które spowodowane są zmianami morfologii kompozytu RBP. Ponadto na granicy faz „kompozyt-ekran Al” możliwa jest relaksacja Maxwella – Wagnera, która jest skutkiem tworzenia się przewodzącej warstwy węgla (sadzy), utraty adhezji między kompozytem a ekranem, lub w pewnych przypadkach, migracją wilgoci z zewnątrz.

Obecność w objętości rdzeni przepustów OIP oraz RBP substancji charakterystycznych dla produktów rozkładu izolacji powstałych pod wpływem wyładowań niepełnych znacznie wpływa na kształt charakterystyki FDS oraz na wzrost współczynnika absorpcji K_a (metoda SVM).

Obecność produktów rozkładu termicznego w izolacji przepustów OIP oraz RBP skutkuje dodatkowym procesem relaksacyjnym w zakresie częstotliwości wyższych od 50 Hz.

Natomiast obecność inkluzji gazowych w izolacji papierowo-olejowej przepustów OIP skutkuje dodatkowym procesem relaksacyjnym, który można obserwować w przedziale częstotliwości 0,1÷100 Hz.

Proces starzenia termicznego izolacji kompozytowej (przepusty RBP, RIP) powoduje przede wszystkim wyraźne skrócenie czasu relaksacji strukturalnej. Proces ten można obserwować w zakresie częstotliwości 0,001÷10 Hz. Ponadto obserwuje się wyraźny wzrost współczynnika absorpcji K_a w teście SVM, którego wartości są znacząco wyższe od jedności.

Całkowita odpowiedź dielektryczna rdzenia jest wypadkową odpowiedzi dielektrycznych poszczególnych warstw, z tym że główną rolę, zwłaszcza dla dużego gradientu temperatury wewnętrznej, odgrywają obszary izolacji położone w pobliżu sworznia (o wysokim stopniu zestarzenia). Z powyższych względów diagnostykę przepustów w warunkach eksploatacyjnych powinno się przeprowadzać w szerokim spek-

trum częstotliwości, a w interpretacji wyników należy uwzględnić rozkład temperatury wewnątrz izolacji.

Pomiary wykonywane bezpośrednio po wyłączeniu transformatora, przy dużym gradiencie temperatury wewnątrz izolacji, stwarzają możliwość identyfikacji wczesnego etapu termicznego starzenia się warstw w pobliżu rdzenia, które są najbardziej zagrożone degradacją. Jednak wymaga to zaawansowanej analizy odpowiedzi dielektrycznej z zastosowaniem narzędzi opisujących procesy elektryczne w kompozytach polimerowych.

Wykonane w warunkach eksploatacyjnych pomiary FDS oraz SVM przepustów 220 kV generalnie potwierdziły obserwacje i wyniki otrzymane podczas testów laboratoryjnych.

Zdaniem autorów, w przypadku izolacji RBP lub RIP test SVM może być bardzo prostym, wygodnym i użytecznym narzędziem diagnostycznym, zwłaszcza że jego wrażliwość na zmiany morfologiczne w objętości izolacji wydaje się większa niż standardowego pomiaru współczynnika strat $\tan\delta_{50\text{Hz}}$, a interpretacja fizyczna bardziej jednoznaczna.

Z powyższego wyniku bardzo interesujący dla praktyki diagnostycznej wniosek, że pomiary odpowiedzi dielektrycznej w szerokim spektrum częstotliwości lub prądu upływu metodą rampy napięciowej nawet dla napięć znacznie niższych od roboczych mogą być bardzo użyteczne przy ocenie stopnia zesterzenia termicznego izolacji przepustów lub obecności w niej defektów i inkluzji gazowych. Jednak konieczne są bardziej szczegółowe badania w celu wyznaczenia wartości krytycznych deskryptorów.

LITERATURA

- [1] Transformatory w eksploatacji, red. Subocz J.: Wydawnictwo Energo – Complex, kwiecień, 2007
- [2] Sokolov V. : “Failure statistics. Transformer and bushings design review. Typical failure modes and failure causes. What can be learned from post mortem inspection“, Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, 2006
- [3] Amit Kumar Mehta, R.N.Sharma, Sushil Chauhan and S. D. Agnihotri : “Study and diagnosis of the power transformer bushing insulation system”, Pulsed Power Conference (PPC), 2011 IEEE , Chicago, 19-23 June 2011 , pp. 700 - 705
- [4] Kazimierski M., Szymański Z.: „Przyczynek do diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych transformatorów”, Międzynarodowa Konferencja transformatorowa, Transformator 2009, s.99-111
- [5] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H. „Bubble effect w izolatorach przepustowych o izolacji wykonanej z różnych materiałów” Pomiary Automatyka Kontrola PAK, vol. 57, nr 4, (2011)
- [6] „Ocena stanu technicznego kondensatorowych przepustów wysokiego napięcia”, Projekt NCBiR nr 01 0044 06, 2009-2012

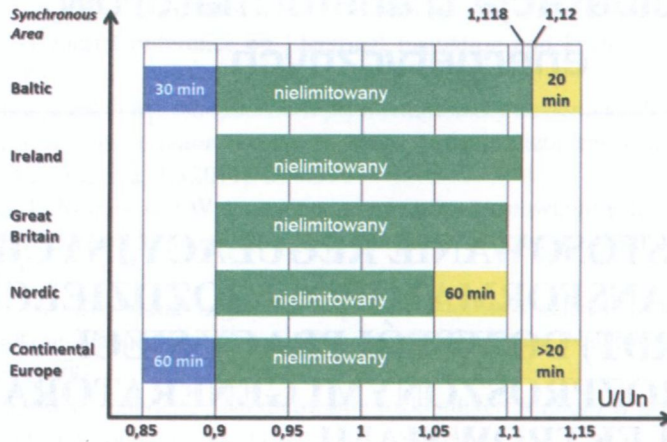
- [7] Abdolali K.: „Effects of Moisture on Power Factor of Oil/Paper Insulation”, 2006 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp.81-88
- [8] Subocz J., Zenker M., Mroziak A. : Wpływ temperatury na odpowiedź dielektryczną przepustów transformatorowych wysokiego napięcia z izolacją stałą, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 4 ,(2011), 376-379
- [9] Subocz J., Mroziak A. : Wykorzystanie pomiarów termowizyjnych do diagnostyki transformatorowych przepustów WN, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 5, (2011), 491-495
- [10] Subocz J.: „Wybrane zagadnienia przewodnictwa i relaksacji dielektrycznej w aspekcie diagnostyki izolacji kompozytowej”, *Prace Naukowe PS*, nr 580, Szczecin, 2003
- [11] Emirsajłow Z., Subocz J.: Modelowanie rozkładu temperatury w przepuście WN, *Przegląd Elektrotechniczny*, 11b, (2010), 153-157



13. ZASTOSOWANIE REGULACYJNYCH TRANSFORMATORÓW ROZDZIELCZYCH (VRDT) DO WSPÓŁPRACY SIECI Z ROZPROSZONYMI GENERATORAMI I ELEKTROWNIAМИ

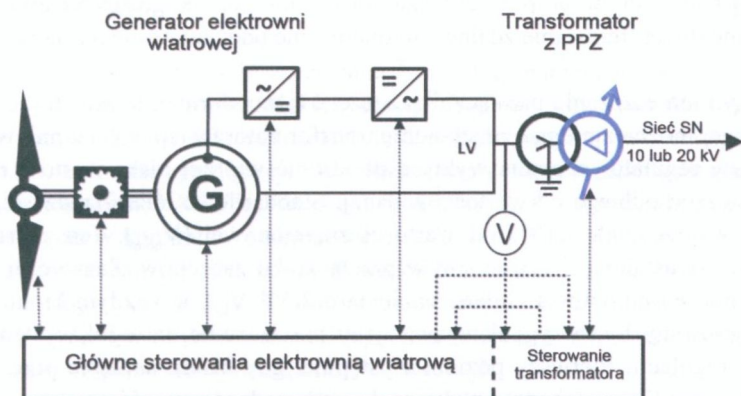
13.1 WSTĘP

W obecnych czasach przepisy regulujące pracę sieci podlegają stałym zmianom celem sprostania wyzwaniom wynikającym z nowej sytuacji polegającej na dużym dopływie energii do sieci nisko- i średnionapięciowych. W tym kontekście temat roboczych zakresów napięciowych w istniejących przepisach i standardach pracy sieci stał się w ostatnich latach przedmiotem ożywionych dyskusji pomiędzy operatorami sieci a producentami. Istniejące i wybiegające w przyszłość standardy zawierają zakresy napięcia roboczego wykraczające poza tradycyjne możliwości większości aktualnie działających jednostek prądotwórczych. Na przykład, w najnowszym Kodeksie Sieciowym ENTSO-E zawarte jest wymaganie, aby utrzymywać pracę elektrowni w szerszych zakresach napięciowych w porównaniu ze stanem obecnym, chwilowo nawet w zakresie do 85% do 115% napięcia znamionowego (rys. 1). Jednakże to odnosi się do generatorów typu D współpracujących z siecią o napięciu równym lub większym od 110 kV. Z punktu widzenia producenta stanowi to wyzwanie, ponieważ dostarczenie pełnej mocy biernej musi być możliwe w całym zakresie pasma napięciowego.



Rys.1. Dopuszczalne zakresy napięcia sieciowego w Europie wg ENTSO-E NC RFG [1]

Z tego powodu wielu producentów i operatorów elektrowni będzie musiało zmodyfikować i ulepszyć swoje technologie, aby móc spełnić te wymagania. Potencjalnym rozwiązaniem mogłyby być przetworniki o przewymiarowanych parametrach, lecz to znacząco podraża koszt jednostki prądowłórczej. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie dodatkowych urządzeń, które zapewnią stabilne, pod względem napięciowym, działanie elektrowni nawet jeśli napięcie sieci znacząco się zmienia. Takim urządzeniem mogą być specjalne transformatory rozdzielcze regulujące napięcie (ang. Voltage Regulating Distribution Transformers – VRDT). Wyposażone w inteligentne układy sterujące w ciągu kilku sekund dokonują przełączeń, w przypadku gdy napięcie odchyliło się od zadanego określonego poziomu (rys.2). Ten szybko sterowalny transformator podwyższający napięcie może być stosowany zarówno z pojedynczą jednostką prądowłórczą (np. z turbiną wiatrową), a także jako centralny transformator farmy wiatrowej. Część komunikacyjna VRDT może działać albo wraz z częścią sterującą jednostki albo autonomicznie w elektrowni. W obu przypadkach jednostki prądowłórcze korzystają ze zharmonizowanego napięcia roboczego, ponieważ fluktuacje w sieci są równoważone i stabilizowane dzięki adaptacji przekładni turbiny. Ponieważ transformator może zmieniać wtórne niskie napięcie w przedziale $\pm 10\%$ napięcia znamionowego, dlatego jednostki prądowłórcze mogą łatwo funkcjonować w szerszych przedziałach zmian napięcia bez konieczności dokonywania zmiany połączeń. Zatem, VRDT może łatwo odspierać napięcie robocze jednostki prądowłórczej od sieci w zależności od jej warunków napięciowych w określonym z góry zakresie.



Rys. 2. Konfiguracja elektrowni wiatrowej z zintegrowanym układem VRDT

13.2. REGULACYJNE TRANSFORMATORY ROZDZIELCZE (VRDT)

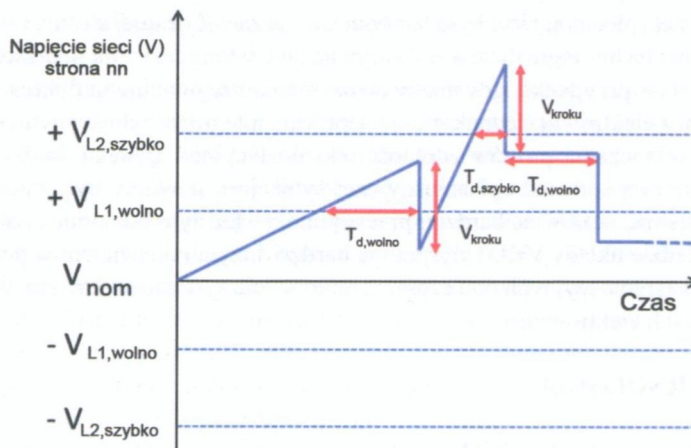
Aby uzyskać skuteczne i trwałe zasilanie w energię konieczna jest stabilne połączenie z siecią jednostek prądotwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii. Gdy mamy do czynienia z rosnącą liczbą rozproszonych generatorów energii (elektrownie wiatrowe i słoneczne) dla zapewnienia bezpieczeństwa zasilania i stabilności sieci niezwykle istotne są dwie ważne przesłanki. Z jednej strony jednostki prądotwórcze i elektrownie powinny uczestniczyć w systemowym zaopatrzeniu w energię, aby zarządzania i eksploatacji sieci było bardziej elastyczne. Z drugiej strony, zastosowane zaawansowane technologie można rozpatrywać jako istotny czynnik poprawiający elastyczność sieci w przypadku, gdy mamy do czynienia z regionalnymi fluktuacjami strumienia energii z elektrowni. Jednak muszą zapewnić integrację z dostępnymi obszarami sieci bez przekraczania progów zdolności eksploatacyjnej. Dlatego środki techniczne, które pozwolą sprostać opisanym wyżej sytuacjom powinny być przedsięwzięte w całym systemie, a mówiąc bardziej precyzyjnie, na każdym poziomie napięciowym. W tym względzie układy VRDT dysponują bardzo dużym potencjałem w poprawieniu możliwości eksploatacyjnych obu części, a mianowicie systemu elektroenergetycznego i rozproszonych elektrowni.

