

POLITECHNIKA POZNAŃSKA  
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI  
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI



AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ  
mgr inż. Wiesław Gil

**ROZSZERZONY NADZÓR W CZASIE RZECZYWISTYM IZOLATORÓW  
PRZEPUSTOWYCH TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH**

Promotor:

Dr hab. inż. Krzysztof Walczak

Poznań, styczeń 2022

## Spis treści

1. WPROWADZENIE .....	3
2. ZAŁOŻENIA I TEZY .....	4
3. WYZNACZANIE WSKAŹNIKÓW IZOLACJI W TRYBIE ON-LINE.....	5
3.1. Metoda względna napięciowa.....	5
3.2. Uwzględnienie asymetrii napięć liniowych.....	6
4. MODUŁ MONITORINGU IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH.....	7
4.1. Podzespoły .....	7
4.2. Realizowane funkcje.....	8
5. WYKONANE TESTY I OSZACOWANIA.....	11
6. WDROŻENIE WYNIKÓW .....	12
6.1. Struktura modułu monitoringu.....	12
6.2. Integracja z TLM oraz SSiN .....	12
6.3. Realizowane funkcje.....	13
7. ANALIZA POMIARÓW W WARUNKACH RZECZYWISTYCH .....	16
7.1. Niepewność rzeczywistych pomiarów $C_1$ i $tg\delta$ na stacji .....	16
7.2. Wpływ temperatury na wskaźniki izolacji.....	18
8. KOREKCJA WPLYWU TEMPERATURY .....	20
8.1. Wpływ temperatury na pomiary pojemności $C_1$ .....	20
8.2. Wpływ temperatury na pomiary $tg\delta$ .....	22
9. PODSUMOWANIE .....	23
10. LITERATURA.....	24

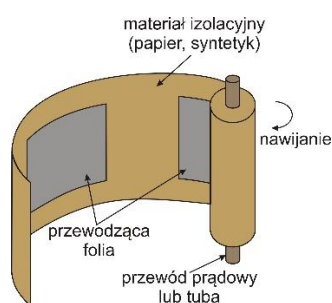
## 1. WPROWADZENIE

Izolatory przepustowe, nazywane krótko „przepustami”, umożliwiają wprowadzenie przewodów z wysokim napięciem do uziemionego wnętrza transformatora energetycznego [8, 11].

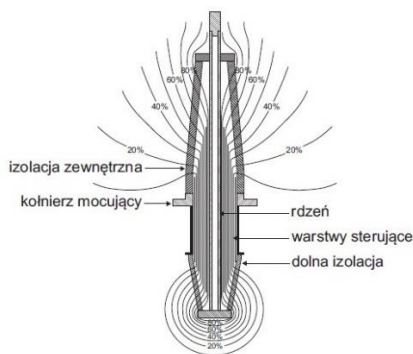
Dla napięć większych od 52kV [17], stosuje się przepusty ze sterowanym polem elektrycznym, co ogranicza zagrożenia i negatywne zjawiska związane z niejednorodnością pola elektrycznego, takie jak wyładowania ślizgowe oraz wzrost poziomu wyładowań niezupełnych.

Sterowanie polem elektrycznym uzyskuje się poprzez wprowadzenie metalowych ekranów między kolejne warstwy zwijanej izolacji. W efekcie procesu pokazanego na rys. 1a powstaje rdzeń przepustu [5]. Przewodzące warstwy w izolacji rdzenia powodują bardziej równomierny rozkład pola elektrycznego, pokazany na rysunku 1b. Zostaje wyeliminowana nierównomierność pola w obszarze kołnierza mocującego, najbardziej narażonym na wyładowania niepełne i przebicia [7].

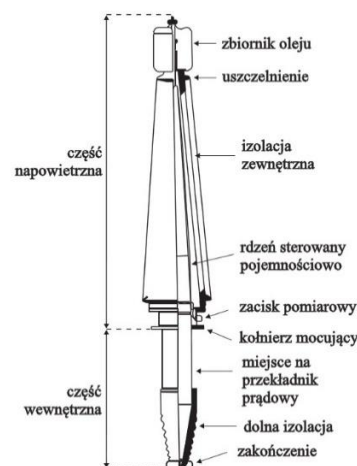
Rdzeń podlega suszeniu, impregnacji i ewentualnemu utwardzaniu. Całość tworzy wielowarstwowy kondensator zwijany, z centralnie umieszczonym przewodem prądowym. Z ostatniego ekranu wyprowadza się tzw. zacisk pomiarowy wykorzystywany do testów. Tego typu przepusty są nazywane *przepustami kondensatorowymi*, o przykładowej konstrukcji pokazanej na rysunku 1c.



Rys. 1a. Izolacja z warstwami przewodzącymi [8]



Rys. 1b. Sterowania polem elektrycznym w przepuszczeniu kondensatorowym [8]



Rys. 1c. Budowa przepustu kondensatorowego [8]

Powyższy sposób sterowania polem elektrycznym stosuje się w technologiach produkcji wysokonapięciowych przepustów kondensatorowych, różniących się rodzajem materiału izolacyjnego rdzenia i sposobem jego impregnacji. W przestarzałych już przepustach typu RBP stosowano papier celulozowy sklejanym na gorąco żywicą. W dominującej do niedawna technologii OIP, papierowy rdzeń najpierw się suszy, a następnie impregnuje próżniowo olejem. W nowszych rozwiązaniach RIP i ERIP olej zastąpiono żywicą. W najnowszych konstrukcjach RIF i RIS wyeliminowano papier wprowadzając impregnację żywicą włókna szklanego i odpowiednio materiału syntetycznego.

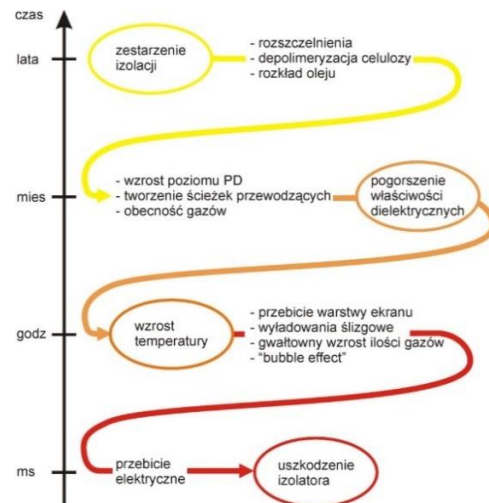
Statystyki wskazują, że na pozór drobne uszkodzenie przepustu może być groźne dla transformatora i w konsekwencji doprowadzić do zaburzenia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz kolosalnych strat [3]. Procesy starzeniowe zachodzące w przepustach mogą prowadzić nie tylko do ich stopniowej degradacji, ale mogą się gwałtownie uwidocznić [10,14], jak to ilustruje rysunek 2.

Zmienne pole elektryczne powoduje depolimeryzację łańcuchów celulozy, w wyniku czego powstaje woda, dwutlenek węgla i inne gazy - stąd eliminacja papieru w najnowszych konstrukcjach. Rozpad oleju prowadzi do powstawania szkodliwych wosków i gazów palnych – zastępuje się zatem ten materiał odpowiedniejszymi do impregnacji żywicami. Z czasem jony metali z warstw ekranujących przenikają do izolacji powodując tzw. „drzewienie” [6,7]. Prowadzi ono do lokalnego osłabienia właściwości izolacyjnych rdzenia.

Może dojść do zwiększenia intensywności wyładowań niezupełnych i lokalnych zwęglenia tworzących ścieżki przewodzące, a także wzrostu temperatury. Przebicie warstwy izolacji i narastanie zjawisk degradacyjnych, aż do mniej lub bardziej gwałtownego uszkodzenia przepustu, będzie kwestą czasu [14].

Badania off-line zmierzające do oceny stanu przepustów stanowią podstawowy element nadzorowania przepustów - nie zabezpieczają przed nagłą awarią [15]. Ich przeprowadzenie wymaga wyłączenia transformatora i czasochłonnego przygotowania do testów. Nie zawsze jest to natychmiast możliwe, nawet w przypadku zaobserwowania wyraźnych oznak degradacji.

Powyższe uwarunkowania stymulują rozwój i poszukiwanie lepszych rozwiązań w zakresie metod on-line opartych o ciągłe pomiary tzw. wskaźników izolacji przepustów, czyli współczynnika stratności dielektrycznej  $tg\delta$  oraz pojemności  $C_1$ . Przegląd istniejących rozwiązań w tym zakresie wykazuje, że niezbędne jest zmniejszenie niepewności pomiarów tych wskaźników, skrócenie czasu uśredniania wyników i zwiększenie pewności działania układów pomiarowych [2]. Dla zwiększenia pewności działania wymagane jest powiązanie modułu monitoringu on-line z istniejącym systemem monitoringu całego transformatora (TLM) i z systemem dyspozytorskim (SSiN).



Rys. 2. Degradacja wysokonapięciowego izolatora przepustowego

## 2. ZAŁOŻENIA I TEZY

Przyczyną zbyt dużej niepewności pomiarów wskaźników izolacji i zbyt długiego czasu uśredniania wyników jest nieuwzględnianie fluktuacji amplitud i kątów fazowych napięć, występujących na zaciskach pomiarowych, czyli asymetrii sieci [16].

Założono, że powyższe dysfunkcje można usunąć w nowo opracowanym module monitoringu izolatorów przepustowych wprowadzając korektę do obliczeń pojemności  $C_1$  oraz współczynnika  $tg\delta$ .

Założono, że odpowiednie współczynniki korekcyjne będą wyznaczone na podstawie wartości napięcia liniowego, zmierzonego na liniach doprowadzonych do monitorowanych przepustów. Wymaga to opracowania procedury skalowania eliminującej przesunięcia kątowe i błędy stałe wprowadzane przez stacyjne przekładniki napięciowe.

Przyjęto, że konieczne jest uwzględnianie wpływu temperatury chwilowo zmieniającego właściwości izolatorów przepustowych i warunki pomiarów [1].

W związku z powyższym, sformułowano następujące tezy:

- Przyjęte założenia umożliwią pomiary o mniejszej niepewności, zwiększenie dokładności oszacowania zmian monitorowanych parametrów oraz skrócenie okresu uśredniania wyników.
- Zastosowanie w nowym module monitoringu układów próbkujących sygnały napięciowe z częstością kilku megaherców umożliwi pomiar i rejestrację przebiegów łączeniowych i zaburzeń burzowych. Korelacja tych zaburzeń ze zmianami wskaźników izolacji umożliwi identyfikację przebiecia warstw izolacyjnych rdzenia.
- Integracja modułu monitoringu przepustów z systemem monitoringu on-line transformatora TLM (ang. Transformer Life Monitoring) oraz SSiN, umożliwi analizę korelacji mierzonych parametrów z obciążeniem transformatora i zewnętrznymi warunkami atmosferycznymi. Pozwoli to na wprowadzenie elementów nadzoru nad pracą przepustów, takich jak decyzja o zmianie warunków pracy, dodatkowych badaniach off-line lub zawieszeniu eksploatacji.

### 3. WYZNACZANIE WSKAŹNIKÓW IZOLACJI W TRYBIE ON-LINE

#### 3.1. Metoda względna napięciowa

W wyniku przeglądu metod monitoringu on-line przepustów przyjęto, że najkorzystniejsza do implementacji w ramach omawianej pracy będzie metoda względna napięciowa [103].

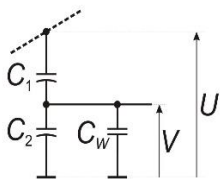
Metoda ta bazuje na modelu przepustu w postaci dwóch szeregowo połączonych kondensatorów o pojemności  $C_1$  oraz  $C_2$ . Pojemność  $C_1$  to pojemność główna przepustu, mierzona metodami off-line między zaciskiem przewodu prądowego, a zaciskiem pomiarowym. Odzwierciedla pojemność wypadkową cylindrycznych kondensatorów tworzących rdzeń. Pojemność  $C_2$  to ekwiwalent pojemności pomiędzy zaciskiem pomiarowym, a potencjałem uziemienia.

W tej metodzie do zacisku pomiarowego przepustu dołącza się jedną z okładzin kondensatora wzorcowego  $C_W$  a drugą okładzinę zwiera się do uziemienia. Jak pokazano na rysunku 3a, na kondensatorach  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_W$  powstaje dzielnik napięcia fazowego  $U$ , na którym odkłada się napięcie  $V$  [16]. Wartość pojemności  $C_W$  dobiera się z zależności:

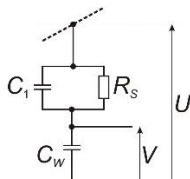
$$C_W = C_1 \frac{U}{V} - (C_2 + C_1), \quad (3.1)$$

Napięcie  $V$  na zacisku pomiarowym powinno wynosić ok. 40 V co zapewnia duży stosunek sygnału do szumu. Wartość  $C_W$  wyznacza się w zależności od nominalnego napięcia fazowego przepustu  $U$ . Dla pojemności  $C_1 = 500$  pF dla linii 400kV wynosi ona około 2,8  $\mu$ F.