13.2.1. TECHNOLOGIA

Zastosowanie układu VRDT umożliwia dynamiczną regulację napięcia wyjściowego transformatora. VRDT składa się z kilku głównych elementów, a w szczególności z standardowego transformatora rozdzielczego, podobciążeniowego przełącznika zacsepów transformatora, regulatora napięcia, sterownika oraz czujników. Te ostat-

nie mogą być instalowane przy układzie VRDT lub zdalnie gdzieś na linii zasilającej, co umożliwi sterowanie zdalne i autonomiczne oddziaływanie na zadaną wartość napięcia.

Dzięki umieszczeniu przełącznika zaczełów transformatora po stronie średnio-napięciowej można zmieniać przekładnię transformatora w sposób stopniowy nawet wtedy, gdy regulator napięcia wykryje po stronie wtórnej niską wartość napięcia, która znacząco odbiega od wartości zadanej. Standardowo VRDT może regulować napięcie w przedziale $\pm 10\%$ od wartości znamionowej (V_{nom}). Ten zakres dzieli się na pewną ustaloną liczbę stopni w przełączniku zaczełów. Zazwyczaj wybiera się 9 stopni, co umożliwia zmianę napięcia o $2,5\% V_{nom}$ w każdym kroku (V_{kroku}). Gdy generowany bywa sygnał wyzwalaający przełączenie, na ogół występują dwa poziomy regulacji. Pierwszy poziom występuje, gdy niskie napięcie przez pewien określony czas ($T_{d,wolno}$) będzie wykraczało poza zadaną wartość progową ($\pm V_{L1,wolno}$). Drugi poziom może być określony dla szybkiego przełączania ($\pm V_{L2,szybko}$). Jeśli napięcie ulegnie zmianie o większą wartość, aniżeli wartość poziomu pierwszego i osiągnie określoną wartość graniczną przed upływem czasu opóźnienia ($T_{d,wolno}$), to również zostanie wyzwolony sygnał przełączenia. W każdym razie inicjalizacja tych czasów opóźnień ($T_{d,wolno}$ i $T_{d,szybko}$) nie może spaść poniżej wartości minimalnej ($T_{d,min}$) w celu uniknięcia niezamierzonego ciągłego przełączania przy szybkich fluktuacjach napięcia lub krótkotrwałych spadkach napięcia. Bowiern, w przeciwnym razie zagrożona może być stabilne i pasywne działanie przy zakłóceniach sieciowych. Algorytm działania sterownika oraz jego operacje przełączeń pokazano na rysunku 3.

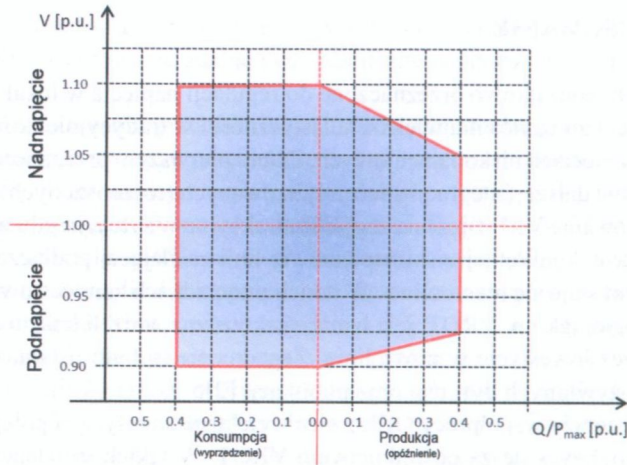


Rys.3. Algorytm działania sterownika transformatora VRDT

13.2.2. ZASTOSOWANIE

VRDT były początkowo przeznaczone do regulacji napięcia w lokalnych sieciach rozdzielczych celem uzyskania większej elastyczności w tradycyjnie dość statycznym układzie oraz w sieciach niskonapięciowych. Zatem pierwszym przeznaczeniem VRDT jest umożliwienie dalszej integracji zdecentralizowanych (rozproszonych) generatorów energii. Zastosowanie VRDT jest szczególnie atrakcyjne w sytuacji, gdy wskutek ograniczeń napięcia w konkretnej niskonapięciowej linii zasilającej podłączenie dodatkowych elektrowni staje się niemożliwe. W takich przypadkach zainwestowanie w raczej nowe technologie, jak np. VRDT, jest bardziej skuteczne, aniżeli kosztowna rozbudowa sieci poprzez inwestycje w nowe linie. Zagadnienie to było ostatnio kilkakrotnie przedmiotem ożywionych dyskusji oraz publikacji [2].

Nowa koncepcja współpracy OZE z siecią elektroenergetyczną polega na tym, że ich integracja odbywa się za pośrednictwem VRDT. W takich sytuacjach dla producenta jednostek prądotwórczych korzystne jest zastosowanie prostego elementu o zintegrowanej funkcji sterowniczej, który poprawia zakres eksploatacyjny całej jednostki umożliwiając tym samym spełnienie rygorystycznych wymagań standardów pracy sieci. Tryb pracy regulacyjnej VRDT, gdy współpracuje on np. z elektrownią wiatrową, polega na współdziałaniu z głównym układem sterowania jednostki albo pracy autonomicznej. Jest to zależne od ustawienia trybu sterowania układu VRDT, zgodnie z wymaganiami przepisów dotyczących zasad pracy sieciowego, oraz harmonizacją tegoż ustawienia z parametrami układu sterowania jednostki prądotwórczej oraz sterownika elektrowni (rys. 2). W tym kontekście wyłaniają się podstawowe zawarte we wszystkich funkcjach sterowniczych wymagania dotyczące regulacji napięcia i dostarczenia mocy biernej. Dzięki zdolności utrzymywania niskiego napięcia na prawie stałym poziomie dostarczenie mocy biernej nie musi koniecznie prowadzić do ograniczeń możliwości eksploatacyjnych. Jako przykład może posłużyć profil QV hipotetycznego przetwornika energii wiatrowej (rys. 4). W szczególności w stanie niedowzbudzenia (opóźnienie fazowe) zdolność eksploatacyjna znacznie się kurczy przy napięciach bliskich wartościom progowym 90% i 110% wartości znamionowej. A zatem, pożądane jest napięcie robocze bliskie wartości znamionowej, jeśli chce się uniknąć modyfikacji technicznych w związku z przewymiarowaniem elementów takich jak przetworniki mocy. Na przykład koszt transformatora stanowi ok. 3-4% kosztów łącznych turbiny wiatrowej, podczas gdy koszt energoelektronicznego przekształtnika mocy stanowi ok. 6-7% kosztów całkowitych [3]. Ponieważ koszt przystosowanego transformatora jest tylko niewiele wyższy od kosztu tradycyjnego transformatora, to bardziej opłaca się zainwestowanie w modyfikację transformatora, niż w znacznie droższą energoelektronikę silnopiędową.



Rys.4. Przykład profilu QV jednostki prądowcówrej

W przeszłości zdarzało się, że z powodu obniżonych możliwości, ze względu na moc bierną, instalowano w elektrowniach drogie kompensatory mocy biernej po to, aby spełnić wymagania przepisów dotyczących pracy sieci. W tym kontekście VRDT może także stanowić bardzo opłacalną alternatywę. Prawdę mówiąc, transformatory energetyczne SN/WN całej elektrowni (w przypadku połączeń WN) także posiadają zdolność przełączania odczepów, jednakże przebiega to zazwyczaj zbyt wolno, ponieważ każde kolejne przełączenie zabiera ok. 30 sekund. Ten czas jest zbyt długi, jeśli zmiany napięcia zachodzą w krótszym czasie, a elektrownia wiatrowa musi zapewnić określoną moc bierną stosownie do zapotrzebowania operatora systemu. Wartości zadane mocy biernej według charakterystyki $Q(V)$ lub $\cos\phi(P)$ w wytycznych BDEW (**B**undesverband der (**D**eutschen) **E**nergie- und **W**asserwirtschaft – Federalne Zrzeszenie Niemieckiej Gospodarki Energetycznej i Wodnej) dotyczących sieci średniego napięcia muszą być osiągnięte w przeciągu 10 sekund [4]. Natomiast w razie potrzeby VRDT może dokonać przełączenia odczepów w ciągu 3 sekund. Powstała w wyniku nieprawidłowych napięć roboczych brakująca zdolność eksploatacyjną można następnie zrównoważyć i korzystać z pełnych możliwości, jakie daje jednostka prądowcówrej pod względem dostarczenia mocy biernej.

Niezależnie od tej istotnej zalety, jaką jest oddzielenie możliwości dostarczenia mocy biernej od napięcia sieci, ważne jest także to, że wszystkie inne wymagania powszechnych przepisów sieciowych są spełnione, przy czym zakres tych wymagań zależy od stosowania VRDT. W następnym rozdziale opisano szczegółowo opracowaną i po raz pierwszy zastosowaną metodę weryfikacji układu VRDT. Także zwrócono uwagę na problem spełnienia przez transformatory regulacyjne VRDT wymagań i norm certyfikacyjnych wraz z propozycjami ich adaptacji z punktu widzenia niezawodnej i efektywnej współpracy OZE z siecią.

13.3. PROCEDURA CERTYFIKACJI ZGODNOŚCI

Aby nowe technologie znalazły szerokie zastosowanie, konieczne jest, aby reprezentowały one ważną i niezawodną funkcjonalność. Dlatego niezwykle istotną rzeczą jest jasne zdefiniowanie trybów pracy VRDT oraz weryfikacja jego niezawodności w stale zmieniających się warunkach eksploatacyjnych. Najwyższym priorytetem było zatem zapewnienie możliwości dokonania weryfikacji zarówno jakościowej jak i ilościowej zgodności po to, aby operatorzy systemów lub inni użytkownicy VRDT mogli ocenić ich charakterystyki techniczne oparte o wiarygodne informacje. Ocena charakterystyk elektrycznych VRDT jest ściśle związana z procedurą certyfikacyjną jednostek prądotwórczych, która jest stosowana w Niemczech od roku 2009. Procedura ujęta w nowych wytycznych certyfikacyjnych Z 417 opracowanych przez biuro FGH wywodzi się z procedury certyfikacyjnej jednostek prądotwórczych dla wysokiego i średniego napięcia. Zawiera ona tworzenie certyfikatów produktów w oparciu o badania typu urządzeń eksploatacyjnych [5]. Ponadto procedura obejmuje kompletną ocenę zgodności także z punktu widzenia odpowiednich przepisów normatywnych. Te przepisy zawierają istniejące normy na produkty, a także, w stosownych przypadkach, przepisy obowiązujące operatora sieci dotyczące podłączenia lub pracy w systemach elektroenergetycznych z uwzględnieniem wymagań prawnych i technicznych. Dodatkowo procedura definiuje dalsze wymagania dotyczące sterowania jednostek, które jeszcze nie zostały określone w istniejących normach ogólnych, ponieważ takie wymagania dla innowacyjnych technologii jeszcze nie istnieją. Kryteria oceny zawarte w certyfikacie są ogólnie ograniczone do charakterystyk elektrycznych oraz elektrycznych i mechanicznych parametrów urządzeń niskonapięciowych, które mają istotny wpływ na przepływ mocy, stabilność sieci i jakość zaopatrzenia w energię. I wreszcie certyfikacja produktu zawiera niezależne głosowanie ekspertów. A zatem wynik certyfikacji reprezentuje niezależną weryfikację zgodności z wymaganiami przepisów sieciowych, normami produktu, jak również z warunkami zabezpieczenia sterowalności.

Certyfikacja VRDT obejmuje następujące elementy składowe:

1. Pomyślne przeprowadzenie badań typu transformatora, przełącznika zaczepów oraz regulatora napięcia pod kątem zgodności z normą DIN EN 60076 lub DIN EN 60214;
2. Uwzględnienie i włączenie specyfikacji i norm operatorów sieci rozdzielczych dla potrzeb badań typu wyrobu (np. transformatorów rozdzielczych);
3. Ocena VRDT z punktu widzenia odpowiednich wymagań dotyczących włączenia do sieci rozdzielczych i ich integracji z systemem.



Rys.5. Schemat certyfikacji VRDT wg opracowanych przez FGH wytycznych Z 417

Ponadto w ramach projektu pilotażowego z Maschinenfabrik Reinhausen przebadano i oceniono pozytywnie zdalne sterowanie VRDT przy zastosowaniu znormalizowanych protokołów sterowania, jak np. IEC 60870-5-104.

W przypadku, gdy wytyczne normatywne określają, fundamentalne dla certyfikacji, wymagania stawiane charakterystykom elektrycznym VRDT, brakuje specyfikacji dotyczącej ich weryfikacji, to w takim przypadku, należy przeprowadzić badania typu zgodnie z Wytycznych Testowania Z 501, część IV opracowanymi przez biuro certyfikacyjne FGH dla jednostek regulujących napięcie. Testy te skupiają się na rzeczywistych normalnych, jak również krytycznych warunkach eksploatacyjnych podczas pracy sieci oraz identyfikują możliwości elementów składowych [6]. Z jednej strony odnoszą się one do elementów VRDT, zaś z drugiej strony do całego VRDT jako jednostki regulującej napięcie (rys. 6). W tym ostatnim przypadku testy mają być wykonywane przy pracy pod pełnym obciążeniem.

W szczególności testy zawierają następujące parametry kontrolujące, których uwzględniają spełnienie ustalonych kryteriów eksploatacyjnych:

a) Ocena dokładności regulacji napięcia i dynamiki na zaciskach NN

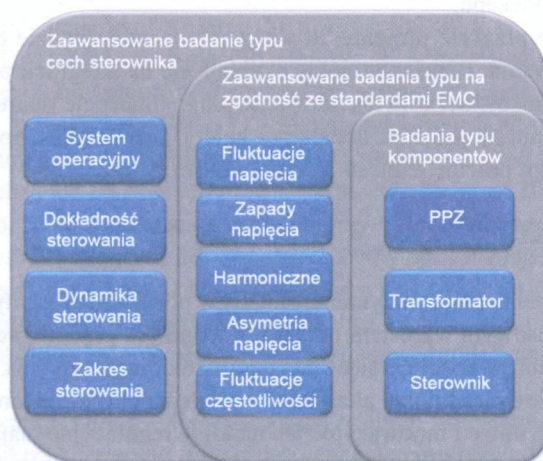
Ten parametr obejmuje weryfikację zakresu regulacji, wartości zadanych i charakterystyk skokowych oraz sprawdzenie czasu opóźnienia i parametryzację.

b) Charakterystyki sterownicze i tryby przełączeń

Tutaj ocenie podlegają możliwości trybów roboczych wyzwolenia sygnału przełączającego. Ponadto w przypadku np. pracy autonomicznej muszą być zidentyfikowane wartości powodujące generację sygnału przełączającego i czas reakcji.

c) *Obszerne badania zachowania elementów składowych w przypadku krytycznych zewnętrznych oddziaływań elektrycznych oraz ich odporności na sytuacje awaryjne*

Ta kategoria badań obejmuje w szczególności pracę VRDT podczas występowania zakłóceń w sensie odchyień częstotliwości i napięcia, które można opisać poprzez standardy kompatybilności elektromagnetycznej ujęte w normie EN 61000, np. odporność na fluktuacje napięcia, wyższe harmoniczne, krótkotrwałe zapady napięcia, asymetrie napięcia i fluktuacje częstotliwości.



Rys.6. Badania typu wyrobu dla VRDT wg opracowanych przez FGH wytycznych Z 501, część IV

13.4. PROJEKTY PILOTAŻOWE I DOŚWIADCZENIE

Certyfikacja VRDT jako jednostki regulującej napięcie została przeprowadzona pomyślnie stosownie do odpowiednich norm technicznych oraz nowo opracowanych wytycznych weryfikacyjnych FGH. Jednakże z uwagi na zastosowanie VRDT jako integralnego składnika jednostki prądowłórczej należy przystosować procedurę stwierdzenia zgodności uwzględniając konkretną konfigurację i ustawienia. W tym kontekście może okazać się konieczne dokonanie powtórnego przetestowania i oceny konkretnych strategii sterowania lub zachowania systemu uprzednio certyfikowanej jednostki prądowłórczej bez VRDT, pomimo tego, że większość charakterystyk elektrycznych pozostaje bez zmian. Pochodzące z trwających projektów pilotażowych powtarzne oceny mogą odnosić się do perturbacji w systemie, takich jak migotanie napięcia i operacje przełączeniowe, dostarczenie mocy biernej lub układy ochronne. Jeśli chodzi np. o układy zabezpieczeń, to ponowne przetestowanie całej jednostki prądowłórczej z VRDT jest konieczne, ponieważ kontrola napięcia układów zabezpieczeń jednostki prądowłórczej dotyczy niskiego napięcia. Z powodu zmiennej przekładni

VRDT i dostosowania niskiego napięcia, napięcie odniesienia jest mierzone niepoprawnie, co prowadzi do warunkowo zmiennych progów odłączenia. Zatem konieczna będzie tutaj adaptacja, gdyż w przeciwnym razie selektywność odłączenia ochronnego i redundancja kaskadowa stracą swoją skuteczność. Jednakże ten problem może być rozwiązany poprzez zastosowanie pomiaru napięcia po stronie średnionapięciowej lub poprzez zastosowanie algorytmu obliczeń dynamicznych, który identyfikuje średnie napięcie poprzez pomiar napięcia niskiego i wykorzystuje sygnał dla określenia rzeczywistej pozycji odczepu.

Jeśli chodzi o przyszłe projekty, to ważnym aspektem będzie dalsze rozwijanie algorytmów sterowania. Bieżące projekty skupiają się na integracji poprzez kompatybilny człon sprzęgający, aczkolwiek zaawansowane koncepcje oparte o funkcjonalną współzależność zdają się posiadać dodatkowe zalety, jeśli chodzi o optymalizację całego układu, w którym pracuje jednostka prądotwórcza.

13.5. WNIOSKI

Pomyślna implementacja radykalnej zmiany w podejściu do polityki energetycznej związana jest z masowym wzrostem połączeń jednostek prądotwórczych o przeważnie zmiennej produktywności do sieci niskiego i średniego napięcia. Ta sytuacja wymaga ekonomicznie uzasadnionej alternatywy względem konwencjonalnej rozbudowy sieci. W tym sensie nowe i innowacyjne technologie regulacyjne mają duży potencjał, aby przyczynić się do zwiększonej integracji z siecią rozproszonych źródeł energii.

W artykule zwrócono uwagę na zalety uzupełniających elementów w sieci regulujących napięcie i przedstawiono VRDT jako skuteczne rozwiązanie dla połączonych zastosowań. Z jednej strony VRDT mogą być zintegrowane ze stacjami transformatorowymi, zaś z drugiej strony mogą być one włączone jako element składowy do rozproszonych jednostek prądotwórczych. W obu przypadkach VRDT reprezentują innowacyjne i opłacalne podejście, które sprzyja zwiększeniu elastyczności i efektywności oraz obniżeniu kosztów. Dzięki zastosowaniu VRDT w jednostkach prądotwórczych mogą być spełnione nawet rygorystyczne wymagania przepisów dotyczących pracy sieci, jeśli chodzi o napięcia robocze i dostarczenie mocy biernej.

Niemniej ważną sprawą jest bezpieczne działanie urządzeń elektroenergetycznych. Z tego powodu opracowano nowe standardy weryfikacyjne oraz po raz pierwszy pomyślnie przeprowadzono certyfikację. Artykuł podkreśla odpowiednio znaczenie użytej procedury i ocen w kontekście elementów regulujących napięcie sieciowe. Niezależna weryfikacja obejmuje ocenę typu poszczególnych zintegrowanych składników, jak również specjalne badanie kompatybilności sieciowej i kontrolę możliwości regulacyjnych VRDT w warunkach pracy normalnej i zaburzonej. Dla operatora sieci pomyślnie zakończona certyfikacja oznacza posiadanie niezależnego świadectwa zgodności produktu z wytycznymi i normami. Dla producenta jednostek prądotwórczych istotne jest to, że możliwa jest nie tylko ich certyfikacja jako elementu składowego,

lecz także certyfikacja połączenia z jednostką. Połączony certyfikat zawiera dodatkowo normy podłączenia do sieci, jak np. wytyczne średnionapięciowe niemieckiego BDEW bez konieczności powtarzania całej procedury weryfikacyjnej.

LITERATURA

- [1] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", Version of 8 March 2013, Brussels, 2013
- [2] T. Smolka, D. Dohnal, M. Sojer, R. Heiliger, J. Schmiesing, T. Hug, F. Sutter, "Advanced grid integration of dispersed generation by using Voltage Regulated Distribution Transformers (VRDT) - Experiences from field tests and potentials for minimizing network expansion", CIGRE Session 45, PS2: Integrated sustainable approaches for T&D development, Paris, 26-31 August 2012
- [3] M. I. Blanco, "The economics of wind energy", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, Vol. 13, Issues 6-7, 2009, pp. 1372–1382
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), "Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz", Berlin, 2008
- [5] FGH Certification Office, "Zertifizierungsverfahren für Netzregelungseinheiten – Z 417: Produktzertifizierung für Netzkomponenten mit regelnder Wirkung auf den Betriebszustand des elektrischen Netzes", unpublished
- [6] FGH Certification Office, "Anforderung an die Vermessung von Netzkomponenten – Z 501: Vorgaben an die Typprüfung, Teil IV - Nachweis der Netzeigenschaften von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) durch erweiterte Typprüfungen", unpublished

1. The first part of the document is a letter from the author to the editor, dated 10/10/1954. The letter discusses the author's interest in the subject of the journal and the possibility of publishing a paper on the topic.

2. The second part of the document is a letter from the editor to the author, dated 10/15/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

3. The third part of the document is a letter from the author to the editor, dated 10/20/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.

4. The fourth part of the document is a letter from the editor to the author, dated 10/25/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

5. The fifth part of the document is a letter from the author to the editor, dated 10/30/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.

6. The sixth part of the document is a letter from the editor to the author, dated 11/5/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

7. The seventh part of the document is a letter from the author to the editor, dated 11/10/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.

8. The eighth part of the document is a letter from the editor to the author, dated 11/15/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

9. The ninth part of the document is a letter from the author to the editor, dated 11/20/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.

10. The tenth part of the document is a letter from the editor to the author, dated 11/25/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

11. The eleventh part of the document is a letter from the author to the editor, dated 12/1/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.

12. The twelfth part of the document is a letter from the editor to the author, dated 12/5/1954. The editor expresses interest in the author's work and suggests that the author submit a paper for consideration.

13. The thirteenth part of the document is a letter from the author to the editor, dated 12/10/1954. The author responds to the editor's letter and expresses interest in the editor's suggestions.



14. ZAAWANSOWANE METODY WIBROAKUSTYCZNE W DIAGNOSTYCE HAŁASU TRANSFORMATORÓW

14.1. WSTĘP

Transformatory pracujące w systemach elektroenergetycznych są zaprojektowane tak, aby możliwie bezstratnie konwertować energię elektryczną dla użytkownika końcowego. W praktyce, konwersji energii w transformatorze towarzyszy wiele efektów ubocznych, które zmniejszają jego wydajność jak również mogą negatywnie oddziaływać na środowisko, w którym pracują. Dobrze znanym zjawiskiem niepożądanym ściśle związanym z pracą transformatora, jest hałas, często określany, jako buczenie, który jest powodowany przez zjawiska fizyczne występujące w rdzeniu i uzwojeń. Hałas ten może być spotęgowany np. przez nieodpowiednią konstrukcję mechaniczną kadzi, która wywołuje lokalne rezonanse strukturalne. Zanieczyszczenie środowiska hałasem potencjalnie spowodowanym przez transformator (oraz jego ograniczenie) jest obecnie jednym z najważniejszych aspektów branych pod uwagę w celu uniknięcia nowych zagrożeń środowiskowych.