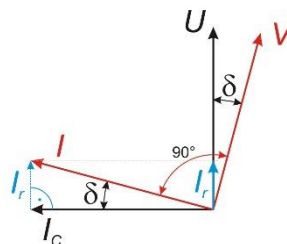
Wpływ pojemności  $C_1 + C_2$  na dobór kondensatora  $C_W$  jest znikomy, zatem pojemność  $C_2$  na rysunku 3a można pominąć. Układ zastępczy na rysunku 3b pokazuje, że rezystancja  $R_s$  wyraża stratność przepustu. Prąd  $I$  kondensatora  $C_W$  jest sumą prądów  $I_c$  oraz  $I_r$ . Jak widać na wykresie 3c, tangens kąta  $\delta$  między wektorami napięcia  $U$  i  $V$  jest współczynnikiem stratności dielektrycznej przepustu.



Rys. 3a. Podłączenie kondensatora  $C_W$  do zacisku pomiarowego



Rys. 3b. Schemat zastępczy przepustu z kondensatorem wzorcowym  $C_W$ ,



Rys. 3c. Przesunięcie wektora  $V$  o kąt  $\delta$

Zastosowana metoda jest nazywana metodą względną, ponieważ nie wyznacza się wprost wartości wskaźników izolacji, a jedynie ich względne zmiany w stosunku do wartości początkowych  $C_{1p}$  oraz  $\text{tg} \delta_p$ , wyznaczonych podczas pomiarów off-line lub przyjmowanych wg danych producenta.

Znając wartość  $C_{1p}$  wyznacza się referencyjną wartość  $C_W$  dla rzeczywistego początkowego napięcia fazowego  $U_p$  linii, do której przepust jest podłączony oraz dla przyjętego napięcia pomiaru  $V_p$ :

$$C_W = C_{1p} \left( \frac{U_p}{V_p} - 1 \right), \quad (3.2)$$

Tak wyznaczoną wartość należy podstawić do zależności:

$$C_1 = \frac{C_W}{\frac{U}{V} - 1}, \quad (3.3)$$

Monitorowane wartości  $C_1$  będą zatem wyznaczone w odniesieniu do zmian napięcia, mierzonego na kondensatorze wzorcowym  $C_W$ .

Jeżeli znana jest wartość  $\text{tg} \delta$  z pomiarów, to początkowa wartość kąta  $\delta_p$  odpowiadająca wartości początkowego współczynnika strat dielektrycznych przepustu, wynosi:

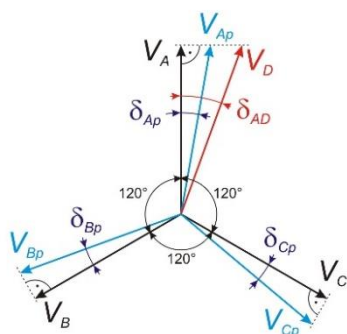
$$\delta_p = \arctg(\text{tg} \delta_p) \frac{180^\circ}{\pi}, \quad (3.4)$$

W układzie trójfazowym wyznacza się wartość  $\delta_p$  dla każdej fazy i koryguje się położenie wektorów napięć fazowych  $V_A$ ,  $V_B$ ,  $V_C$ , tak jak pokazano na rysunku 4a. Przyjmuje się jedno z napięć  $V$  jako

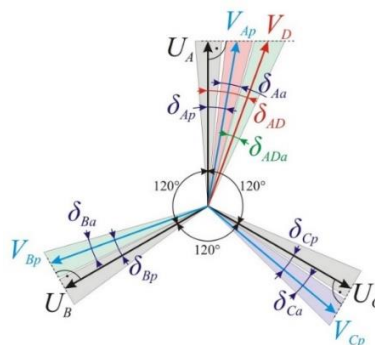
napięcie odniesienia i względem niego mierzy przesunięcia kątowe pozostałych dwóch wektorów [16]. Przyjmuje się, że zmiana może wystąpić jednocześnie tylko w jednym lub w dwóch przepustach. Wartość współczynnika strat dielektrycznych dla skorygowanych położenia wektorów dla przepustu A, można wyznaczyć z zależności:

$$\operatorname{tg} \delta_{AD} = \operatorname{tg}[(\delta_{AD} - \delta_{Ap}) + \operatorname{arctg} \delta_{Ap}] . \quad (3.5)$$

Wskutek asymetrii sieci położenie wektora  $V_D$  będzie fluktuowało, jak to zobrazowano na rysunku 4b.



Rys. 4a. Zmiana położenia wektorów  $V_A, V_B, V_C$  oraz nowe położenie wektora  $V_A$  wskutek wzrostu strat dielektrycznych



Rys. 4b. Wpływ asymetrii napięć fazowych na kąty między wektorami napięć na zaciskach pomiarowych

### 3.2. Uwzględnienie asymetrii napięć liniowych

Na podstawie danych z tabeli 1 można stwierdzić, że zmiana kąta  $\delta$  między 10, a 30 minut kątowych odpowiada zmianie  $\operatorname{tg} \delta$  od 0.29 do 0.87. Oznacza to już przekroczenie dopuszczalnej wartości dla przepustów OIP. W sieci energetycznej mogą wystąpić o wiele większe asymetrie napięć liniowych, które spowodują, że pomiary wskaźników izolacji omawianą metodą staną się bezużyteczne. Konieczne jest zatem opracowanie sposobu uwzględniania asymetrii napięć liniowych w odnośnych obliczeniach.

Tab.1. Wartości kątów  $\delta$  i odpowiadające im wartości współczynnika strat dielektrycznych

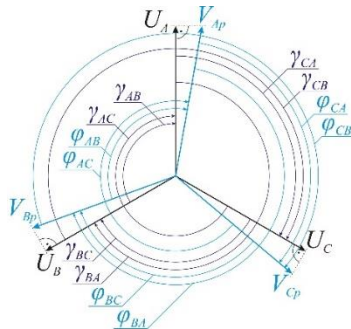
$\delta$ [°]	10	20	30	40	50	60
$\delta$ [°]	0.167	0.333	0.500	0.664	0.833	1.000
$\operatorname{tg} \delta$	0.29	0.58	0.87	1.16	1.45	1.75

Rysunek 4b pokazuje jak zmiany asymetrii kątowej napięć fazowych  $U_A, U_B, U_C$  wpływają na zmienność położenia wektorów  $V_{Ap}, V_{Bp}, V_{Cp}$ . Na rysunku 5a pokazano wyjściowe położenie poszczególnych wektorów i wartości kątów uwzględniające początkowe wartości  $\operatorname{tg} \delta_{Ap}, \operatorname{tg} \delta_{Bp}, \operatorname{tg} \delta_{Cp}$ . Przyjęto, że kąt  $\varphi_{AB}$  oznacza kąt wektora  $V_{Ap}$  względem wektora  $V_{Bp}$ , kąt  $\varphi_{AC}$  oznacza kąt wektora  $V_{Ap}$  względem wektora  $V_{Cp}$ . Analogiczna zasada oznaczania obowiązuje dla kątów wektora  $V_{Bp}$  oraz  $V_{Cp}$ . Kąt  $\gamma_{AB}$  oznacza kąt wektora  $U_A$  względem wektora  $U_B$ , a kąt  $\gamma_{AC}$  oznacza kąt wektora  $U_A$  względem wektora  $U_C$ . Analogiczną zasadę oznaczania zastosowano dla kątów wektora  $U_B$  oraz  $U_C$ .

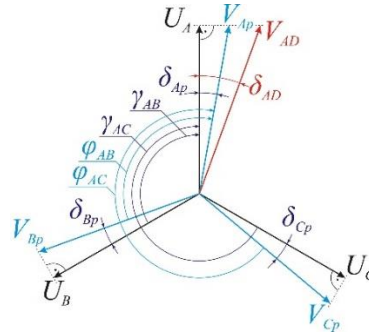
Przyjęto, że:

- wartości kątów  $\varphi_{AB}, \varphi_{AC}, \varphi_{BC}, \varphi_{BA}, \varphi_{CA}, \varphi_{CB}$ , wektorów napięć  $V_A, V_B, V_C$ , będą mierzone na zaciskach pomiarowych przepustów.
- wartości kątów fazowych  $\gamma_{AB}, \gamma_{AC}, \gamma_{BC}, \gamma_{BA}, \gamma_{CA}, \gamma_{CB}$ , wektorów napięć  $U_A, U_B, U_C$ , będą mierzone na stacyjnych, napięciowych przekładnikach pomiarowych.
- będą znane początkowe wartości współczynników stratności dielektrycznej  $\operatorname{tg} \delta_{Ap}, \operatorname{tg} \delta_{Bp}, \operatorname{tg} \delta_{Cp}$  otrzymane za pomocą pomiarów metodą off-line.

Założmy, że wzrośnie wartość  $\operatorname{tg} \delta$  w przepuście A, jak pokazano na rysunku 5b. Ten wzrost będą odzwierciedlały pomiary kąta  $\varphi$  mierzonego względem fazy B oraz fazy C. Wyniki pomiarów tych kątów oznaczymy odpowiednio  $\varphi_{AB}$  oraz  $\varphi_{AC}$ .



Rys. 5a. Wyznaczone kąty  $\gamma$  oraz  $\phi$  między wektorami napięć liniowych oraz na zaciskach pomiarowych



Rys. 5b. Zmiany kątów fazowych, wynikające ze wzrostu  $\text{tg}\delta$  w fazie A

Znając wartości kątów fazowych  $\gamma_{AB}$ ,  $\gamma_{AC}$  oraz wartości  $\delta_{Bp}$ ,  $\delta_{Cp}$ , wyznaczono:

- wartość  $\text{tg}\delta_{AwB}$ ; dla przepustu A względem przepustu B:

$$\text{tg}\delta_{AwB} = \text{tg}[(\varphi_{AB} - \gamma_{AB}) \times \pi/180 + \text{arctg}(\text{tg}\delta_{Bp})], \quad (3.6)$$

- wartość  $\text{tg}\delta_{AwC}$ ; dla przepustu A względem przepustu C:

$$\text{tg}\delta_{AwC} = \text{tg}[(\varphi_{AC} - \gamma_{AC}) \times \pi/180 + \text{arctg}(\text{tg}\delta_{Cp})]. \quad (3.7)$$

Analogicznie postępując dla pozostałych przepustów B oraz C, otrzymano dwie, względne wartości współczynnika stratności dla każdego przepustu. Na podstawie porównań i sumowania poszczególnych wyznaczanych wartości, opracowano algorytm wyboru i uśredniania wartości współczynników stratności dielektrycznej dla przepustów każdej fazy dla obu stron transformatora.

Wartości pojemności  $C_1$  uzyskano z zależności 3.3, podstawiając:

- zmierzone wartości skuteczne liniowych napięć fazowych  $U_A, U_B, U_C$  zamiast zmiennej  $U$
- zmierzone wartości skuteczne napięć  $V_A, V_B, V_C$  na zaciskach pomiarowych zamiast zmiennej  $V$ .

## 4. MODUŁ MONITORINGU IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH

### 4.1. Podzespoły

Wyznaczanie  $\text{tg}\delta$  oraz  $C_1$  z uwzględnianiem asymetrii napięć liniowych zaimplementowano w module monitorowania on-line, składającym się z poniższych podzespołów:

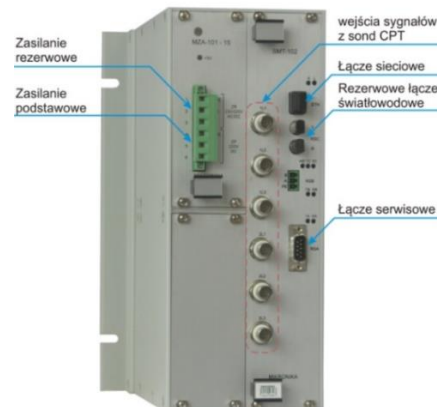
#### A. Urządzenie pomiarowe SMT-102

Urządzenie pokazane na rysunku 6 wykonuje pomiary wektorów napięć na zaciskach pomiarowych przepustów za pomocą dedykowanych sond pomiarowych i oblicza wartości wskaźników izolacji.

Zaimplementowano w nim także funkcje identyfikacji i rejestracji przebiegów na liniach doprowadzających napięcia do przepustów.

#### B. Sondy pomiarowe

Skonstruowano sondy pomiarowe, które są umieszczane w gniazdach pomiarowych izolatorów transformatorowych, jak pokazano na rysunku 7a. Każda sonda jest zabezpieczona przed wpływem warunków atmosferycznych oraz posiada bardzo odporną konstrukcję mechaniczną pokazaną na rysunku 7b.



Rys. 6b. Urządzenie pomiarowe SMT-102



Rys. 7a. Sonda zainstalowana w gnieździe pomiarowym przepustu



Rys. 7b. Sonda z gwintem wewnętrznym

Sonda zawiera w swym wnętrzu kilka kondensatorów o łącznej pojemności  $C_w$ , tworzącej na zacisku pomiarowym dzielnik pojemnościowy wraz z pojemnością  $C_1$  przepustu. Napięcie z dzielnika jest doprowadzone do wejść pomiarowych urządzenia SMT-102.