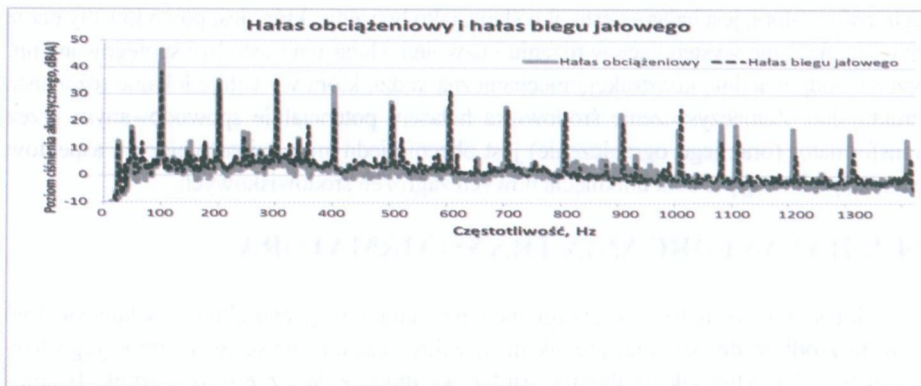
14.2. HAŁAS I DRGANIA TRANSFORMATORA

Hałas transformatora, z uwagi na jego stacjonarny charakter, wydaje się być łatwym źródłem do badania, jednak niski zakres częstotliwości w widmie, jego harmoniczny charakter, jak i hałas tła, trudne warunki akustyczne oraz warunki bezpieczeństwa w trakcie pomiaru, komplikują nawet najprostsze pomiary poziomu ciśnienia akustycznego wokół transformatora.

Zgodnie z normą IEC 60076-10 do oceny poziomu mocy akustycznej transformatora, mogą być stosowane dwie metody: ciśnieniowa i natężeniowa. Metoda natężeniowa wymaga bardziej zaawansowanego sprzętu pomiarowego i większej wiedzy pomiarowej, dostarcza natomiast wyników dzięki którym łatwiej jest stwierdzić czy hałas w całości dochodzi z transformatora czy innego źródła w bezpośrednim sąsiedztwie. Wykonując pomiar zgodnie z normą, w rezultacie otrzymujemy poziom mocy akustycznej w decybelach, który jest jednoliczbowym indeksem niedającym żadnej informacji o charakte-

rystycznych (dominujących) częstotliwościach w widmie hałasu, kierunkowości źródła, czy głównych miejsc promieniowania hałasu dla zmierzonego transformatora. Jednoczynnikowy indeks mocy akustycznej jest wystarczający jedynie w opisie transformatora, jako punkowego źródła hałasu i zapewnia minimalną informację na temat wpływu na otaczające środowisko, a co za tym idzie, czy transformator będzie spełniał wymagania dotyczące hałasu podane przez klienta, jak również regulacje administracji lokalnej lub państwowej. W podejściu badawczym konieczna jest szczegółowa i wiarygodna identyfikacja źródeł hałasu i wibracji, w szczególności, jeżeli przewiduje się zastosowanie rozwiązań ograniczających hałas na skutek zmian wprowadzanych w konstrukcji.

W pracy transformatora można wyróżnić dwa tryby istotne z punktu widzenia emitowanego hałasu: bieg jałowy, przy braku obciążenia i bieg pracy, przy obciążeniu. Te dwa tryby pracy mają fundamentalny wpływ na sposób generowania hałasu w urządzeniu jak i na sam emitowany hałas. Transformator nieobciążony emituje hałas związany ze zjawiskiem magnetostrykcji w rdzeniu magnetycznym, natomiast w transformatorze obciążonym dodatkowo zachodzą zjawiska drganiowe w uzwojeniach wywołane siłami Lorentza, które są wystarczająco silne, aby dominować nad hałasem od rdzenia. Ponieważ źródło hałasu, który pojawia się w kolejnych trybach pracy jest inne, akustyczne widmo częstotliwości hałasu może różnić się znacząco. Przykładowe widmo hałasu przy obciążeniu i w warunkach biegu jałowego dla transformatora pokazano na rysunku 1.



Rysunek 1. Widmo hałasu transformatora dla stanu biegu jałowego i przy obciążeniu

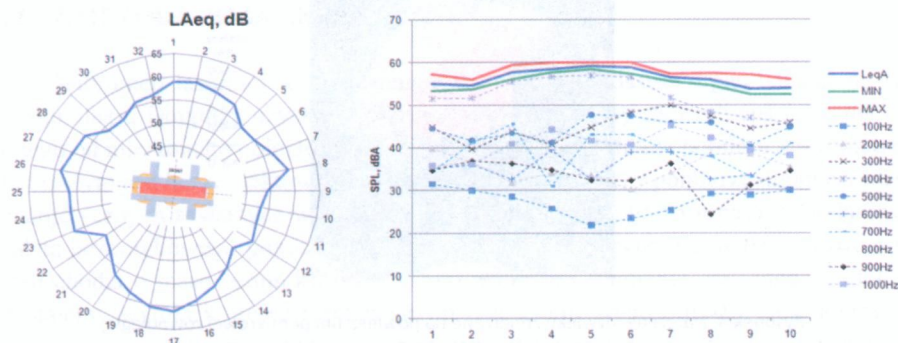
Można zauważyć, że dla stanu biegu jałowego (transformator bez obciążenia) energia akustyczna w spektrum częstotliwościowym dość równo rozkłada się pomiędzy pierwsze trzy częstotliwości harmoniczne. Wiadomo, że dominująca częstotliwość w hałasie biegu jałowego zależy w głównej mierze od cech geometrycznych rdzenia i jego rezonansów mechanicznych, w konsekwencji, dla transformatorów o mniejszych rdzeniach, dominujące częstotliwości w widmie przesuwają się w prawą stronę w kierunku wyższych częstotliwości. Z kolei, harmoniczna 100 Hz ma największy udział

w widmie hałasu transformatora pracującego pod obciążeniem i jest charakterystyczna dla określonego typu transformatorów, np. transformatorów mocy.

14.3. METODY IDENTYFIKACJI ŹRÓDEŁ HAŁASU W TRANSFORMATORZE

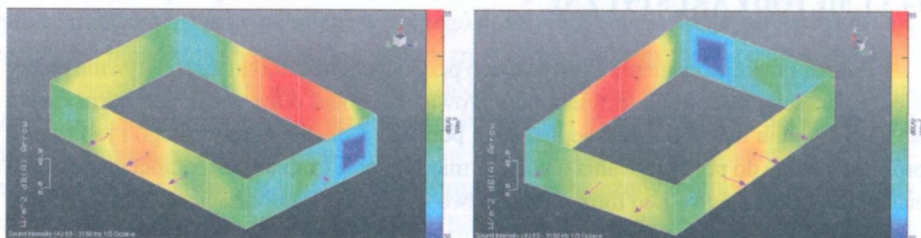
14.3.1. METODY AKUSTYCZNE

Pomiar poziomu ciśnienia akustycznego przy użyciu mikrofonu jest relatywnie prosty i jest najczęściej stosowaną techniką pomiarową. Jak dotąd duża większość norm opiera się na określaniu mocy akustycznej techniką pomiaru ciśnienia akustycznego i jest to najprostsza metoda do porównywania wyników między sobą. Pomiary uśrednionego poziomu ciśnienia akustycznego – L_{eq} można dodatkowo wzbogacić o informację dotyczącą widma hałasu: analiza oktawaowa, tercjowa, FFT i poziomy statystyczne. W pomiarach mocy akustycznej transformatora wykonywanych zgodnie z normą można wprowadzić dodatkowe punkty pomiarowe na obwodni pomiarowej w celu uzyskania charakterystyki kierunkowej promieniowania, jak na Rysunek 2. Mierząc wartość uśrednioną, minimalną i maksymalną za czas trwania pomiaru jesteśmy również w stanie stwierdzić, czy w trakcie pomiaru nie występowały zakłócenia wywołane przez hałas tła. Na rysunku 2 widać, że wartości minimalna MIN (zielony) i maksymalna MAX (czerwony) nie są znacząco oddalone od wartości L_{eq} (niebieski) w żadnym punkcie. Na tej podstawie w bardzo prosty sposób możemy przyjąć, że w trakcie wykonywanego pomiaru nie doszło do zdarzenia akustycznego w tle, które podniosło by wartość uśrednioną L_{eq} i tym samym zafałszowało wynik pomiaru. Zakładając, że hałas transformatora jest stacjonarny, czyli niezmienny w czasie, w każdym punkcie pomiarowym najniższym zmierzonym poziomem hałasu powinien być hałas emitowany przez transformator, stąd im poziom L_{eq} bliższy jest wartości minimalnej, tym wyniki lepiej odzwierciedlają hałas transformatora.



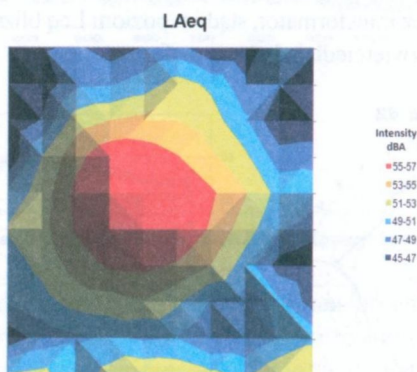
Rysunek 2. Charakterystyka kierunkowa promieniowania akustycznego transformatora z podziałem na poszczególne częstotliwości harmoniczne

Pomiar natężenia dźwięku jest pomiarem średniej wartości energii akustycznej przepływającej przez jednostkowe pole powierzchni w czasie 1s, natężenie dźwięku jest zatem wartością wektorową ze znaną amplitudą i kierunkiem. Na rysunku 3 przedstawiono wyniki pomiaru natężenia dźwięku wokół transformatora z zaznaczonymi kolorami poziomami amplitud i widocznymi wektorami kierunku przepływu energii akustycznej, natężenia.



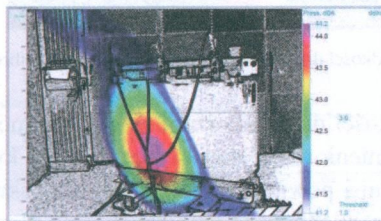
Rysunek 3. Wyniki pomiaru natężenia dźwięku wokół transformatora z widocznymi wektorami

Pomiar zgodnie z normą definiuje liczbę punktów oraz jedną lub dwie wysokości na których znajdują się obwiednie pomiarowe, w efekcie na obwodzie transformatora znajduje się od kilkunastu do kilkudziesięciu punktów. Jeżeli istnieje potrzeba dokładniejszego zidentyfikowania źródła w konkretnym obszarze można zagęścić siatkę pomiarową, co skutkuje nie tylko poprawą dokładności lokalizacji źródła ale również wzrostem dynamiki skali zmierzonego obszaru. Wyniki można przedstawić jak na rysunku 4 w postaci izolinii natężenia dla całego zmierzonego pasma lub dla poszczególnych częstotliwości.



Rysunek 4. Natężenie dźwięku zmierzone na powierzchni pomiarowej równoległej do powierzchni transformatora

Kamera akustyczna jest systemem składającym się z zespołu mikrofonów rozmieszczonych w sposób gwarantujący zbiór danych pomiarowych w odniesieniu do obszaru mierzonego. W zależności od algorytmu przeliczającego dane pomiarowe mikrofony mogą być rozmieszczone w sposób uporządkowany lub zupełnie losowy, jednak odległość pomiędzy mikrofonami musi być zawsze stała i niezmienna. Jedną z najczęstszych aplikacji kamery akustycznej jest lokalizacja i identyfikacja źródeł hałasu w środowisku. W sytuacji pomiaru tradycyjnymi metodami, poziom dźwięku który dociera do punktu pomiarowego jest otrzymywany od wszystkich źródeł znajdujących się w okolicy i jest wartością wypadkową. Do oszacowania lokalizacji promieniowania akustycznego, kierunkowości źródła oraz innych parametrów, pomiar w jednym punkcie jest niewystarczającym źródłem informacji i korzystne jest uzupełnienie tych informacji przy wykorzystaniu kamery akustycznej.

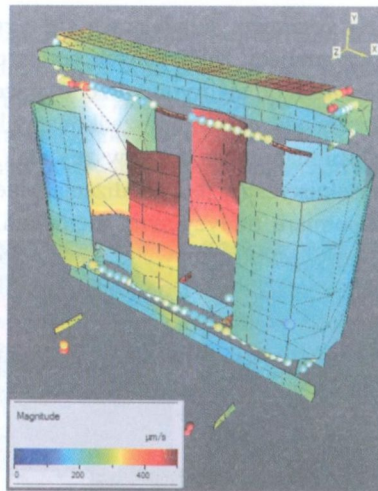


Rysunek 5. Promieniowanie dźwięku zmierzone kamerą akustyczną

Rysunek 5 pokazuje przykładowy wynik pomiaru hałasu transformatora kamerą akustyczną wraz z jego dokładną lokalizacją i poziomami estymowanymi jakie znajdują się przy źródle.

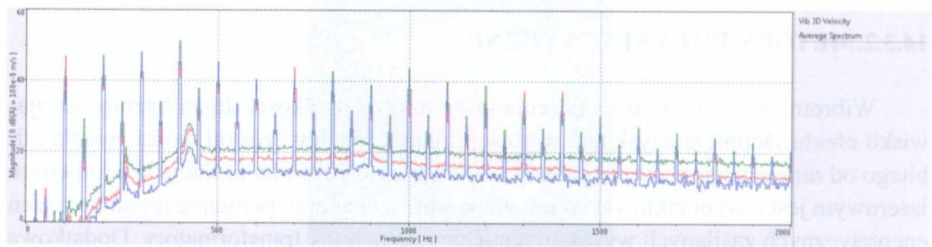
14.3.2. METODY POZA AKUSTYCZNE

Wibrometr laserowy to urządzenie które mierzy prędkości drgań bazując na zjawisku efektu Dopplera uzyskując wartości drgań z różnicy częstotliwości światła odbitego od mierzonego obiektu i światła emitowanego. Technika pomiaru wibrometrem laserowym jest bezkontaktowa, co jest znakomitą zaletą przy pomiarze drgań urządzeń energetycznych zasilanych wysokim napięciem takich jak transformatory. Dodatkowa zaletą bezdotykowego pomiaru jest brak jakiegokolwiek wpływu na badaną strukturę jeśli chodzi o masę (czujnik), lokalne usztywnienie i tłumienie oraz inne, w efekcie dostajemy wyniki które są rzeczywistymi postaciami drgań obiektu. Jako alternatywę można stosować pomiar klasycznym piezoelektrycznym czujnikiem przyspieszeń drgań, taki pomiar jest jednak dłuższy, bardziej niebezpieczny i przez masę czujnika, nie bez wpływu na wynik pomiaru.



Rysunek 6. Postać prędkości drgań transformatora zmierzona wibrometrem laserowym

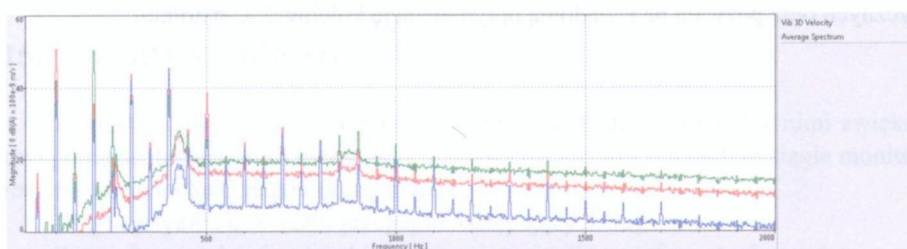
Wynik postaci prędkości drgań mierzonego obiektu można w dość bezpośredni sposób przełożyć na promieniowanie akustyczne, iloczyn kwadratu prędkości drgań uśredniony po powierzchni i powierzchni drgającej oraz skuteczności promieniowania pozwala określić wypromieniowaną moc akustyczną. Pomiar prędkości drgań jest zatem w pełni uzasadnioną metodą pomiaru wielkości poza akustycznej dopełniający obraz identyfikacji źródeł hałasu. W wyniku pomiaru wibrometrem 3D otrzymujemy również widmo drgań w dziedzinie częstotliwości dla wszystkich trzech kierunków x , y i z . Składowa normalna kierunku drgań do powierzchni promieniującej jest dla nas istotna z punktu widzenia hałasu, widmo w tym kierunku powinno zgadzać się z widmem promieniowanego hałasu.



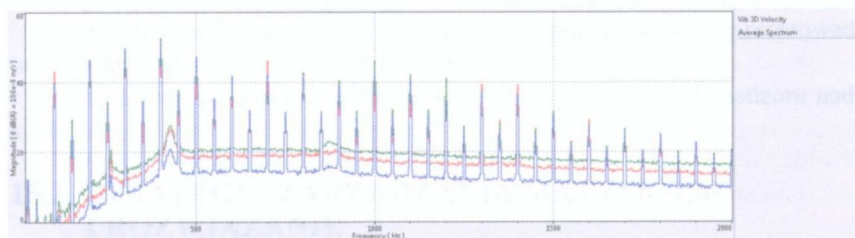
Rysunek 7. Amplituda prędkości drgań w dziedzinie częstotliwości całego transformatora, zmierzona dla wszystkich trzech kierunków

Na rysunku 7 pokazano wynik z pomiaru prędkości drgań we wszystkich trzech osiach w funkcji częstotliwości dla transformatora którego wyniki hałasu przedstawiono na rysunku 2. Porównując oba wykresy możemy zauważyć, że zarówno w widmie

hałasu jak i widmie drganiowym dominującą częstotliwością jest 400 Hz, oba widma są więc zgodne co do dominującej częstotliwości. Dodatkową funkcjonalnością otrzymaną w procesie obróbki danych pomiarowych z wibrometru może być określenie przybliżonego widma hałasu na podstawie widma drgań dla poszczególnych elementów konstrukcyjnych. Na rysunku 8 przedstawiono widmo amplitudy prędkości drgań tylko tych punktów które były zmierzone na uzwojeniu transformatora. Widmo drgań zmienia swój charakter jeśli chodzi o dominujące częstotliwości i tak w porównaniu do całego transformatora gdzie dominująca w widmie była częstotliwość 400 Hz, dla pomiaru samego uzwojenia dominuje 100 Hz i 200 Hz. Dodatkowo energia drganiowa skupia się w przedziale częstotliwościowym do 500 Hz i powyżej tej częstotliwości nie występują już znaczące piki w widmie.



Rysunek 8. Amplituda prędkości drgań w dziedzinie częstotliwości uzwojenia transformatora, zmierzona dla wszystkich trzech kierunków



Rysunek 9. Amplituda prędkości drgań w dziedzinie częstotliwości uzwojenia transformatora, zmierzona dla wszystkich trzech kierunków

Rysunek 9 pokazuje widmo amplitudy prędkości drgań tylko dla punktów pomiarowych znajdujących się na rdzeniu. W widmie dominuje częstotliwość 400 Hz tak jak dla całego transformatora a amplitudy dla niższych harmonicznych maleją znacznie szybciej niż w widmie uwzględniającym punkty na całym transformatorze. Takie analizy pozwalają nam z dużym prawdopodobieństwem wnioskować który element w konstrukcji odpowiedzialny jest za emisję energii akustycznej, w jakim przedziale częstotliwości i jak ograniczenie drgań może wpłynąć na wynikowe widmo hałasu.

14.4. WNIOSKI

W artykule przedstawiono możliwości wykorzystania zaawansowanych metod wibroakustycznych w identyfikacji źródeł hałasu i drgań w transformatorach energetycznych. Z uwagi na fakt, iż transformator jest harmonicznym źródłem hałasu o charakterze stacjonarnym i dużym udziale niskich częstotliwości w widmie, analiza hałasu powinna wykorzystywać bardziej zaawansowane metody niż tylko pomiar ciśnienia akustycznego. W artykule porównano przykłady wykorzystania klasycznej metody ciśnieniowej, metody natężeniowej i kamery akustycznej do opisu promieniowania hałasu transformatora oraz wibrometrii laserowej do identyfikacji drgań. Kompletna analiza wibroakustyczna transformatorów jest kluczowym elementem w projektowaniu i weryfikacji rozwiązań ograniczających hałas, weryfikacji symulacji modeli numerycznych oraz pozwala na świadomą optymalizację kolejnych konstrukcji.



15. ZMIANY „CZASU ŻYCIA” TRANSFORMATORÓW A ZARZĄDZANIE MAJĄTKIEM TRANSFORMATOROWYM

15.1. WPROWADZENIE

Rozrastające się sieci elektroenergetyczne oraz połączenia między nimi zwiększają potrzebę dostępności i niezawodności zasobów sieciowych, w tym ciągłe monitorowanie stanu technicznego i ocenę majątku.

W tym artykule dokonano przeglądu następujących zagadnień:

Strategie zarządzania majątkiem i rozwiązania dla transformatorów, w tym przegląd diagnostyki;

Informacje na temat profesjonalnych działań, serwisowania i modernizacji, jako istotnego elementu w cyklu życiowym transformatorów (indeks zdrowia);

Uwarunkowania techniczne i powody dla integracji pomiarów przeprowadzanych online i narzędzi diagnostycznych tuż przy transformatorze;

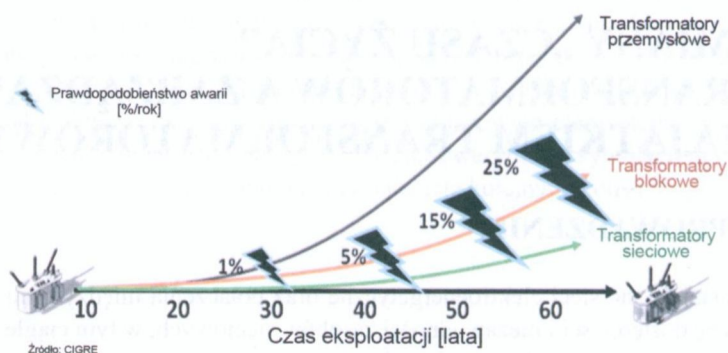
Monitorowanie parku sprzętowego w celu przeprowadzenia nadzoru nad majątkiem.

15.2. STRATEGIA ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM I ROZWIĄZANIE

15.2.1. WSTĘP

Ogromny wzrost zapotrzebowania na energię zaowocował licznymi zmianami powodującymi powstanie ogromnej różnorodności rodzajów transformatorów i ich wymiarów, różnych rodzajów przełączników zaczepek oraz licznych akcesoriów transformatorowych. Różne koncepcje działania są dobierane pod kątem specjalnych zachowań obciążenia, zmiennych warunków środowiskowych lub na podstawie określonych priorytetów. Dlatego rozwój strategii zarządzania majątkiem i jego serwisowania stał się niezwykle ważny dla utrzymania niezawodności działania i efektywności ekonomicznej.

Mając dane techniczne transformatorów, niezbędne jest obliczenie rangi i stanu poszczególnych składników majątku. Muszą zostać zdefiniowane najważniejsze czynniki zgodnie z normami operatora w celu dokonania klasyfikacji konkretnego transformatora. W oparciu o miary diagnostyczne i układy arytmetyczne można zdefiniować kryteria o różnych systemach wagowych.



Rys.1. Prawdopodobieństwo awarii transformatorów energetycznych

15.2.2. DIAGNOSTYKA

Środki zapobiegawcze i koncepcje diagnostyczne opracowane zgodnie z indywidualnymi potrzebami klienta zapewniają szybką ocenę stanu i zapewniają najwyższe bezpieczeństwo działania i maksymalną niezawodność.

Nowoczesne metody pomiaru rozszerzają standardową procedurę diagnostyczną i umożliwiają bardziej dokładną ocenę stanu różnych elementów transformatora. Celem strategii zarządzania majątkiem powinno być wykrywanie wszelkich nieprawidłowości, zanim spowodują one awarie w systemie funkcjonowania.

Zarządzanie cyklem życia majątku rozpoczyna się wraz z instalacją i uruchomieniem transformatora. Uruchomienie gwarantuje właściwe działanie i dostarcza także cech identyfikacyjnych (wartości pomiarowych) do dalszych badań i diagnostyki. Procedura ułatwiająca właściwe zarządzanie cyklem życia powinna zawierać testy diagnostyczne jakie zostały opracowane w Grupie Roboczej 2.34 CIGRE – **Przewodnik serwisowania transformatorów**. Każdy użytkownik transformatora powinien określić standard dokumentacji wszystkich składników majątku, w tym wartości mierzonych i wykonywanych usług.

15.2.3. STRATEGIA OBSŁUGI

Zarządzanie parkiem transformatorów o niejednorodnej strukturze wieku, stanu fizycznego i znaczenia wymaga nowoczesnego zestawu narzędzi do analizy wpływu poszczególnego transformatora na efektywność całego parku.