#### C. Przetwornik referencyjny

Przetwornik SMT-103 wykonuje pomiary wektorów napięć liniowych i wysyła zmierzone wartości do przetwornika SMT-102. Jest on umieszczony w takim miejscu na stacji energetycznej, do którego można dogodnie doprowadzić napięcia z napięciowych przekładników stacyjnych. Posiada analogiczny układ pomiarowy i konstrukcję mechaniczną jak SMT-102.

## 4.2. Realizowane funkcje

### A. Pomiar napięć

Urządzenie pomiarowe co 200 ms mierzy wartości modułów, kątów fazowych oraz wartości skuteczne napięć doprowadzonych z sond pomiarowych dla wszystkich izolatorów przepustowych obu stron transformatora. Przetwornik referencyjny mierzy powyższe parametry napięć liniowych i transmituje wyniki do urządzenia pomiarowego.

Mierzone wartości są przeliczane zgodnie ze współczynnikami kalibracji. Uwzględniają one pojemność początkową  $C_{1p}$  przepustu, pojemności kondensatorów zainstalowanych w sondzie pomiarowej, a także kompensują błędy stałe przekładników stacyjnych i całego układu pomiarowego.

### B. Wyznaczanie wskaźników izolacji

Wartości pojemności  $C_1$  monitorowanych przepustów są wyznaczane na podstawie zmierzonych wartości napięcia skutecznego na linii przyłączonej do danego przepustu oraz na jego zacisku pomiarowym, zgodnie z zależnościami podanymi w punkcie 3. Jest to istotna innowacja w stosunku do dotychczasowych rozwiązań, w których przyjmowano wartość nominalną napięcia liniowego.

Wartości  $tg\delta$  są wyznaczane na podstawie pomiarów kątów wektorów napięć fazowych na przekładnikach fazowych i zaciskach pomiarowych przepustów zgodnie z modelem z punktu 3. Asymetria kątowa napięć fazowych na zaciskach izolatorów przepustowych jest korygowana. Wykorzystuje się w tym celu wartości kątów fazowych, mierzonych on-line na przekładnikach napięciowych w polu transformatora za pomocą SMT-103. Jest to zasadniczą innowacją w stosunku do dotychczas stosowanych metod stabilizacji wyników, polegających na długim uśrednianiu pomiarów.

### C. Identyfikacja zmian pojemności

Jeśli pojemność w monitorowanym przepuście przekroczy wartość progową, to wysyłany jest sygnał ostrzeżenia, alarmu lub awarii. Wartości progowe, zestawione w tabeli 2, wyznaczono jako procent wzrostu pojemności względem pojemności  $C_{1p}$ . Założono, że wzrost pojemności wskazujący na przebicie jednej warstwy będzie powodował wystawienie sygnału ostrzeżenia. Wzrost pojemności sugerujący przebicie dwóch warstw powinien skutkować alarmem. Jednakże IEEE [9] zaleca ocenić przydatności przepustu do eksploatacji, jeśli pojemność zwiększy się co najmniej 5 % w stosunku do



wartości początkowej. Przyjęto zatem dla progu alarmu wartość 5 % - jeśli jest ona niższa niż procentowa wielkość zmiany pojemności, wynikająca z przebicia dwóch warstw. Dla progu awarii przyjęto wartość zmiany przekraczającą 10 % lub 7,2 % w zależności od pojemności przepustu [6].

Aby zapobiec „migotaniu stanów” wprowadzono histerezę 3 pF, odpowiadającą uzyskanej wartości bezwzględnej niepewności rozszerzonej pomiaru pojemności w warunkach stacyjnych. Wartości tej niepewności i sposób wyznaczenia zostaną przedstawione w dalszej części opracowania.

Tabela 2. Wartości kryterialne dla zmiany pojemności  $C_1$

Napięcie znamionowe	Liczba warstw	Zmiana pojemności(*)	Ostrzeżenie	Alarm	Awaria	Histeresa
$U_m$ [kV]	n	$\Delta C$ [%]	%	%	%	pF
123	28	3,7	3,8	5	10	3
245	42	2,4	2,5	5	10	3
420	60	1,7	1,8	3,5	7	3

(\*) zmiana pojemności przepustu spowodowana przebiciem jednej warstwy

Przykładowo, dla przepustu o  $U_m = 420$  kV i pojemności 500 pF sygnalizacja ostrzeżenia następuje dla wzrostu pojemności  $C_1$  powyżej 12 pF, alarmu dla wzrostu  $C_1$  powyżej 21 pF, a awarii powyżej 38 pF.

#### D. Identyfikacja zmiany $tg\delta$

Ostrzeżenie, alarm bądź stan awaryjny jest sygnalizowany, jeśli  $tg\delta$  w dowolnym przepuście przekroczy wartości kryterialne dla danego typu przepustu zestawione w tabeli 3. Dla niezdegradowanego izolatora przepustowego wartość współczynnika stratności dielektrycznej nie zależy od napięcia. Przyjęto zatem wartości kryterialne wykorzystywane dla oceny przepustu podczas pomiarów metodą tradycyjną.

Przekroczenie wartości progowych według normy PN-EN 60137 [11] skutkuje wystawieniem ostrzeżenia. Wartości te odpowiadają także zaleceniom IEEE [9]. Przekroczenie wartości 150 % poziomu ostrzegawczego będzie powodowało alarm. IEEE zakłada nawet zaprzestanie eksploatacji przepustu w tej sytuacji. Przyjęto, że sygnał awarii będzie ustawiany dla przekroczenia wyższego niż 200 % poziomu ostrzegawczego.

W tabeli 3 zestawiono wartości kryterialne dla różnych typów przepustów, powiększone o histerezę będącą podwojoną wartością niepewności rozszerzonej wyznaczenia  $tg\delta$  w warunkach stacyjnych. Wartości tej niepewności i sposób wyznaczenia zostaną przedstawione w dalszej części opracowania

Tabela 3. Przyjęte wartości kryterialne dla sygnalizacji zmiany  $tg\delta$

Typ przepustu	Ostrzeżenie %	Alarm %	Awaria %	Histeresa %
OIP	0,74	1,04	1,44	0,04
RIP	0,74	1,04	1,44	0,04
RBP	1,54	2,24	3,04	0,04

#### E. Identyfikacja, rejestracja i sygnalizacja przebiegów

Dla izolacji niebezpieczne są nie tylko wzrosty napięć powyżej napięcia maksymalnego  $U_m$  ale także duże stromości zaburzeń [100] gdyż indukują wyładowania niezupełne i przyspieszają degradację przepustu. W celu identyfikacji przebiegów przenoszonych na zaciski pomiarowe przepustów poprzez pojemność  $C_1$ , zaimplementowano algorytm oparty o programowalne progi napięciowe, przedziały czasowe a także prędkość zmiany napięcia. Z przebiegami są skojarzone liczniki przebiegów.

Aktywacja obsługi przebiegów wymaga ustawienia w SMT-102 szeregu parametrów kryterialnych, zależnych od wartości napięcia  $U_m$ . Przykładowo, dla autotransformatora o napięciu  $GN = 400$  kV i  $DN = 110$  kV należy wprowadzić poniższe wartości:

- *Niższe progi detekcji przebiegów*; wartości te przeliczono dla pomiarów fazowych, korzystając z zależności 4.1. Współczynnik  $T_{u(xx)}=1,1$  podnosząc próg, ogranicza ilość rejestracji przekroczeń.

$$Udn_{xx} = T_u U_{m(xx)} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}, \quad (4.1)$$

gdzie „xx” to odpowiednio  $DN$  oraz  $GN$  dla oznaczenia strony niskiego i wysokiego napięcia. Otrzymane wartości autotransformatora 400kV/110kV przedstawiono w tabeli 4

- *Wyższe progi detekcji przepięć*; przyjęto na podstawie wartości znamionowych napięć odgromników na stronie GN oraz DN, oznaczone odpowiednio  $U_{rDN}$  oraz  $U_{rGN}$ . Założono, że rejestracje powinny zostać uaktywnione, jeśli napięcie przekroczy wartość maksymalnego napięcia zadziałania odgromników  $U_{gmaxGN}$  oraz  $U_{gmaxDN}$  odpowiednio na stronie GN oraz DN. Powiększone o 6kV dla strony GN oraz 5 kV dla strony DN wartości zebrano w tabeli 4.

Tabela 4. Parametry dla identyfikacji przepięć dla autotransformatora 400/110kV

Strona	Opis progu detekcji/ napięcia	Oznaczenie	Wartość [kV]
DN	Maksymalne napięcie międzyfazowe	$U_{mDN}$	123
	Niższy próg	$U_{dnDN}$	<b>110</b>
	Napięcie znamionowe odgromników	$U_{rDN}$	96
	Maksymalne napięcie zadziałania odgromników	$U_{gmaxDN}$	<b>135</b>
	Wyższy próg	$U_{dwDN}$	<b>140</b>
GN	Maksymalne napięcie międzyfazowe	$U_{mGN}$	420
	Niższy próg	$U_{dnGN}$	<b>375</b>
	Napięcie znamionowe odgromników	$U_{rGN}$	336
	Maksymalne napięcie zadziałania odgromników	$U_{gmaxGN}$	<b>474</b>
	Wyższy próg	$U_{dwGN}$	<b>480</b>

- *Czas przepięcia*; przyjęto  $T_{p1} \leq 50\mu s$  dla przepięć krótkookresowych typu „transients”, towarzyszących n.p. wyładowaniom piorunowym. Przepięcia o czasie w zakresie  $T_{p2} \leq 200ms$  są określane jako *przepięcia łączeniowe* towarzyszące operacjom łączeniowym i awariom. Przepięcia dłuższe niż  $T_{p2}$  to *przepięcia długotrwałe* powodowane np. wpływem źródeł energii odnawialnej.

- *Wielkość zmiany pojemności*; procentowa zmiana pojemności  $\Delta C_p \geq 5\%$ , towarzysząca przepięciu, spowoduje wystawienie sygnału ostrzegawczego. Jest wtedy wykonywana poniższa sekwencja:

- zwiększa się wartość odpowiedniego licznika przepięć,
- zostaje uruchomiona rejestracja przebiegu przepięcia,
- wysyłana jest informacja (tzw. „zdarzenie”) do TLM,
- TLM może odczytać plik z rejestracją próbek przepięcia.

Wykrycie przepięcia uruchamia rejestrację oscylogramu przepięcia w standardzie COMTRADE [80]. Umożliwia to analizę zaburzenia typowym oprogramowaniem.

„Zdarzenie” jest wysłane do TLM i SSiN, niezależnie od tego czy przepięciu towarzyszyła zmiana pojemności  $C_1$  lub  $tg\delta$ . Sygnał, wraz z czasem wystąpienia, zostanie zapisany w dzienniku zdarzeń systemu i zaznaczony odpowiednim kolorem jako ostrzeżenie nie wymagające natychmiastowej reakcji obsługi. Jeśli jednak przepięciu będzie towarzyszył wzrost  $C_1$  lub  $tg\delta$ , to zostanie wysłany sygnał alarmowy, wymagający niezwłocznej reakcji służb serwisowych.

Opisanych powyżej funkcjonalności związanych z identyfikacją i dalszą obsługą przepięć nie posiada żaden ze znanych autorowi układów monitoringu przepustów w trybie on-line.

## F. Konfiguracja i kalibracja

Powyżej omówione funkcje przygotowano tak, aby moduł monitoringu mógł być dostosowany do różnego typu przepustów pracujących w transformatorach o różnych napięciach systemowych.

W trakcie tzw. „konfiguracji” ustawia się nominalne wartości  $tg\delta$  i  $C_1$ , wartości tych parametrów z prób, kryteria dla ostrzeżeń i alarmów, progi identyfikacji zaburzeń, czasy rejestracji. Ustawia się także adresy sieciowe i hasła dostępu do danych.

Kalibracja zapewnia automatyczne wyznaczenie poprawek korygujących przesunięcie zera (offset) oraz nachylenie charakterystyki napięciowej wejść pomiarowych.

Oprogramowanie konfiguracyjne umożliwia wykonanie kalibracji całego modułu pomiarowego złożonego z SMT-102 i SMT-103. W trakcie tej procedury do aktualnie wyznaczonego  $tg\delta$  przypisywana jest wartość  $tg\delta$  - otrzymana z prób off-line. Do aktualnych wartości pojemności  $C_1$ , przypisywana jest wartość pojemności  $C_1$  - otrzymana z prób off-line.

Wartości współczynników kalibracji są wyznaczone automatycznie. Wszelkie zachodzące zmiany  $C_1$  oraz  $tg\delta$  są względne, gdyż są obliczane względem wartości uzyskanych z pomiarów off-line. Powyższa procedura kompensuje także napięciowe i kątowe błędy systematyczne wprowadzane przez stacyjne przekładniki pomiarowe i pozostałe elementy układu pomiarowego.

## 5. WYKONANE TESTY I OSZACOWANIA

**Testy mechaniczne** prototypu sondy CPT-001 w laboratorium Wibroakustyki i Bio-Dynamiki Politechniki Poznańskiej, zgodnie z normą [12] oraz [13]. nie uwidoczniły wad konstrukcyjnych.