Odpowiednie strategie implikują wykrywanie nieprawidłowości, zanim spowodują one awarie. Strategie te działają w oparciu o ocenę ryzyka (diagnostyka) w warunkach wykonywania regularnego serwisowania, zgodnie z poniższą proponowaną metodologią obsługi (poziomy):

A. Poziom 1 obsługi

- Monitoring online (DGA - analiza gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym, temperatura miejsc lokalnego przegrzania, trendy)
- Badania laboratoryjne (DGA, jakość oleju)
- Analiza zawartości furanów
- Kontrola wizualna i rutynowa obsługa
- Historia serwisowania
- Wiek transformatora i jego konstrukcja

B. Poziom 2 obsługi

- Rutynowe badania elektryczne: część aktywna (przekładnia, rezystancja uzwojeń, rezystancja izolacji, wskaźnik polaryzacji, uzwojenie)
- Podobciążeniowy przełącznik zaczeów (Motor Current Signature – analiza widmowa prądu, DGA, jakość oleju)
- Izolator przepustowy (współczynnik mocy, podczerwień, wyciek oleju)

C. Poziom 3 obsługi

- Analiza odpowiedzi częstotliwościowej (FRA)
- Wyładowanie niezupełne (PD)
- Spektroskopia częstotliwościowa izolacji (FDS)
- Pomiar napięcia powrotnego polaryzacji (RVM)
- Podobciążeniowy przełącznik zaczeów (pomiar drgań akustycznych, pomiar dynamicznej rezystancji uzwojeń (DRM))
- Izolator przepustowy (tangens delta, pojemność elektryczna, PD)

Ponadto następujące działania będą stanowiły klucz do sukcesu:

- Szkolenie wyprzedzające zespołu serwisowego lub umowa o współpracy z producentem i firmami serwisowymi
- Wymiana komponentów prowadzona w sposób dynamiczny i wynikająca z ich stanu w celu wydłużenia okresów między przeglądami lub w celu uniknięcia serwisowania
- Technicznie i ekonomicznie zoptymalizowane wymiany elementów dotyczące krytycznych składników majątku

Kluczowym czynnikiem sukcesu dla wszystkich tych strategii jest uzyskanie istotnej i dedykowanej informacji od wszystkich składników majątku transformatorowego na czas.

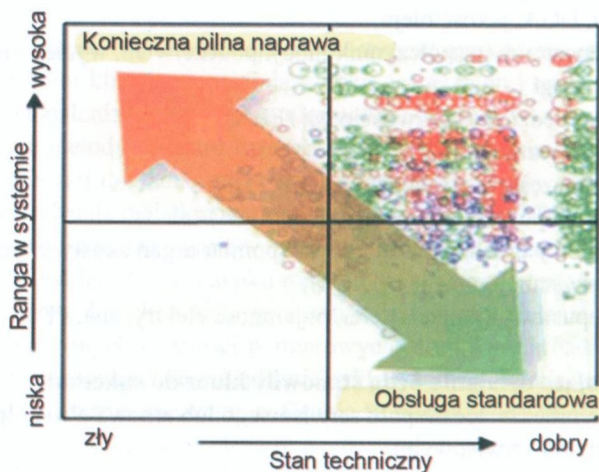
15.2.4. WSKAŹNIK RYZYKA

Wyniki diagnostyki i wykonywane działania obsługi technicznej umożliwiają stworzenie wskaźnika ryzyka, który ułatwia przeprowadzenie optymalnego podziału ograniczonych środków finansowych na serwisowanie i inwestycje.

Wskaźnik ryzyka można zdefiniować następująco:

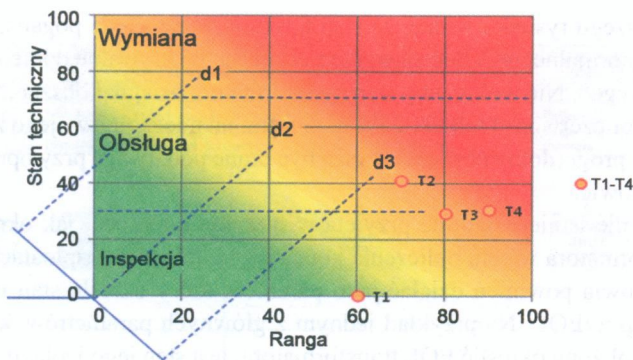
Wskaźnik ryzyka = prawdopodobieństwo zaistnienia niesprawności x wskaźnik rangi jednostki

W powyższym wzorze określenie prawdopodobieństwo zaistnienia niesprawności oznacza stan techniczny majątku, który również bywa okreśłany jako indeks zdrowia (od 0 (normalny) do 100% (niesprawny)), podczas gdy wskaźnik rangi (od 0 (niska) do 100% (wysoka) obejmuje czynniki ekonomiczne związane z utratą dostawy energii, stabilnością systemów, naprawą lub nałożonymi karami (rys.1).



Rys.1. Czynności eksploatacyjne transformatorów o różnej randze i stanie technicznym

Wychodząc ze wskaźnika ryzyka można utworzyć macierz ryzyka zawierającą strategię serwisowania wraz z priorytetami prac obsługowych (rys.2).



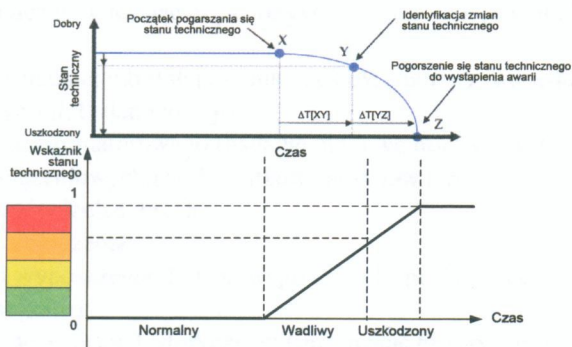
Rys.2. Priorytety serwisowania transformatorów

Priorytety obsługi mogą być obliczone z odległości $d1-d3$, biorąc pod uwagę 45° przesunięcia osi d względem osi rzędnych. Dla danego przykładu wynika następująca kolejność obsługi transformatorów: T4, T2, T3 i T1.

15.3. WSKAŹNIK ZDROWIA TRANSFORMATORA

Celem wyznaczenia wskaźnika zdrowia jest wskazywanie czasu do końca zdolności eksploatacyjnej (EOL) poszczególnych transformatorów. Najlepiej byłoby, gdyby wskaźnik zdrowia był miarą prawdopodobieństwa awarii. W przypadku transformatora mamy do czynienia z kombinacją wielu podsystemów, a każdy podsystem charakteryzuje się wieloma rodzajami degradacji i uszkodzenia.

Należy zwrócić uwagę na to, że transformator osiąga kres swojej zdolności eksploatacyjnej tylko wtedy, gdy kilka podsystemów wykazuje stan pogorszenia jakości pracy. Schematyczne przedstawienie zmian stanu technicznego w funkcji czasu i przykład kodowania stanu pokazano na rysunku 3.



Rys.3. Zmiana stanu technicznego w funkcji czasu (część górna) i kodowanie stanu (część dolna)

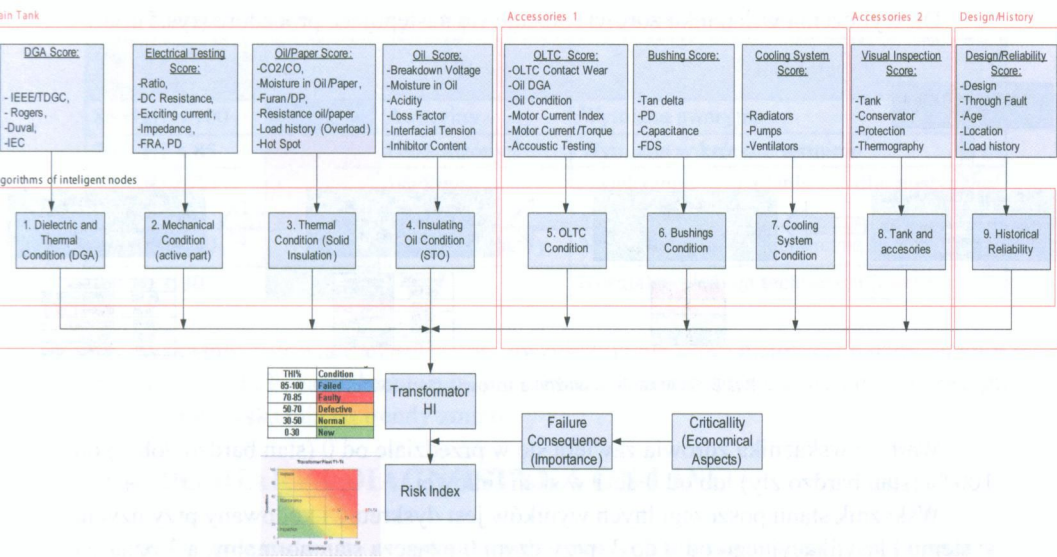
Z powyższego rysunku widać, że stan fizyczny zaczyna się pogarszać już w obszarze „Stanu normalnego“, choć zjawisko to staje się wykrywalne dopiero w obszarze „Stanu wadliwego“. Nie wolno, aby stan transformatora osiągnął obszar „Stanu uszkodzonego“ (kolor czerwony) lub ok. 25% tego stanu na początku swojego życia eksploatacyjnego. Te progi (dolny obrazek) muszą być brane pod uwagę przy opracowywaniu wskaźnika zdrowia.

Niestety, nie istnieje ogólnie przyjęta w literaturze metoda, jak określić stan fizyczny transformatora w celu obliczenia końca jego zdolności eksploatacyjnej (EOL). Wskaźnik zdrowia powinien działać jako parametr, który określa stan transformatora zanim osiągnie EOL. Na przykład jednym z głównych parametrów, który pomaga w sposób przybliżony określić EOL transformatora, jest stan jego izolacji stałej (papierowej) (wskaźnik olej/papier).

Algorytm wyliczający prawdopodobieństwo uszkodzenia izolacji stałej bierze pod uwagę zarówno ocenę termiczną (temperatura miejsc lokalnego przegrzania) jak i testy diagnostyczne, które obejmują:

- Stopień polimeryzacji (DP)
- Resztkowa wytrzymałość na rozciąganie
- Związki furanowe (2FAL)
- Analiza gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym (DGA), CO₂/CO
- Pomiar napięcia powrotnego polaryzacji (RVM)

Na rysunku 4 przedstawiono schemat blokowy strukturyzowanego podejścia do oszacowania wskaźnika zdrowia opartego o ocenę stanu transformatora. Wskaźnik zdrowia uwzględnia degradację poszczególnych elementów transformatorowych i podzespołów (np. część aktywną, uzwojenie, izolację, podobciążeniowy przełącznik zacze­pów, przepusty), które są ważone w stosunku do prawdopodobieństwa uszkodzenia komponentu.



Rys. 4. Schemat blokowy szacowania wskaźnika zdrowia

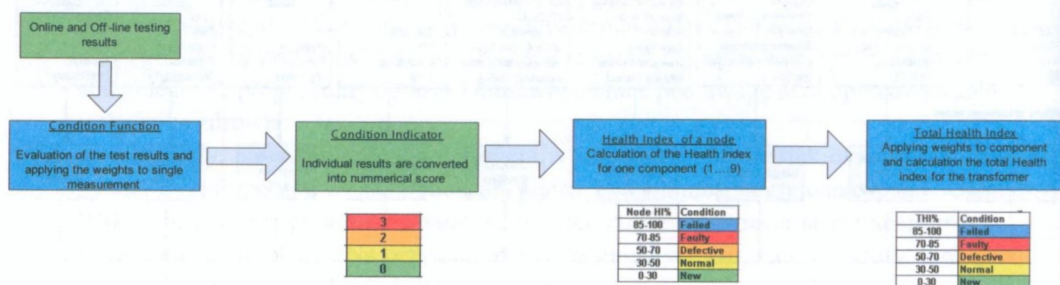
Zaletą takiej strukturyzowanej metody oceny stanu jest to, że umożliwia ona lepsze dopasowanie poszczególnych składników do prawdopodobieństwa wystąpienia awarii poprzez zastosowanie współczynników wagowych.

W Zintegrowanym Narzędziu Zarządzania Parkiem Transformatorowym (IFMT), stan transformatora jest automatycznie aktualizowany w regularnych odstępach czasu na podstawie wyników badań off-line (diagnostyka) i/lub w sposób ciągły na podstawie danych pochodzących z systemu monitorowania on-line.