**Laboratoryjne testy pomiarowe** wykazały, że układ SMT-102/103 mierzy zmiany kąta fazowego z niepewnością rozszerzoną  $U(\delta)=0,01$  [°]. Potwierdzono, że taka niepewność pomiaru pozwala na pomiary względnych zmian wskaźnika izolacji z niepewnością rozszerzoną  $U(\text{tg}\delta)=0,01$  % – przy uwzględnieniu kompensacji asymetrii napięcia liniowego. Wykazano że moduł monitoringu przepustów mierzy w warunkach laboratoryjnych względne zmiany pojemności izolatora przepustowego z niepewnością rozszerzoną  $U(C_1)=0,3$  pF.

**Oszacowano niepewność pomiarów wskaźników izolacji w warunkach stacyjnych** w oparciu o pomiary wykonane w warunkach laboratoryjnych oraz niepewności wyników testów reprezentatywnych typów napięciowych przekładników stacyjnych. Uwzględniono wpływ temperatury na pomiar różnicy kąta fazowego. W wyniku obliczeń otrzymano, że  $\text{tg}\delta$  będzie mierzony z niepewnością rozszerzoną  $U(\text{tg}\delta)=0,02$  % pod warunkiem zastosowania kondensatorów polipropylenowych określonego producenta. Stosowanie kondensatorów typu A innego producenta będzie skutkowało niepewnością rozszerzoną pomiaru 0,03 %. Oszacowano także, że pojemność  $C_1$  będzie mierzona z niepewnością rozszerzoną  $U(C_1)$  w granicach 3 do 4 pF.

Wykazano, że kompensacja błędów przekładników napięciowych i całego układu pomiarowego pozwoli zmniejszyć niepewność pomiaru pojemności do 3 pF. Brak kompensacji korygującej błędy stałe układu pomiarowego, a także rozsynchronizowanie pomiędzy pomiarami wektora napięcia liniowego i wektora napięcia na zacisku pomiarowym, zwiększy niepewność  $U(C_1)$  do 4 pF.

Testy wykazały, że zmiana pojemności sondy pomiarowej  $C_w$  wskutek zmian temperatury będzie wpływać na wartości mierzonych pojemności  $C_1$ . Dla kilku przebadanych sond potwierdzono liniowy, ujemny przebieg zależności zmiany pojemności sondy w funkcji wzrostu temperatury, wynikający z właściwości kondensatorów polipropylenowych, zastosowanych do konstrukcji sondy pomiarowej. Zrezygnowano zatem z uwzględniania wpływu temperatury w budżecie dla  $U(C_1)$ , zakładając wprowadzenie kompensacji tego wpływu. Wyznaczono współczynniki temperaturowe kilku typów sond oraz sformułowano zależność dla kompensacji temperaturowej zmiany pojemności  $C_w$ .

Założono, że ostateczna ocena wpływu temperatury na pomiary zostanie przeprowadzona po uzyskaniu wyników rzeczywistych pomiarów, wykonanych na pracującym transformatorze.

Na podstawie danych w tabeli 3 stwierdzono, że szacowana niepewność wyznaczania zmiany  $U(\text{tg}\delta)=0,02$  % będzie wystarczająca dla identyfikacji poziomów granicznych, których przekroczenie powinno powodować wysłanie przez moduł monitoringu sygnału ostrzegawczego lub alarmowego. Warunkiem jest zastosowanie właściwych kondensatorów w konstrukcji sondy pomiarowej.

**Sprawdzono wysyłanie ostrzeżeń i alarmów** zgodnie z wartościami progów z tabeli 2. Moduł wysyła ostrzeżenie po zidentyfikowaniu zwarcia jednej warstwy rdzenia przepustu. Sygnał alarmu jest wysyłany, gdy pojemność wzrasta powyżej 3,5 % wartości początkowej, a awarii gdy pojemność osiąga 5 % wartości początkowej. Dla przykładowego przepustu o parametrach podanych w punkcie 3 wartości te odpowiednio wynoszą 12, 21 oraz 38 pF z uwzględnieniem histerezy. Niepewność  $U(C_1)$ , osiągająca nawet 4 pF, jest wystarczająca dla zidentyfikowania przekroczenia powyższych progów.

**Wykonano charakterystykę pomiarową** układu SMT-102. W trakcie testów na stacji prób na przepust podawano napięcie o wartości do 135kV. Zarejestrowane, znaczne odkształcenie przebiegu skłoniło autora do przeprowadzenia ponownego sprawdzenia charakterystyki pomiarowej w innym laboratorium wysokonapięciowym. Rezultaty potwierdziły liniowość układu i jego przydatność do rejestracji przebiegów napięć. Wyznaczoną niepewnością standardową pomiarów napięcia  $u(V)$  na zacisku pomiarowym uwzględniono w budżecie niepewności pomiarów  $C_1$  w warunkach stacyjnych. Oscylogramy zarejestrowane w trakcie symulacji zaburzeń elektromagnetycznych potwierdziły przydatność urządzenia do identyfikacji i rejestracji zaburzeń łączeniowych. Zburzenia powstające w trakcie wyładowań atmosferycznych mogą być rejestrowane jedynie w ograniczonym zakresie.

Według wiedzy autora, identyfikacja i rejestracja przebiegów tego rodzaju zaburzeń w module monitoringu przepustów jest unikalnym, innowacyjnym rozwiązaniem, rozszerzającym funkcjonalność modułu monitoringu izolatorów przepustowych.

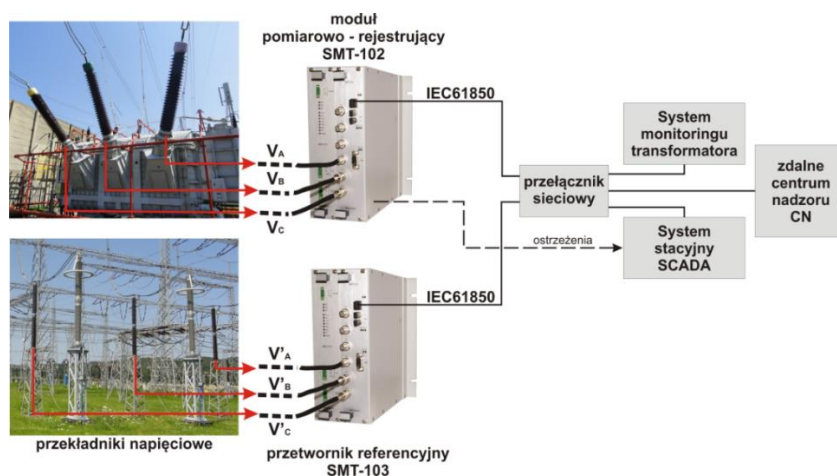
## 6. WDROŻENIE WYNIKÓW

### 6.1. Struktura modułu monitoringu

Na rysunku 7 pokazano usytuowanie poszczególnych komponentów modułu monitoringu i ich powiązania komunikacyjne z systemem TLM i systemem SSiN w zrealizowanym wdrożeniu.

W gniazdach pomiarowych przepustów umieszczono pojemnościowe sondy pomiarowe CPT-002. Napięcia z sond doprowadzono do SMT-102, zainstalowanego w szafce na kadzi monitorowanego transformatora. W tym podzespole zrealizowano wyznaczanie wskaźników izolacji oraz identyfikację, zliczanie i rejestrowanie przebiegów, którym poddawany jest izolator przepustowy. Zaimplementowano również rejestrację przebiegów oscylograficznych wykrytych zaburzeń.

W polu pomiarów napięć liniowych doprowadzonych do monitorowanych przepustów obu stron transformatora, umieszczono przetwornik referencyjny SMT-103 do pomiaru parametrów napięć liniowych, niezbędnych do korekcji asymetrii. SMT-103 przekazuje dane pomiarowe po łączu sieciowym do SMT-102.

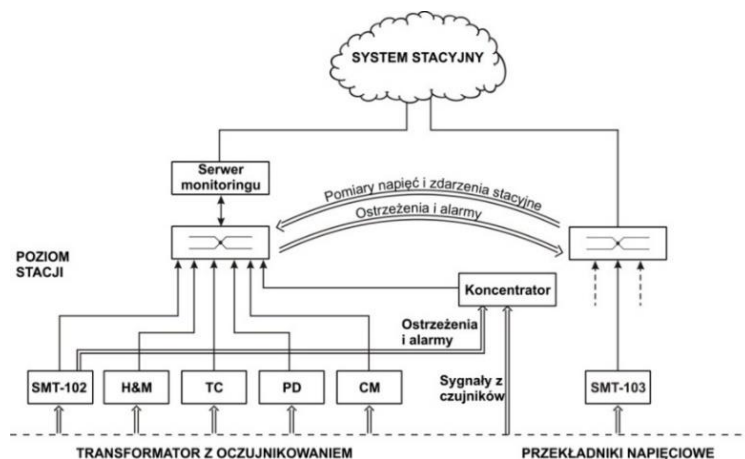


Rys. 7. Powiązania urządzeń i systemów w monitoringu on-line izolatorów przepustowych

Wartości parametrów, zarejestrowane przebiegi zakłóceń oraz informacje o przekroczeniu poszczególnych wartości kryterialnych są przekazywane do TLM. Ostrzeżenia, alarmy i informacje o przekroczeniu wartości kryterialnych są także przekazywane do SSiN.

### 6.2. Integracja z TLM oraz SSiN

Jak pokazano na rysunku 8, moduł monitoringu zintegrowano z TLM oraz SSiN. Umożliwia to wykorzystanie zasobów TLM do wieloletniego gromadzenia pomiarów i wyznaczonych wielkości.



Rys. 8. Integracja modułu monitoringu przepustów z TLM oraz SSiN

Serwer TLM odczytuje dane z czujnika zawartości wody i gazów w oleju (*H&M*), układu monitorowania przełącznika zaczepów (*TC*), układu monitorowania chłodzenia (*CM*), opcjonalnego układu monitorowania wyładowań niezupełnych (*PD*) oraz z modułu monitorowania izolatorów przepustowych (*SMT-102*). Poprzez koncentrator danych (*Koncentrator*) odczytywane są temperatury oleju, rdzenia oraz otoczenia. Z SSiN pobierane są wartości napięcia i moce z jakimi pracuje monitorowana jednostka. Do systemu stacyjnego są przekazywane ostrzeżenia i alarmy.

Integracja umożliwiła obserwację i porównanie zarejestrowanych zmian wskaźników izolacji w różnych przedziałach czasu, a także poniższe funkcjonalności:

- tworzenie rozbudowanych funkcji uwzględniających trendy zmian poszczególnych wskaźników izolacji oraz analizę przepięć docierających do przepustów transformatora,
- powiązanie obliczeń i analiz dotyczących przepustów z temperaturą górnej warstwy oleju, temperaturą otoczenia, obciążeniem transformatora,
- dostęp do informacji z monitoringu przepustów poprzez ekrany zbiorcze, wykresy i raporty,
- kierowanie ostrzeżeń i alarmów z modułu monitoringu bezpośrednio do systemu zarządzania siecią energetyczną w celu szybkiej reakcji na ewentualne zagrożenia.

### 6.3. Realizowane funkcje

W systemie TLM [66] zaimplementowano szereg poniższych funkcji monitoringu przepustów:

#### A. Monitorowanie aktualnych wartości i trendów zmian wskaźników izolacji

Na podstawie wskaźników izolacji przesyłanych do serwera, wyznaczana jest zmiana wartości  $C_1$  oraz  $tg\delta$  względem wartości początkowych. Jeśli wystąpi przekroczenie, to formułowana jest informacja o odnośnej zmianie w trakcie ostatnich 24 godzin. Ostrzeżenie będzie także wystawiane jeśli nastąpi wzrost  $C_1$  odpowiadający przebiciu jednej warstwy przepustu, zgodnie z wartościami w tabeli 3.

W tabeli 5 zamieszczono wartości poziomów ostrzegawczych, alarmowych i awaryjnych dla przepustu ERIP, zainstalowanego na stronie 400 kV o pojemności  $C_{1p}=500$  pF i  $tg\delta_p=0,3$  %

Tabela 5. Wartości progowe dla przekroczeń 24-ro godzinnych oraz od czasu badań off-line dla przepustów ERIP

Zmiana	tgδ [%](*)			C <sub>1</sub> [pF]		
	ostrzeżenie	alarm	awaria	ostrzeżenie	alarm	awaria
W ciągu 24 godzin	0,3	0,6	0,9	11	-	-
Od czasu badań pomontażowych	0,7	1,0	1,4	11	20	37

Uwaga (\*): Podano bezwzględne wartości przyrostu  $tg\delta$ , wyrażone w umownych, tzw. „jednostkach procentowych”.

#### B. Monitorowanie przepięć i dynamicznych zmian wskaźników izolacji.

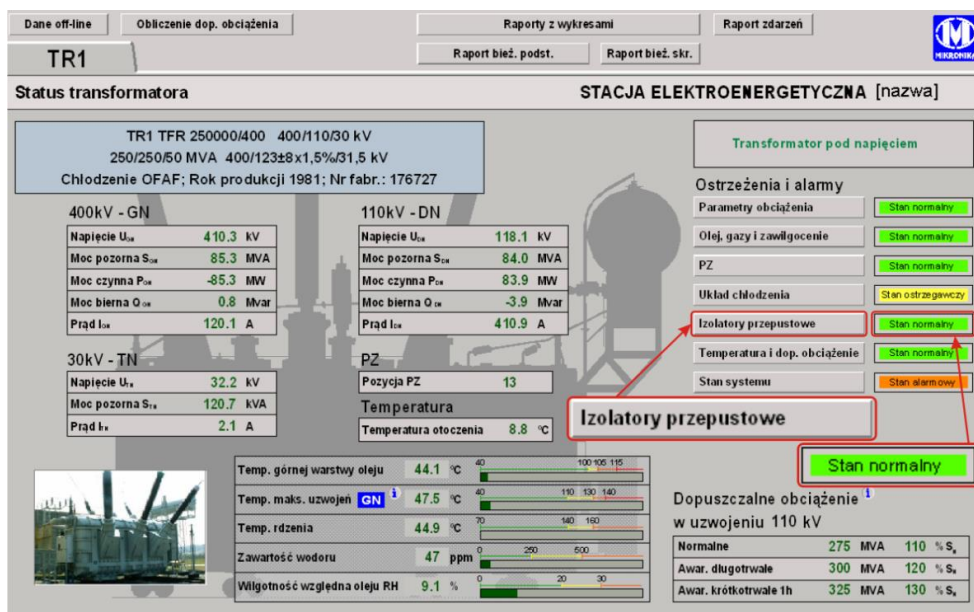
Wskutek przepięcia może dojść do punktowego zwarcia między ekranami rdzenia, co objawi się skokowym zwiększeniem pojemności  $C_1$ , skorelowanym z przepięciem. Jeśli w ciągu 60 sekund od wystąpienia przepięcia wystąpi wzrost  $C_1$  lub zmiana  $tg\delta$  przekraczająca wartość progową z tabeli 5, to ustawiany jest odpowiedni stan w bazie danych systemu i fakt ten jest zobrazowany na ekranie TLM.

#### C. Prezentacja stanu izolatorów przepustowych

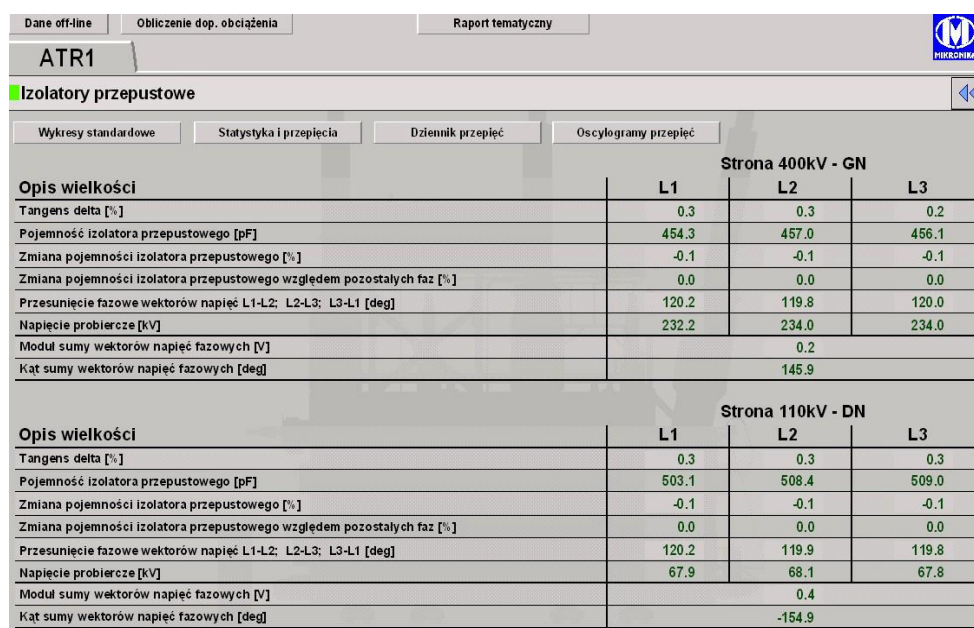
Na ekranie głównym „*Status transformatora*” na rysunku 9, zobrazowano zbiorczą sygnalizację stanu wszystkich podzespołów. Kolor zielony dowolnego pola oznacza poprawny stan komponentu. Jeśli nieprawidłowości można zakwalifikować jako stan ostrzegawczy, to pole sygnalizacyjne zmieni barwę na żółtą.

Jeśli nieprawidłowości mogą być niebezpieczne, to barwa zmieni się na alarmową - pomarańczową, sygnalizując potrzebę niezwłocznej reakcji obsługi. Kolor czerwony oznacza wykrycie awarii i konieczność wstrzymania pracy.

Z ekranu głównego wywołuje się okno tematyczne „*Izolatory przepustowe*”, przedstawione na rysunku 10. Pokazuje ono szczegółowe informacje dla przepustów strony GN i DN. Przekroczenie wartości kryterialnych, a także wysłanie odnośnych komunikatów do SSiN jest sygnalizowane odpowiednim kolorem pola wartości.



Rys. 9. Główne okno „Status transformatora” w systemie monitoringu transformatorów SYNDIS ES



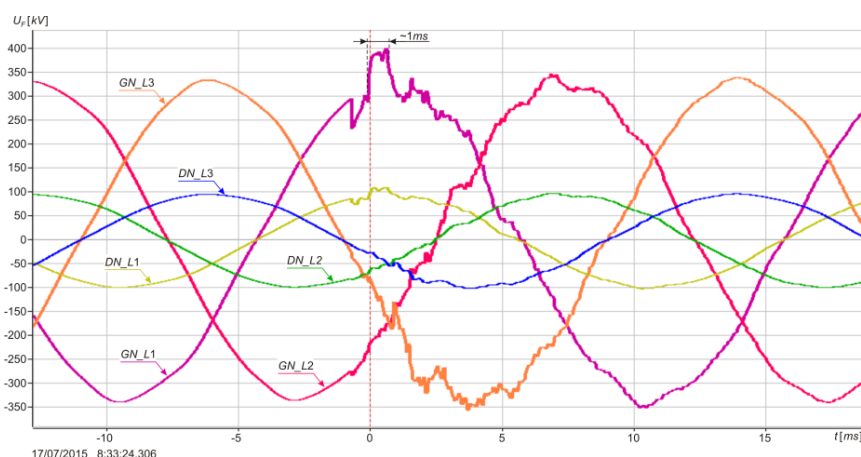
Rys. 10. Okno tematyczne „Izolatory przepustowe” w systemie monitoringu SYNDIS ES

Gdzie:

- *Tangens delta* [%]; są to wartości względne chwilowe.
- *Pojemność izolatora przepustowego* [pF]; są to względne chwilowe wartości  $C_1$ , wyrażone w [pF].
- *Zmiana pojemności izolatora przepustowego względem pozostałych faz* [%].
- *Przesunięcie fazowe wektorów napięć* – aktualne wartości przesunięć kątowych wektorów napięć zmierzone przez przetwornik referencyjny, wykorzystywane do diagnostyki modułu monitoringu.
- *Napięcie probiercze* [kV]; wartości skuteczne napięć fazowych na zaciskach liniowych przepustów
- *Moduł i kąt sumy wektorów napięć fazowych* [V]; wartości z napięć na zaciskach pomiarowych

Możliwe jest przedstawienie różnych wielkości na jednym wykresie. Przykłady takich wykresów zestawiających kilkudniowe przebiegi zmian wartości  $C_1$ ,  $\text{tg}\delta$ , napięcia międzyfazowego  $U$ , mocy czynnej  $P$  wraz ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju  $T_{gw}$  i temperatury otoczenia  $T_z$ , pokazano w dalszych punktach niniejszego opracowania.

Polecenie *Statystyka i przebiegi* prezentuje dane dotyczące przebiegów. *Dziennik przebiegów* pozwala wyselekcjonować odnośne zapisy. Poleceniem *Oscylogramy przebiegów* wybiera się rejestrację zaburzenia z listy zarejestrowanych przebiegów, wykonanie jego wykresu i dalszą analizę w specjalistycznym oprogramowaniu „Analizator”. Przykład wykresu przebiegu pokazano na rysunku 11.

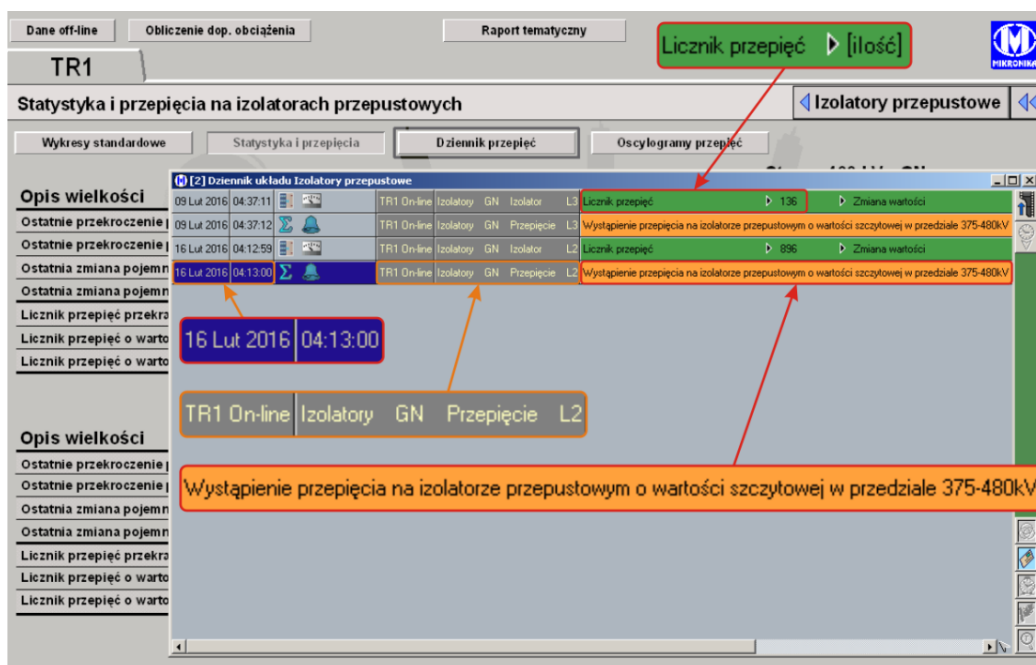


Rys. 11 Przykład wykresu przebiegu w systemie monitoringu

#### D. Dziennik zdarzeń

Poniższe informacje dotyczące zidentyfikowanych zdarzeń odnoszących się do izolatorów przepustowych są dostępne w tak zwanym „Dzienniku zdarzeń”, pokazanym na rysunku 12:

- data i czas zdarzenia oraz informacja o stronie i fazie transformatora,
- wartość wykrytej zmiany wartości liczników przebiegów,  $C_1$ ,  $tg\delta$ ,
- treść wszystkich komunikatów wygenerowanych przez TLM.



Rys. 12. Zapisy w dzienniku zdarzeń w systemie monitoringu, dotyczące przebiegów

#### E. Wysyłanie alarmów i ostrzeżeń

Przekroczenie wartości progowej powoduje wpis do bazy danych TLM. Pozwala to na edycję i wysłanie odnośnego sygnału ostrzeżenia, alarmu lub awarii do SSiN.

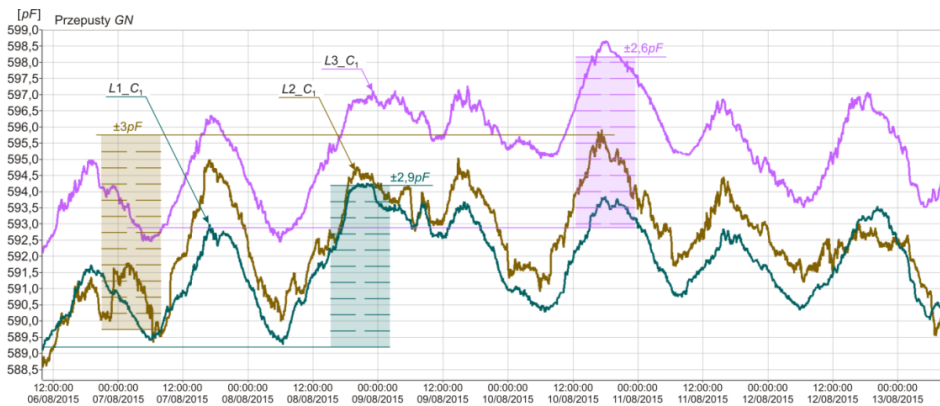
## 7. ANALIZA POMIARÓW W WARUNKACH RZECZYWISTYCH

### 7.1. Niepewność rzeczywistych pomiarów $C_1$ i $tg\delta$ na stacji

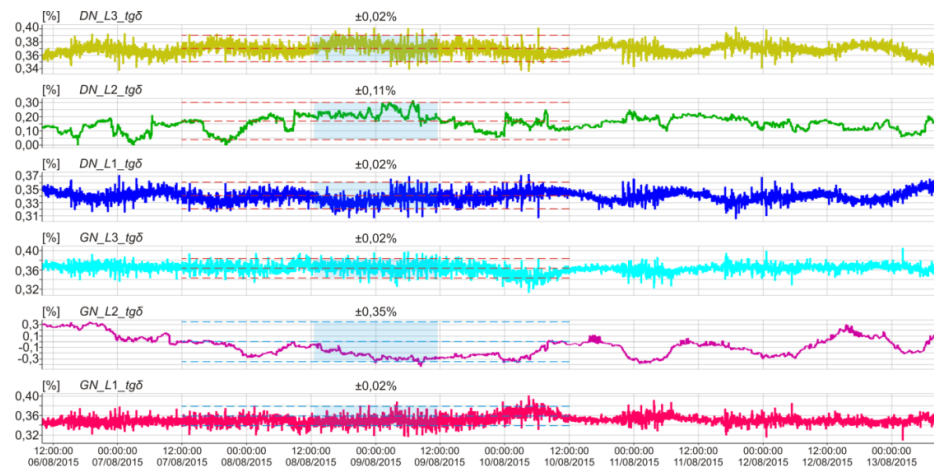
Dla zarejestrowanych pomiarów pojemności  $C_1$  oraz  $tg\delta$  dla różnego rodzaju przepustów pracujących w dwóch autotransformatorach wyznaczono niepewność rozszerzoną pomiarów  $U(C_1)$  oraz  $U(tg\delta)$ . Obliczenia przeprowadzono na 7-dniowych zbiorach danych, zebranych w różnych warunkach atmosferycznych i obciążeniowych. Uzyskane wyniki zestawiono w tabeli 6 w kolumnach „7 dni”.