Informacje pochodzące ze źródeł danych są grupowane w następujących węzłach:

1. Stan dielektryczny i termiczny (wyniki DGA);
2. Stan mechaniczny wliczając część aktywną i uzwojenia (wyniki badań elektrycznych);
3. Stan izolacji cieplnej lub stałej (wyniki z DGA, analizy zawartości furanów i stopnia polimeryzacji, badań izolacji);
4. Stan oleju transformatorowego (badanie oleju wg normy IEC 60422);
5. Stan podobciążeniowych przełączników zaczepek (OLTC);
6. Stan przepustów izolacyjnych;
7. Stan układu chłodzenia;
8. Stan kadzi i wyposażenia dodatkowego (wyniki pochodzące z oględzin wzrokowych i termografii);
9. Niezawodność w ujęciu historycznym (informacje historyczne dotyczące serwisowania, wieku, konstrukcji, awarii).

Do wyliczenia wskaźnika zdrowia stosuje się następującą procedurę (rys.5):

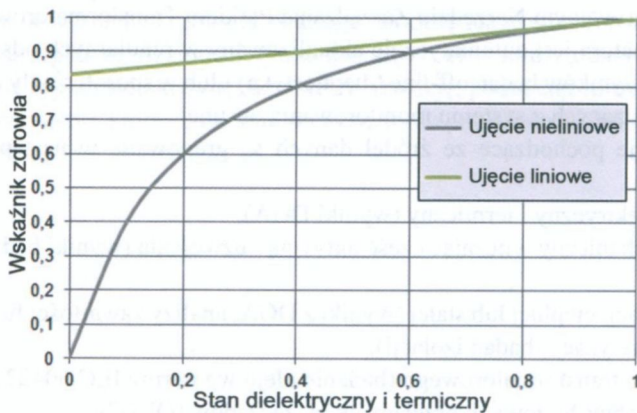


Rys.5. Obliczanie wskaźnika zdrowia transformatora

Wartość wskaźnika zdrowia zawiera się w przedziale od 0 (stan bardzo dobry) do 100 % (stan bardzo zły) lub od 0 do 1 w skali liniowej.

Wskaźnik stanu poszczególnych wyników jest dyskretny i kodowany przy użyciu systemu klasyfikacyjnego od 0 do 3, przy czym 0 oznacza stan normalny, a 3 oznacza uszkodzenie.

Podczas agregowania wskaźnika zdrowia poszczególnych węzłów do poziomu całego transformatora ważne jest to, by defekt jednego węzła krytycznego prowadził do całkowitego wskaźnika zdrowia zmierzającego do zera.



Rys.6. Wpływ krytycznego podsystemu na wartość wskaźnika zdrowia transformatora

Interpretacja wskaźnika zdrowia, jak to podano w tabeli 1, można być odniesiona do stanu (prawdopodobieństwo awarii) lub do wymaganych czynności obsługi. Jednak związek między czynnością obsługową a stanem jest bardzo specyficzny i zależy od polityki firmy.

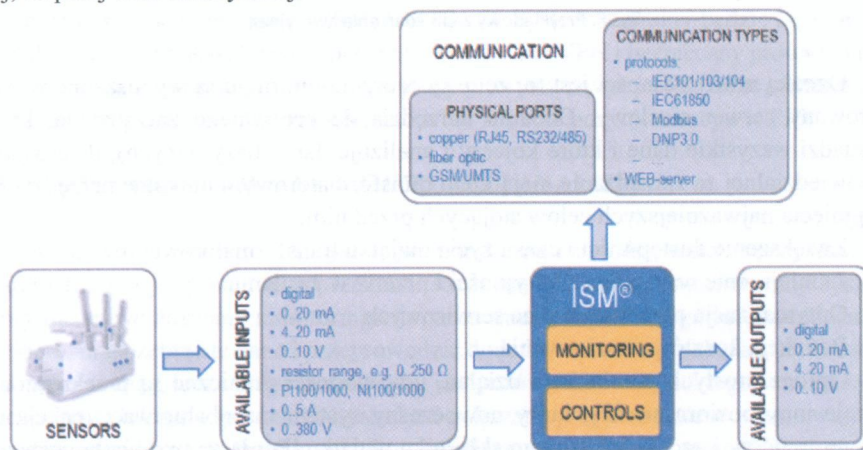
Tabela 1. Schemat klasyfikacji stanu i przykłady możliwych czynności obsługowych

Indeks zdrowia (HI)	Kolor	Stan	Zalecenie
85 < HI < 100	Blue	Awaryjny	Wymiana awaryjna
70 < HI < 85	Red	Uszkodzony	Wymiana w krótkim terminie
50 < HI < 70	Orange	Wadliwy	Zwiększone badania diagnostyczne/ wymagana naprawa
30 < HI < 50	Yellow	Prawie jak nowy	Normalna obsługa techniczna (Poziom 1) ?
0 < HI < 30	Green	Nowy	Normalna obsługa techniczna (Poziom 1) ?

Wskaźnik zdrowia transformatora uwzględnia nie tylko historyczne dane diagnostyczne i wyniki badań laboratoryjnych, lecz także informacje z systemu monitoringu online, które wskazują na trendy zmian.

15.4. POMIARY I DIAGNOSTYKA ON-LINE

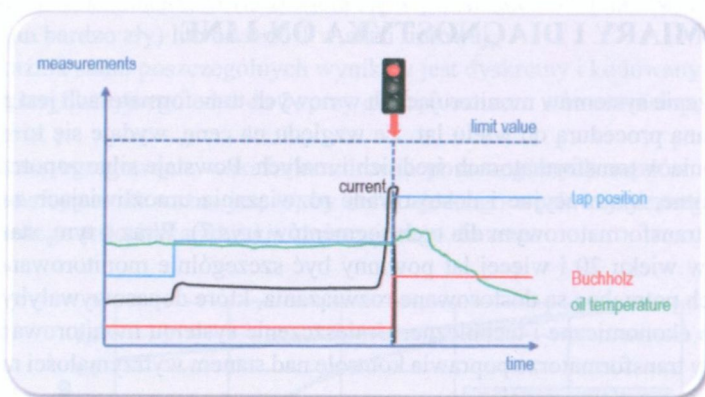
Wdrożenie systemów monitorujących w nowych transformatorach jest powszechnie stosowaną procedurą od wielu lat. Ze względu na cenę, wydaje się to być trudne do stosowania w transformatorach średnich i małych. Powstaje silne zapotrzebowanie na inteligentne, innowacyjne i dostosowane rozwiązania umożliwiające zarządzanie majątkiem transformatorowym dla tych segmentów (rys.7). Wraz z tym, starsze transformatory w wieku 20 i więcej lat powinny być szczególnie monitorowane. W tych przypadkach potrzebne są dostosowane rozwiązania, które dopasowywałyby do siebie wymagania ekonomiczne i techniczne. Umieszczenie systemu monitorowania bezpośrednio przy transformatorze poprawia kontrolę nad stanem wytrzymałości mechanicznej, cieplnej oraz elektrycznej.



Rys.7. Topologia typowego systemu monitoringu on-line

Główną zaletą jest to, że dane gromadzone i analizowane są w miejscu ich akwizycji. Dlatego mogą być wykorzystane bezpośrednio przez personel obsługi podczas prac konserwacyjnych. Dzięki lokalnemu dostępowi i wykorzystaniu już przeanalizowanych danych i zaleceń, czas działań serwisowych może być zminimalizowany, a koszty obniżone. W każdym przypadku zaistnienia awarii, kompleksowa baza danych umożliwi pokazanie najważniejszych wartości i wskazanie przyczyny niesprawności (rys.8).

Dodatkowo, zintegrowana z systemem wiedza eksperta daje personelowi wyraźne wskazanie lokalizacji awarii i zalecenia jak reagować. Przy wdrażaniu i łatwym wyborze różnych języków również zagraniczni eksperci mogą korzystać z systemu do przeprowadzenia konserwacji, wymiany lub naprawy bez ryzyka nieporozumień. To gwarantuje wysoki stopień bezpieczeństwa i jakości pracy. Dodatkowo oznacza to, że osoby te nie muszą instalować żadnego oprogramowania na swoich laptopach.



Rys.8. Przykładowy zapis zdarzenia awaryjnego

Oznaką nowoczesności jest to, że te systemy monitoringu są wyposażone w zintegrowany serwer sieciowy. Dodanie narzędzia do centralnego zarządzania, które gromadzi wszystkie dane i które kojarzy i analizuje dane (bazy danych), daje osobie odpowiedzialnej za zarządzanie majątkiem transformatorowym unikalne narzędzie do osiągnięcia najważniejszych celów stojących przed nim:

- Zwiększenie dostępności i czasu życia majątku transformatorowego
- Zmniejszenie wskaźnika awaryjności i przerw w zasilaniu
- Optymalizacja planowania prac serwisowych
- Redukcja kosztów serwisowania

Oprócz prostych pomiarów i działań, gdy wartości graniczne są przekroczone, istnieje inny poziom analizy, który nowoczesny system ma obsługiwać: reakcja na zmiany trendów i zachowań samego składnika majątku. Poniższe przykłady pokazują różnicę między prostym pomiarem a inteligentną analizą.

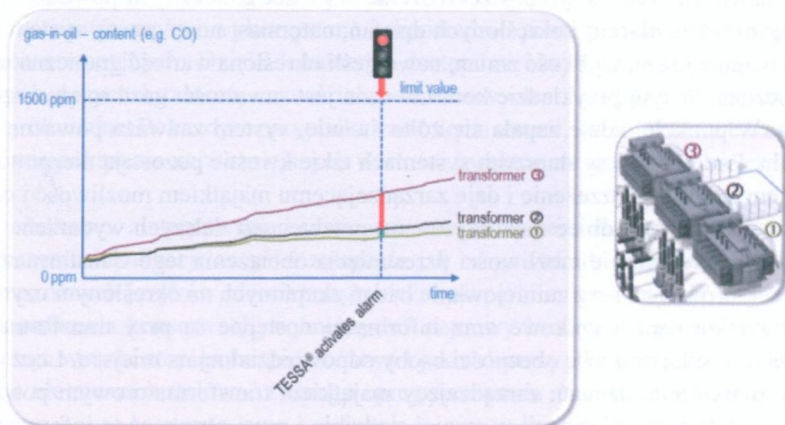
W dawnych czasach tylko przekroczenie wartości granicznych powodowało generację ostrzeżeń, alarmu i określonych działań, natomiast nowoczesny system monitoringu reaguje już na szybkość zmian, nawet jeśli określona wartość graniczna nie jest przekroczona. W tym przykładzie kontrolowana jest zawartość gazu rozpuszczonego w oleju. W punkcie, gdzie zapala się żółte światło, system zauważa poważną zmianę trendu. Podczas gdy w starszych systemach takie kwestie pozostają niezauważone, ten system generuje ostrzeżenie i daje zarządzającemu majątkiem możliwość i czas na zareagowanie, aby zapobiec niekorzystnemu przebiegowi dalszych wydarzeń. Może to oznaczać sprawdzenie możliwości przesunięcia obciążenia tego transformatora do innych sektorów sieci oraz zainicjowanie badań skupionych na określonym czynniku.

Wszystkie dane wynikowe oraz informacje dostępne są przy transformatorze. Oznacza to wielką potrzebę obecności osoby odpowiedzialnej na miejscu. Lecz w celu łatwego planowania działań, zarządzający majątkiem transformatorowym potrzebuje mieć dostęp do tych informacji w swojej siedzibie i musi otrzymać te informacje na czas, aby reagować i planować strategicznie. Oznacza to konieczność wyposażenia nowych i starszych transformatorów w odpowiedni system nadzoru, by uzyskać dostęp do wszystkich nadzorowanych składników majątku, takich jak transformatory, PPZ lub inne urządzenia w sieci elektroenergetycznej. Najbardziej interesującym zagadnieniem jest wysyłanie i odbieranie tych danych i baz danych na duże odległości bez generowania ogromnych kosztów.

Pierwszą próbą w utrzymaniu wydatków na niskim poziomie jest wykorzystanie istniejących ścieżek komunikacyjnych lub warstw. Sposobem jest wykorzystanie dostępnych linii systemów takich jak DCS i SCADA za zgodą właściciela. Lokalne systemy monitorowania mogłyby transferować swoje dane, np. w oparciu o standard IEC 61850 do centralnego systemu monitorowania parku transformatorowego. W przypadku gdy takie metody nie są dostępne lub ograniczone, lokalne systemy monitoringu mogą być łatwo wyposażone w modemy (GSM, UMTS, ...). System centralny będzie się komunikował z każdym podsystemem poprzez określony tunel VPN i bezpieczny protokół https. Bezpieczeństwo informatyczne ma najwyższy priorytet, nawet jeśli lokalne systemy monitoringu nie mogą odłączyć transformatora lub zmienić pozycji zaczeplu w PPZ.

15.4.1. SCENTRALIZOWANE NARZĘDZIA I ANALIZA

Możliwości pojedynczych systemów monitoringu zlokalizowanych przy transformatorach zostały opisane w poprzednich rozdziałach. Teraz scentralizowany system, który może być nazwany monitoringiem parku transformatorowego lub zarządzaniem parkiem, musi zebrać te dane i przeprowadzić dodatkową analizę tych danych. Prosty rodzajem analizy, lecz bardzo pomocnym, jest porównanie wartości tego samego typu, pochodzenia lub typu sprzętu. Na rysunku 9 pokazano przykład nadzorowania w trzech transformatorach o podobnej konstrukcji i obciążeniu zawartości gazu (CO) rozpuszczonego w oleju.



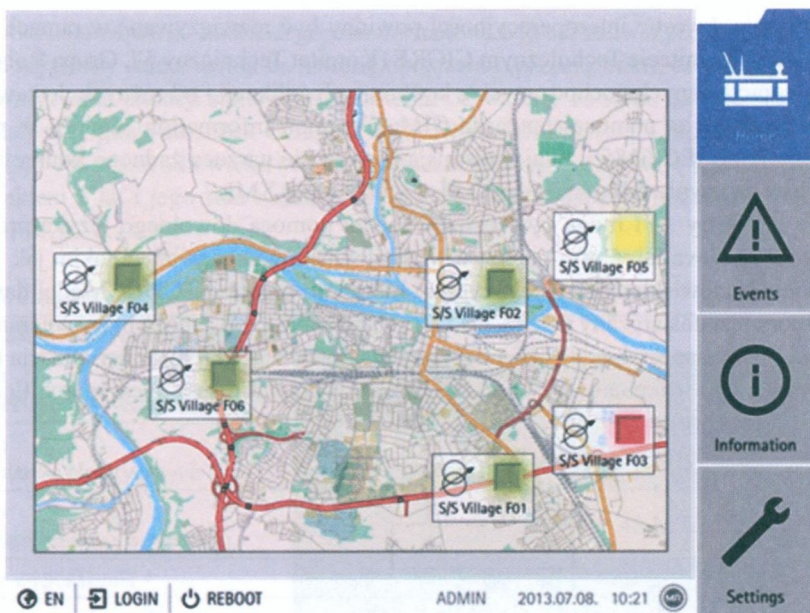
Rys.9. Zcentralizowany monitoring on-line zawartości CO w oleju

Podczas gdy dwa transformatory charakteryzują się prawie tymi samymi wartościami, jak można było się tego spodziewać, to trzeci transformator wykazuje bardziej tendencję wzrostową. Wywołuje to alarm w centralnym systemie monitorowania parkiem transformatorowym, przy czym określona, bezwzględna wartość graniczna nie została przy tym przekroczona.

Oprócz tych dodatkowych narzędzi i analiz, które po prostu mogą być przeprowadzane w systemie na szczeblu wysokim, zarządzający parkiem posiada nadmiarowo wszystkie lokalne bazy danych w swoim scentralizowanym narzędziu. W tym scentralizowanym systemie mogą być również zawarte wszystkie certyfikaty, wyniki badań, tabliczki znamionowe, styki, po to aby mieć przegląd wszystkich danych uzyskanych zarówno on-line, jak i off-line. Ponadto, wskaźnik zdrowia transformatora może być wizualizowany lub też może być wyświetlana zdolność transformatora do przeciążenia.

15.4.2. SPOJRZENIE Z GÓRY I DZIAŁANIA

Na pierwszy rzut oka, zarządzający majątkiem powinien otrzymać najważniejszą informację: czy wszystkie transformatory działają dobrze, lub czy zachodzi gdzieś sytuacja, która może stać się krytyczną. W tym rozumieniu, jest on wyposażony w swego rodzaju sygnalizację świetlną (jak to pokazano na rysunku 10). Przedstawiono na nim przykład w którym połączone stacje elektroenergetyczne oraz ich stan wizualizowane są na mapie.



Rys. 10. Wizualizacja konfiguracji stacji oraz ich stanu technicznego

Kliknięcie na symbol stacji otwiera szczegółowy widok transformatorów wraz z ich rzeczywistym stanem i wartościami. Ostrzeżenie lub alarm będzie również spowodowany zmianą trendu lub wtedy gdy należy zaplanować czynności konserwacyjne. Zarządzający jest wyposażony we wszystkie niezbędne narzędzia, które ułatwiają planowanie prac serwisowych, zmniejszają ryzyko przestojów i tym samym zostaje zwiększona dostępność eksploatacyjna jego parku transformatorowego.

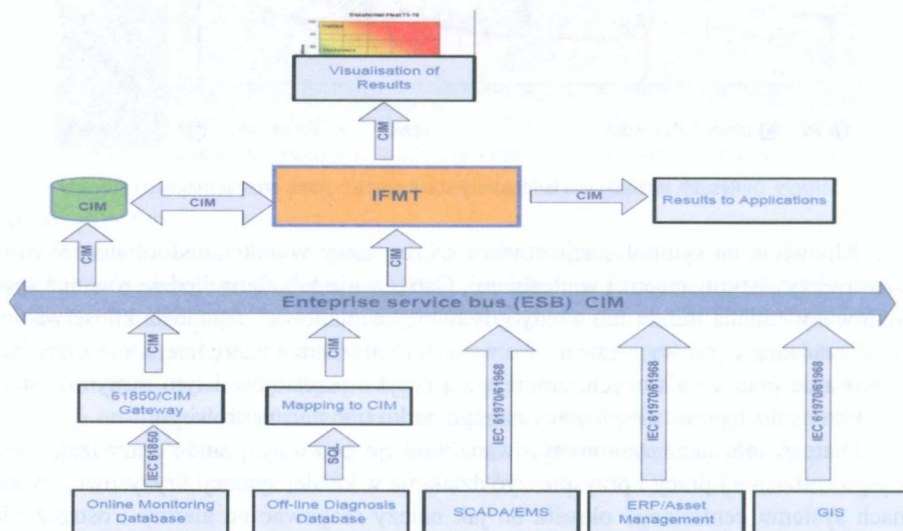
Dlatego też także zautomatyzowane funkcje powinny pomóc zarządzającemu w jego codziennej pracy i przyspieszyć działania w każdej sytuacji kryzysowej. W ramach systemu centralnego określa on jak należy reagować na alarmy i ostrzeżenia w dziale serwisu. Za pośrednictwem e-maili i SMS-ów może uruchomić grupy serwisowe w każdym rejonie lub uruchomić specjalistów na podstawie określonych zdarzeń, np. automatycznie poinformuje specjalistę od przepustów niezależnie od jego przynależności regionalnej.

15.5. ZARZĄDZANIE PARKIEM TRANSFORMATOROWYM

Dwie normy IEC są istotne dla integracji danych i wymiany informacji dla oceny stanu transformatora: IEC 61850 (wymiana danych w stacjach elektroenergetycznych) i IEC 61970/61968 (wymiana danych pomiędzy aplikacjami w centrum sterowania lub na poziomie zarządzania majątkiem). Mimo, że obie normy są ukierunkowane na różne

zastosowania, kwestie interoperacyjności powinny być rozwiązywane w ramach harmonizacji w Komitecie Technicznym CIGRE (Komitet Techniczny 57, Grupa Robocza 19). Integracja danych pochodzących z konkretnych aplikacji i od różnych dostawców jest realizowana za pomocą standardu CIM (Common Information Model). W przeciwieństwie do IEC 61850, tutaj transmisja danych nie narzuca żadnego konkretnego stosu, lecz zapewnia tylko interfejsy API w standardzie XML.

Te interfejsy API mogą być realizowane za pomocą dowolnego języka programowania (np. Java lub C #) i pracować w środowisku wykonawczym takim jak .Net. Typowym środowiskiem komunikacyjnym byłoby to oparte o TCP/IP. Model danych CIM, który jest dostarczany przez CIM User Group jako UML, może być wspierany za pomocą Enterprise Architect™ (EA). Odchylenie profili w RDF oraz serializacja CIM XML mogą być wykonane przy pomocy CIMtool na platformie open source Eclipse (<http://cimtool.org>).



Rys.11. Integracja pochodzących z różnych źródeł danych dotyczących zarządzaniem majątkiem i koniecznych do oceny stanu transformatora

15.5.1. PRZYKŁAD OCENY STANU TECHNICZNEGO TRANSFORMATORÓW

W tabeli 2 pokazano przykład oceny stanu technicznego dla parku składającego się z czterech transformatorów (220 kV, 100 MVA od różnych producentów i o różnym wieku, od 8 do 40 lat) oraz dla jego składników. Algorytm zastosowano do obliczenia stanu dla każdego węzła transformatora (ryzyko wystąpienia niesprawności) i całkowi-

tęgo indeksu zdrowia dla każdego transformatora. Można zauważyć, że transformator 2 ma najgorszy stan z uwagi na historię obciążenia (przeciążenia), co może prowadzić do przegrzania izolacji stałej (stosunek CO₂/CO > 11). To samo odnosi się do transformatora 3, gdzie stosunek CO₂/CO > 18. Dla transformatora 4 indeks zdrowia wynosi 30,77% z powodu wieku (40 lata), podczas gdy transformator 1 jest najmłodszym z wiekiem 8 lat i jego stan został oceniony najlepiej względem pozostałych transformatorów.

Tabela 2. Analiza porównawcza transformatorów w oparciu o indeks zdrowia

Element/Transformator	T1	T2	T3	T4
Stan dielektryczny i termiczny	0,00%	18,52%	9,52%	0,00%
Stan pomiarów elektrycznych	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Stan izolacji olejowo-papierowej	0,00%	43,33%	43,33%	0,00%
Stan wyposażenia 1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Stan wyposażenia 2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Wykonanie/niezawodność/ Historia obciążenia	0,00%	50,00%	33,33%	50,00%
Ogólny wskaźnik HI	0,00%	41,30%	29,21%	30,77%

LITERATURA

- [1] CIGRE Working Group 2.34 – Guide for Transformer **Maintenance**
- [2] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – GCC Power 2012, 8th GCC CIGRE International Conference, Paper A 501 Trends in Transformer Life Cycle Management On-load Tap-changer and transformer accessories, Andreas Luger, Werner Fleischmann - Maschinenfabrik Reinhausen GmbH Germany
- [3] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – ISM Integrated Smart Module, EURO-TECH Conference Glasgow 2013, Thomas Pest – Maschinenfabrik Reinhausen GmbH Germany
- [4] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – ISM Integrated Smart Module and Fleet-management, TRANSFORM Conference Abu Dhabi 2013, Thorsten Krüger – Maschinenfabrik Reinhausen GmbH Germany
- [5] Németh, Cs. Vörös, G. Csépes, Budapest University of Technology and Economics Hungary, Transformer Asset Management Using Health Index – Hungarian Practice”, PS3, CIGRE SC A2 & C4 ETH Zürich 2013, Zürich, Switzerland

- [6] CIGRE Technical Brochure 227: "Life management techniques for power transformer", WG A2.18, Paris, 2003
- [7] CIGRE Technical Brochure 248: "Guide on economics of transformer management" Working Group A2.20, Paris, 2004

Laboratorium Analityczne Materiałów Elektroizolacyjnych



- Badanie DGA (analizę chromatograficzną składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju)
- Badania fizykochemiczne cieczy izolująco chłodzących:
 - napięcie przebicia
 - współczynnik stratności tg delta
 - rezystywność
 - zawartość wody rozpuszczonej (metodą K. Fischera)
 - liczba kwasowa
 - temperatura zapłonu
 - napięcie powierzchniowe
 - zawartość cząstek stałych
 - korozyjność (obecność siarki korozyjnej)
- Badanie zawartości związków furanów metodą chromatografii cieczowej
- Badanie zawartości PCB
- Badanie zawartości wody w próbkach izolacji stałej
- Badanie właściwości materiałów elektroizolacyjnych

www.obre.pl

Przy współudziale



Zachodniopomorski
Uniwersytet Technologiczny
w Szczecinie



OBRE Sp. z o.o.
41-949 Piekary Śląskie, ul. Lotników 9
tel./fax +48 32 775 67 00, 775 67 02
tel. kom. +48 607 691 317