**Wg wykonanych oszacowań niepewność pomiarów  $tg\delta$  miała wynosić 0,02 %, a dla  $C_1$  miała nie przekraczać 3 pF, zakładając kalibrację układu pomiarowego.**

Rysunek 13 pokazuje przykładowe przebiegi  $C_1$  dla przepustów RIP typu RTKF 420-1550/1200, zainstalowanych po stronie górnego napięcia (GN) z zaznaczonymi niepewnościami poszczególnych pomiarów. Na rysunku 14 pokazano przebiegi  $tg\delta$  zarejestrowane w analogicznym przedziale czasu.



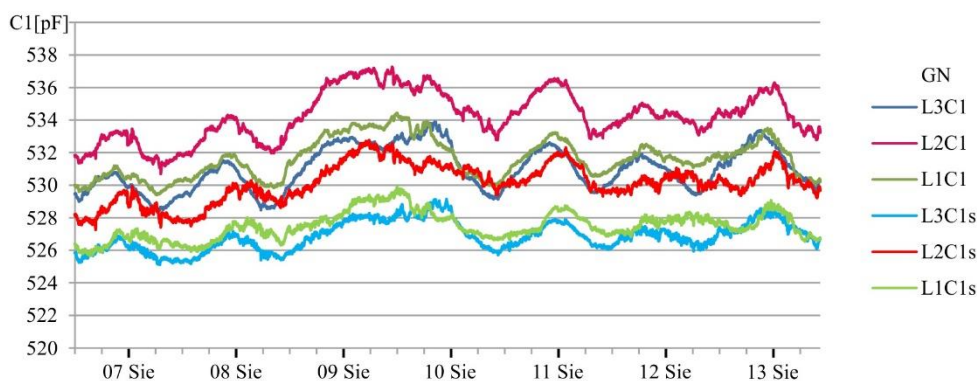
Rys. 13. Przebiegi  $C_1$  zarejestrowane dla przepustów strony GN w pracującym układzie monitoringu



Rys. 14. Przebiegi  $tg\delta$  dla izolatorów przepustowych strony DN i GN w pracującym układzie

Jak wykazano w trakcie prób laboratoryjnych, temperatura wpływa na właściwości pomiarowe sondy. Wpływ ten szczególnie objawia się we fluktuacjach pomiaru  $C_1$ . Oceniono zatem, w jaki sposób przekłada się ten wpływ na wyniki pomiarów oraz skorygowano zmierzone wartości pojemności zgodnie z wyznaczonymi współczynnikami temperaturowymi sond. Przebiegi  $C_1$  dla strony DN oraz  $C_{1s}$  - po skorygowaniu wpływu sond, pokazano na rysunku 15. Dla tak uzyskanych przebiegów  $C_{1s}$  wyznaczono niepewności rozszerzone  $U(C_{1s})$ . Zebrano je także w tabeli 6, zaznaczając niebieskim tłem. Podobieństwo przebiegów  $C_1$  oraz przebiegów skorygowanych  $C_{1s}$  potwierdziły obliczone współczynniki korelacji liniowej Pearsona.





Rys. 15. Przebiegi  $C_1$  oraz wyznaczone przebiegi  $C_{1s}$  dla przepustów strony GN

Fluktuacje wartości  $\text{tg}\delta$  wykazują mniejszą zmienność lub występują w krótszych okresach czasu. W związku z powyższym, wyznaczono  $U(C_1)$  oraz  $U(\text{tg}\delta)$  dla danych z 10-minutowych przedziałów czasu, wybranych w taki sposób, aby temperatura zewnętrzna  $T_z$  i temperatura górnej warstwy oleju nie zmieniały się o więcej niż  $0,2^\circ\text{C}$ . Uzyskane wyniki zestawiono także w tabeli 6, w kolumnach „10 min”.

Dla pomiarów wskaźników izolacji w warunkach laboratoryjnych uzyskano niepewność  $U(C_1) = 0,3 \text{ pF}$  oraz  $U(\text{tg}\delta) = 0,01$ . W kolumnach „7dni” pokazano niepewności  $U(C_1)$  uzyskane w warunkach rzeczywistych dla okresów 7- dniowych. W niektórych seriach pomiarowych są one większe co najmniej kilkukrotnie od niepewności w warunkach laboratoryjnych. Jednak jedynie w kilku przypadkach przekraczają prognozowaną niepewność 3pF.

Niepewności  $U(C_{1s})$  pokazane na niebieskim tle, czyli uzyskane w wyniku skorygowania temperaturowych właściwości sond, wyznaczone dla tych samych okresów, wykazują niepewność mniejszą o około 30-40 % w stosunku do przebiegów nieskorygowanych. Poza jednym przypadkiem,  $U(C_{1s})$  zmniejszyła się na tyle, że osiągnęła wartości znacznie poniżej oczekiwanej niepewności 3 pF.

Tabela 6. Niepewność pomiarów  $C_1$  oraz  $\text{tg}\delta$  w warunkach rzeczywistych

ATR	Strona rodzaj	Typ przepustu	ID danych	$U(C_1)$ [pF]						$U(\text{tg}\delta)$ [%]						
				7 dni			10 min			7 dni			10 min			
				L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
MO	400kV	RTF 420-1675/1000-KSI	M_30sty15	1,8	1,4	1,5	0,5	0,4	0,3	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze15	3,8	2,8	3,1	0,4	0,4	0,4	0,04	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	
			M_6sie15	2,8	2,6	2,8	1,0	0,5	0,4	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	
	110kV	DMB-OA 123-550/2500	M_30sty15	1,2	0,8	0,8	0,4	0,2	0,2	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze15	1,6	1,6	1,3	0,4	0,3	0,3	0,08	0,08	0,13	0,04	0,04	0,04	
			M_6sie15	1,1	1,4	1,5	0,2	0,3	0,7	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	
MO	400kV	COT 1425/1000	M_20maj14	1,6	1,5	1,7	0,3	0,3	0,4	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze14	1,7	1,7	1,7	0,2	0,2	0,2	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	
			M_10cze14	1,9	1,9	2,0	0,3	0,3	0,3	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	
	110kV	COT 550/2050	M_20maj14	1,4	1,8	1,9	0,4	0,4	0,5	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	
			M_03cze14	1,5	2,0	2,1	0,2	0,3	0,3	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	
			M_10cze14	1,8	2,1	2,0	0,3	0,4	0,3	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	
RG	400kV	RTKF 420-1550/1200	RG_28cze15	2,9	3,5	3,0	0,1	0,2	0,1	0,02	0,29	0,02	0,02	0,02	0,02	
			R_06sie15	2,9	3,0	2,6	0,1	0,1	0,1	0,02	0,35	0,02	0,01	0,06	0,01	
	110kV	RTKF 245-1050/2000	RD_28cze15	2,2	2,6	2,6	0,2	0,1	0,1	0,03	0,31	0,03	0,02	0,01	0,02	
			R_06sie15	2,9	3,1	2,7	0,1	0,1	0,1	0,02	0,11	0,02	0,02	0,02	0,02	
				2,6	2,4	1,8										

Niepewności  $U(C_1)$  są większe jedynie w kilku przypadkach od niepewności oczekiwanej w warunkach stacyjnych. Po skorygowaniu wpływu temperatury na sondy, niepewności te – poza jednym przypadkiem - mieszczą się w zakresie wartości oczekiwanych. Niepewności  $U(\text{tg}\delta)$  dla pomiarów wykonanych w tych samych warunkach rzeczywistych są na ogół większe dwu-, trzy-, lub nawet czterokrotnie od niepewności uzyskanych w warunkach laboratoryjnych.

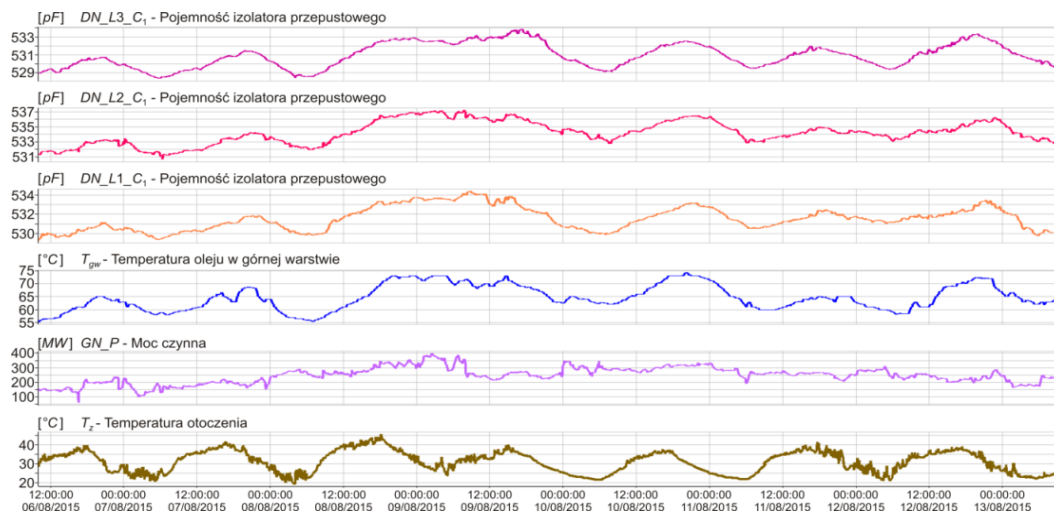
Wartości pomiarów  $C_1$  wykonanych w stabilnych warunkach zewnętrznych i przy stabilnym obciążeniu wykazują maksymalną niepewność  $U(C_1) = 0,5 \text{ pF}$ . Jest to co prawda o kilkadziesiąt procent więcej niż otrzymano w warunkach laboratoryjnych, ale znacznie poniżej oczekiwanej niepewności pomiaru  $U(C_1)$  w warunkach stacyjnych.

Niepewności pomiarów  $U(\text{tg}\delta)$  wykonanych w stabilnych warunkach są w 10 seriach pomiarowych na zbadanych 48 serii takie same jak przewidywane niepewności w warunkach stacyjnych. W 3. seriach są one większe, nie więcej jednak niż dwukrotnie. W 34. seriach pomiarowych uzyskano wyniki lepsze niż wyniki oczekiwane. Jedną serię pomiarową, zaznaczoną żółtym kolorem, wyłączono z powyższej analizy z uwagi na wyniki znacznie odbiegające od pozostałych.

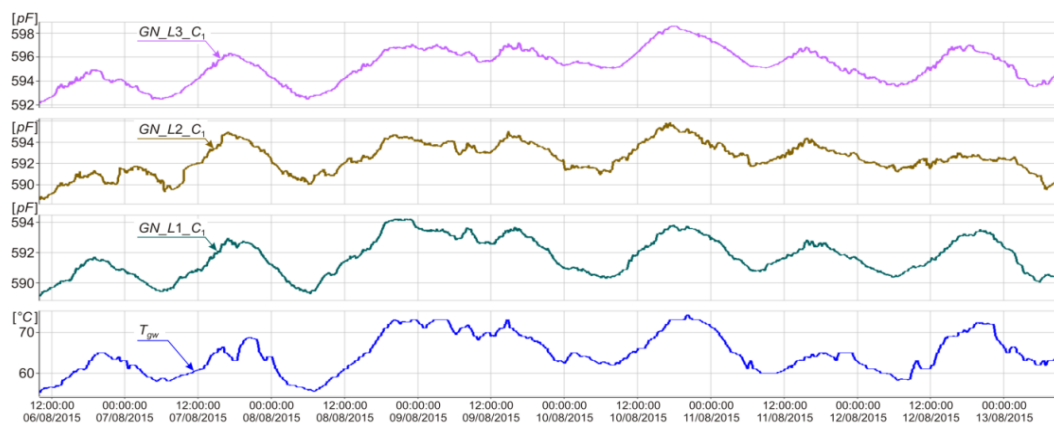
**Przyczyną znacznie większego rozrzutu wyników pomiarów wskaźników izolacji w dłuższych okresach pomiarowych w warunkach rzeczywistych, może być wpływ temperatury, zmiany obciążenia autotransformatora, a także zakłócenia występujące w układzie pomiarowym.**

## 7.2. Wpływ temperatury na wskaźniki izolacji

Rysunek 16 przedstawia przebiegi  $C_1$  dla przepustów DN, łącznie z temperaturami  $T_z$  oraz  $T_{gw}$ . Rysunek 17 pokazuje przebieg  $T_{gw}$  oraz przebiegi  $C_1$  dla izolatorów GN. Występuje podobieństwo przebiegów pojemności  $C_1$  z przebiegiem  $T_{gw}$  i brak podobieństwa zarówno z przebiegiem  $T_z$ .



Rys. 16. Zarejestrowane przebiegi  $C_1$  dla przepustów strony DN



Rys. 17. Zarejestrowane przebiegi  $C_1$  dla przepustów strony GN wraz z temperaturą  $T_{gw}$

Wyznaczone współczynniki „K” korelacji wzajemnej Pearsona pokazane w tabeli 7 potwierdziły powyższe spostrzeżenia, także dla skorygowanych przebiegów pojemności  $C_{1s}$ .

Tabela 7. Korelacja pomiarów  $C_1$  dla przepustów GN/DN, z temperaturą górnej warstwy oleju  $T_{gw}$  oraz zewnętrzną  $T_z$

przebieg	A	C	E	F	K(A,E)	zg. A i E	K(C,E)	zg. C i E	K(A,F)	zg. A i F
DN	L3C <sub>1</sub>	L3C <sub>1s</sub>	$T_{gw}$	$T_z$	<b>0,90</b>	silna	<b>0,80</b>	znaczna	<b>0,45</b>	umiarkowana
	L2C <sub>1</sub>	L2C <sub>1s</sub>			<b>0,89</b>	silna	<b>0,73</b>	znaczna	<b>0,23</b>	słaba
	L1C <sub>1</sub>	L1C <sub>1s</sub>			<b>0,85</b>	silna	<b>0,65</b>	znaczna	<b>0,38</b>	słaba
GN	L3C <sub>1</sub>	L3C <sub>1s</sub>			<b>0,88</b>	silna	<b>0,75</b>	znaczna	<b>0,35</b>	słaba
	L2C <sub>1</sub>	L2C <sub>1s</sub>			<b>0,77</b>	znaczna	<b>0,62</b>	znaczna	<b>0,41</b>	umiarkowana
	L1C <sub>1</sub>	L1C <sub>1s</sub>			<b>0,93</b>	b. silna	<b>0,91</b>	b. silna	<b>0,50</b>	umiarkowana

Gdzie:

K(A,E) - korelacje między przebiegami zarejestrowanymi  $C_1$ , a temperaturą górnej warstwy oleju  $T_{gw}$

K(C,E) - korelacje między przebiegami skorygowanymi  $C_{1s}$ , a temperaturą górnej warstwy oleju  $T_{gw}$

K(A,F) - korelacje między przebiegami  $C_1$ , a temperaturą zewnętrzną  $T_z$

Korelacje  $C_1$  z  $T_{gw}$  mają w dwóch przypadkach nieznacznie wyższą wartość dla przepustów strony DN niż dla strony GN. Zależność ta występuje dla przebiegów mierzonych i skorygowanych. Dla korelacji  $C_1$  z  $T_z$  występują nieco wyższe wartości dla przepustów strony GN niż dla strony DN.

Inny obraz zależności  $C_1$  od temperatury uzyskano w okresie wysokich temperatur otoczenia w lecie, gdy pracował układ chłodzenia transformatora. Występowała wtedy bardzo wyraźna zależność zmian pojemności od temperatury zewnętrznej  $T_z$ , ale widoczny był również wpływ  $T_{gw}$ .

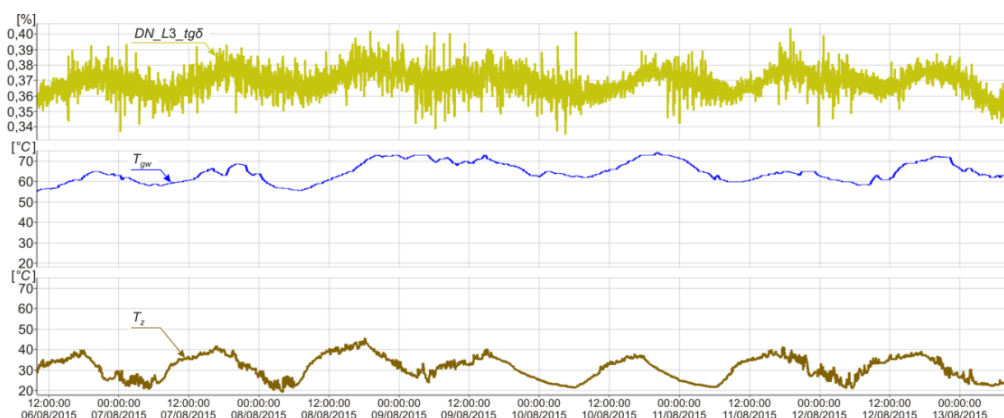
Nie można określić, czy silniej na zmiany  $C_1$  wpływa temperatura  $T_z$ , czy  $T_{gw}$  określająca warunki termiczne wynikające z obciążenia transformatora. Temperatura  $T_z$  określa zewnętrzne warunki temperaturowe wpływające na odbieranie ciepła, a zatem także na zmiany temperatury przepustów.

Na bilans cieplny przepustu wpływa również siła wiatru, nasłonecznienie, wilgotność powietrza, a także funkcjonowanie układu chłodzenia. We wszystkich przeanalizowanych przypadkach korelacja zmian pojemności  $C_1$  ze zmianami temperatury jest silniejsza dla przepustów DN niż GN. Przepusty DN mają mniejsze gabaryty niż przepusty GN, a zatem ich chłodzenie jest mniej podatne na wpływ warunków zewnętrznych. Ponadto proporcjonalnie większa ich część jest zanurzona w oleju znajdującym się w kadzi transformatora, co zwiększa ich izolację od warunków zewnętrznych.

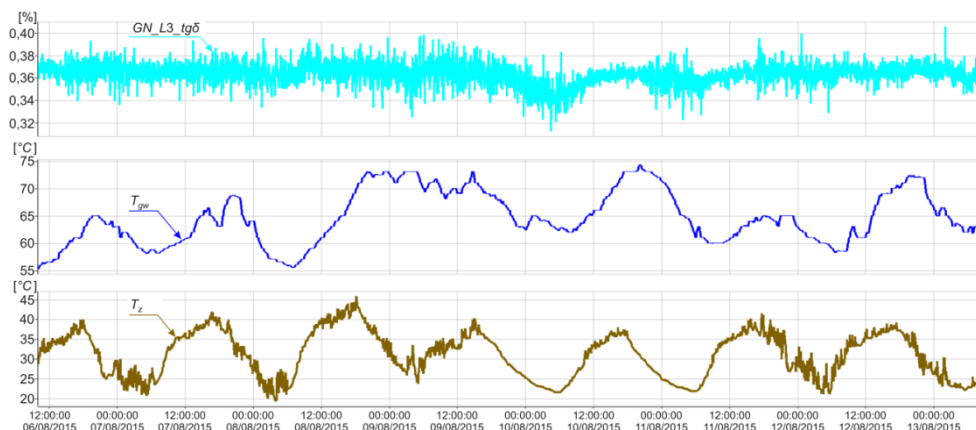
Wprowadzona korekta, wynikająca z wpływu temperatury na właściwości sondy, nie zniekształca mierzonych przebiegów ani nie wpływa na wzajemne relacje pojemności między przepustami zainstalowanymi na tej samej stronie transformatora i pracującymi w tych samych warunkach.

Na rysunku 18 oraz 19 pokazano przebiegi wartości  $\text{tg}\delta$  dla przepustu fazy L3, odpowiednio strony DN oraz GN wraz ze zmianami temperatury górnej warstwy oleju  $T_{gw}$  oraz temperatury otoczenia  $T_z$ .

Dla izolatora strony DN występuje zauważalny związek zmian  $T_{gw}$  ze zmianami  $\text{tg}\delta$ . Dla strony GN można zaobserwować jedynie niewielki związek zmian  $\text{tg}\delta$  ze zmianami temperatury, przy czym nie można jednoznacznie określić czy dotyczy on  $T_{gw}$  czy  $T_z$ .



Rys. 18. Przebieg zmian temperatur  $T_{gw}$ ,  $T_z$  oraz  $\text{tg}\delta$  (DN\_L3\_tgδ) dla przepustu L3 strony DN



Rys. 19. Przebieg zmian temperatur  $T_{gw}$ ,  $T_z$  oraz  $tg\delta$  ( $GN\_L3\_tg\delta$ ) dla przepustu L3 strony GN

W rejestracjach w okresie letnim, dla przepustów DN nie stwierdzono zależności zmian wartości  $tg\delta$  od  $T_z$ . Nie uwidaczniają się także drobne fluktuacje  $T_{gw}$ , wynikające z pracy układu chłodzenia. Dla przebiegów strony GN dostrzega się zauważalny wpływ  $T_z$  na przebieg wartości  $tg\delta$  i brak wpływu  $T_{gw}$ .

Wpływ temperatury na pomiar  $tg\delta$  nie jest tak znaczący jak na pomiar  $C_1$ . Wynika to z tego, że wpływ ten uwidoczni się wyraźniej dopiero w przypadku monitorowania zdegradowanych izolatorów olejowych o podwyższonym zawilgoceniu [3,4]. Jednakże w wielu przypadkach dla pomiarów 7. dniowych uzyskano niepewność pomiaru  $U(tg\delta)$  przekraczającą wartość oczekiwaną 0,02 % więcej niż o połowę. Przyjęto zatem, że należy przeanalizować możliwość skompensowania wpływu temperatury przepustu na wskaźniki jakości izolacji, a tym samym poprawy ich jakości.

## 8. KOREKCJA WPŁYWU TEMPERATURY

W pomiarach off-line koryguje się wyniki pomiarów wskaźników izolacji, korzystając z katalogowych współczynników korekcyjnych. Wyniki pomiarów w trybie on-line również pokazują zależność  $C_1$  oraz  $tg\delta$  od temperatury. Przykładowo, zobrazowane na rysunkach 16 i 17 zmiany temperatury o 20 °C powodują zmiany  $C_1$  o ok. 4pF. Fluktuacje wskaźników izolacji wywołane zmianami temperatury przepustu mogą prowadzić do fałszywych ostrzeżeń i alarmów, co drastycznie obniża zaufanie do tych systemów. Uzasadnia to sens wprowadzenia korekty temperaturowej również w monitoring on-line. Poniżej przedstawiono opracowaną metodę wprowadzenia takiej korekty.

### 8.1. Wpływ temperatury na pomiary pojemności $C_1$

Przyjęto, że zależność wartości  $tg\delta$  od zmiany temperatury izolatora przepustowego można opisać zależnością wynikającą z prawa Arrheniusa [4].

$$tg\delta(T) = tg\delta(T_0)e^{-\lambda_\delta(T-T_0)}, \quad (8.1)$$

gdzie:

$tg\delta(T)$  - wartość  $tg\delta$  przy bieżącej temperaturze  $T$ ,

$tg\delta(T_0)$  - wartość  $tg\delta$  przy początkowej temperaturze odniesienia  $T_0$ ,

$\lambda_\delta$  - współczynnik korekcyjny dla współczynnika stratności dielektrycznej

Pojemność całkowita przepustu jest związana ze współczynnikiem  $tg\delta$  następująco:

$$C = \frac{I_r}{\omega U tg\delta}, \quad (8.2)$$

gdzie:

$C$ - pojemność całkowita przepustu,

$I_r$ - składowa czynna prądu wpływającego do pojemności  $C$ ,

$\omega$ - pulsacja,

$U$ - napięcie fazowe,

$tg\delta$  – współczynnik strat dielektrycznych przepustu.

Traktując  $C_1$  jako ekwiwalent całkowitej pojemności przepustu otrzymujemy zależność opisującą wpływ zmian temperatury górnej warstwy oleju na pojemność  $C_1$ :

$$C_{1(T_{gw})} = \frac{C_{1(0)}}{e^{-\lambda_c(T_{gw}-T_{gw(0)})}}, \quad (8.3)$$

gdzie:

- $C_{1(T_{gw})}$  - pojemność  $C_1$  w bieżącej temperaturze górnej warstwy oleju  $T_{gw}$ ,
- $C_{1(0)}$  - pojemność  $C_1$  w temperaturze odniesienia dla górnej warstwy oleju  $T_{gw(0)}$ ,
- $\lambda_c$  - współczynnik korekcyjny dla pojemności  $C_1$ ,
- $T_{gw}$  - bieżąca temperatura górnej warstwy oleju,
- $T_{gw(0)}$  - temperatura odniesienia dla temperatury górnej warstwy oleju,
- $\text{tg}\delta_0$  - wartość współczynnika strat dielektrycznych w temperaturze odniesienia  $T(0)$ .

Nie jest znana wartość rzeczywistej temperatury przepustu ani wartość całkowitej pojemności przepustu. Wartość  $C_1$  jest obarczona liniowym błędem temperaturowym wprowadzanym przez sondę pomiarową, zatem we wzorze (8.3) wprowadzono współczynnik korekcyjny  $\lambda_c$ . Po przekształceniu zależności (8.3) uzyskano zależność dla współczynnika korekcyjnego  $\lambda_c$ :

$$\lambda_c = -\frac{\ln\left(\frac{C_{1(0)}}{C_{1(T_{gw})}}\right)}{T_{gw}-T_{gw(0)}}, \quad (8.4)$$

Dysponując rzeczywistymi pomiarami  $C_1$  oraz skorygowanymi pomiarami  $C_{1s}$ , zarejestrowanymi w ciągu kilku dni, wyznaczono skompensowane wartości  $C_{1k}$  w poniższych krokach:

- a) Wyznaczono współczynniki  $\lambda_c$ , uśredniając wartości otrzymane z zależności (8.4).
- b) Stosując zależność (8.3), wyliczono hipotetyczne wartości próbek  $C_{1s}(T_{gw}, -\lambda_c)$ . Jako wartość  $C_{1s(0)}$  przyjęto uśrednioną wartość z okresu pierwszych 10 minut rejestracji, eliminując przypadkowe zmiany pojemności. Dzięki zastosowaniu współczynnika  $(-\lambda_c)$  we wzorze (8.3), uzyskano przebieg kompensacyjny o odwrotnym przebiegu zmian pojemności  $C_{1s}$  w stosunku do zmian rzeczywistych.
- c) Skompensowano zmiany temperatury w próbkach pojemności  $C_{1s}$  za pomocą zależności:

$$C_{1k} = [C_{1s} + C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)]/2, \quad (8.5)$$

gdzie:

- $C_{1k}$  - skompensowana wartość pojemności  $C_1$  dla temperatury  $T_{gw}$ ,
- $C_{1s}$  - wartość pojemności  $C_1$  skorygowana o wpływ temperatury na sondę,
- $C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)$  - wyznaczona wartość pojemności  $C_{1s}$  przy temperaturze  $T_{gw}$ ,
- $T_{gw}$  - bieżąca temperatura górnej warstwy oleju,
- $T_{gw(0)}$  - temperatura odniesienia dla górnej warstwy oleju.

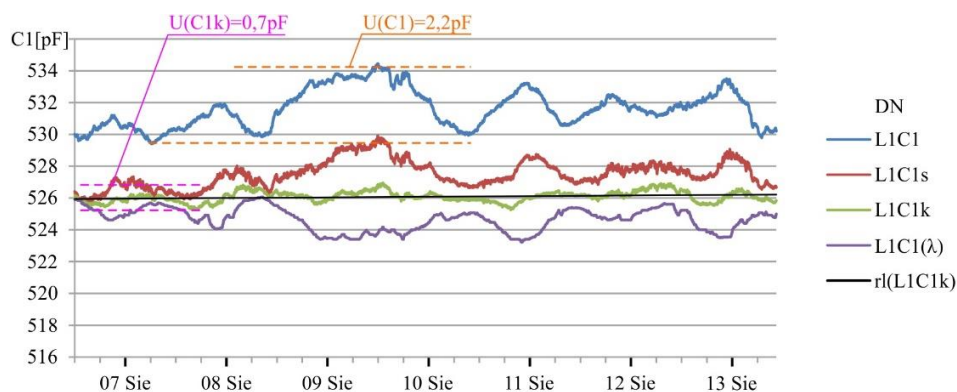
W tabeli 8 zestawiono obliczone niepewności dla przebiegów  $C_{1k}$  oraz współczynniki  $\lambda_c$ . Na rysunku 20 przedstawiono przykładowy wykres  $C_{1s}$ ,  $C_{1k}$ ,  $C_{1s}(T_{gw}, \lambda_c)$ ,  $T_{gw}$  obrazujący uzyskane efekty.

Tabela 8. Niepewności  $U(C_1)/U(C_{1k})$  oraz współczynniki  $\lambda_c$  dla skorygowanych temperaturowo zmian pojemności  $C_1$ .

ATR	Strona	Typ przepustu	ID danych	Symbol danych	$U(C_i)$ [pF]		
	rodzaj				7 dni		
					L1	L2	L3
R	400 kV RIP	RTKF 420-1550/1200	RG_28cze15	$C_1$	2,9	3,5	3,0
				$C_{1s}$	2,0	2,7	2,1
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,6	1,0	0,7
				$\lambda_c$	0,00043	0,00044	0,00045
			R_06sie15	$C_1$	2,6	3,0	2,9
				$C_{1s}$	1,6	2,3	2,2
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,4	1,1	0,9
				$\lambda_c$	0,00061	0,00074	0,00048
	110 kV RIP	RTKF 245-1050/2000	RD_28cze15	$C_1$	2,2	2,6	2,6
				$C_{1s}$	1,4	1,9	1,8
				$C_{1(\lambda_c)}$	0,7	0,8	0,6
			R_06sie15	$\lambda_c$	0,00043	0,00040	0,00041
				$C_1$	2,9	3,1	2,7
				$C_{1s}$	2,6	2,4	1,8
			$C_{1(\lambda_c)}$	0,7	0,9	0,6	
			$\lambda_c$	0,00042	0,00064	0,00047	

Gdzie:	
$U(C_1)$	- niepewność rozszerzona wyników pomiarów pojemności przepustów
$L1, L2, L3$	- izolatory przepustowe
$C_1$	- niepewność odczytanych pomiarów pojemności $C_1$
$C_{1s}$	- niepewność pomiarów pojemności z uwzględnieniem korekty wpływu sondy
$C_{1(\lambda c)}$	- niepewność pomiarów pojemności po korekcie temperaturowej
ID danych	- identyfikator pliku danych

Po wprowadzeniu kompensacji zaobserwowano we wszystkich przypadkach co najmniej dwukrotne, a w niektórych przypadkach trzykrotne, zmniejszenie fluktuacji wartości pojemności  $C_{1s}$ . Niepewności rozszerzone wyznaczone dla skompensowanych przebiegów potwierdzają powyższe obserwacje. Zasada ta nie znajduje potwierdzenia dla pomiarów zaznaczonych żółtym kolorem w tabeli 8, uzyskanych dla przepustu z wadliwym układem pomiarowym.



Rys. 20. Zmiany pojemności  $C_1$  ( $L1C_1$ ), zmiany w funkcji temperatury  $T_{gw}$  ( $DN\_L1\_C_1(T_{gw})$ ) oraz skorygowane zmiany  $C_1$  ( $DN\_L1\_C_{1k}$ ) dla przepustu fazy L1 strony DN

## 8.2. Wpływ temperatury na pomiary $tg\delta$

W analizowanych przebiegach można zaobserwować zależność drobnych zmian  $tg\delta$  od temperatury górnej warstwy oleju. Zatem analogicznie jak w przypadku zmian pojemności, dokonano korekty tych fluktuacji. Wykorzystano wprost zależność  $tg\delta$  od temperatury [4] otrzymując:

$$tg\delta(T_{gw}) = tg\delta_{(0)} e^{-\lambda_{\delta}(T_{gw}-T_{gw(0)})}, \quad (8.6)$$

gdzie:

- $tg\delta(T_{gw})$  - wartość  $tg\delta$  w zależności od temperatury górnej warstwy oleju  $T_{gw}$ ,
- $tg\delta_{(0)}$  - wartość  $tg\delta$  przy temperaturze odniesienia dla górnej warstwy oleju  $T_{gw(0)}$ ,
- $\lambda_{\delta}$  - współczynnik korekcyjny dla pojemności  $tg\delta$ .

Postępując analogicznie jak w przypadku pojemności uzyskano poniższą zależność dla wyznaczenia współczynnika korekcyjnego  $\lambda_{\delta}$ , korzystając z rzeczywistych, zarejestrowanych wartości  $tg\delta$ .

$$\lambda_{\delta} = -\frac{\ln\left(\frac{tg\delta(T_{gw})}{tg\delta_{(0)}}\right)}{T_{gw}-T_{gw(0)}}, \quad (8.7)$$

Dysponując rzeczywistymi wartościami  $tg\delta$ , skorygowano te wartości, postępując analogicznie jak w powyższych krokach „a-c” dla korekty  $C_1$ . Jako wartość  $tg\delta_{(0)}$ , przyjęto uśrednioną wartość z pierwszych 10 minut rejestracji, aby wyeliminować przypadkowe zmiany  $tg\delta$ . W kroku „c” zastosowano poniższą zależność dla wyznaczenia skompensowanych wartości współczynnika strat dielektrycznych:

$$tg\delta_k = [tg\delta + tg\delta(T_{gw}, -\lambda_{\delta})]/2, \quad (8.8)$$

gdzie:

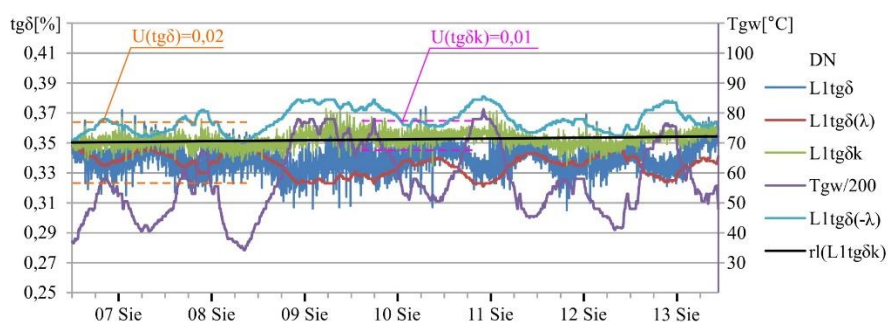
- $tg\delta_k$  - skompensowana wartość współczynnika strat dielektrycznych,
- $tg\delta$  - zmierzona wartość współczynnika strat dielektrycznych,
- $tg\delta(T_{gw}, -\lambda_{\delta})$  - wartość  $tg\delta$  w funkcji temperatury  $T_{gw}$  oraz współczynnika ( $-\lambda_{\delta}$ )

W tabeli 9 zestawiono współczynniki  $\lambda_\delta$ , niepewności  $U(\text{tg}\delta)$  dla rzeczywistych pomiarów  $\text{tg}\delta$  oraz  $U(\text{tg}\delta_k)$  dla skorygowanych temperaturowo pomiarów  $\text{tg}\delta$ .

Tabela 9. Niepewności  $U(\text{tg}\delta)_{0,95} / U(\text{tg}\delta_k)_{0,95}$  skorygowanych temperaturowo zmian  $\text{tg}\delta$  oraz wyznaczone współczynniki  $\lambda_\delta$ .

ATR	Strona/ rodzaj	Typ przepustu	dane	niepewność/ współczynnik	miano	7 dni		
						L1	L2	L3
R	400 kV /RIP	RTKF 420- 1550/1200	RG_28cze15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,01	-	0,01
			współczynnik	$\lambda_\delta$	-	0,0064	-	-0,0031
			R_06sie15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,02	-	0,01
			współczynnik	$\lambda_\delta$	-	0,0042	-	-0,0025
	110 kV /RIP	RTKF 245- 1050/2000	RD_28cze15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,03	-	0,03
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,02	-	0,02
			współczynnik	$\lambda_\delta$	-	0,0031	-	-0,0031
			R_06sie15	$U(\text{tg}\delta)$	[%]	0,02	-	0,02
			skorygowane	$U(\text{tg}\delta_k)$	[%]	0,01	-	0,01
			współczynnik	$\lambda_\delta$	-	0,0045	-	-0,0038

W pięciu przypadkach uzyskano niższe wartości niepewności  $U(\text{tg}\delta_k)$  od wartości oczekiwanych dla warunków stacyjnych. W dwóch przypadkach niepewność się zmniejszyła. W jednym przypadku  $U(\text{tg}\delta_k)$  nie uległa zmianie. Wprowadzona korekta ogranicza zatem fluktuacje przebiegów współczynnika strat dielektrycznych spowodowane jedynie zmianami temperatury. Rezultaty obliczeń zobrazowano na rysunku 21 dla przykładowej rejestracji z siedmiu dni.



Rys. 21. Skorygowany współczynnik  $DN_{LI\_tg\delta k}$  wraz z przebiegiem rzeczywistym  $DN_{LI\_tg\delta}$  i przebiegiem hipotetycznym ( $DN_{LI\_tg(\delta T_{gw})}$ ) w funkcji temperatury  $T_{gw}$ , a także przebieg temperatury  $T_{gw}/200$

Przedstawione metody korygują wpływ temperatury na mierzone wartości wskaźników izolacji. Umożliwia to pewniejsze zidentyfikowanie trwałych zmian  $C_1$  oraz  $\text{tg}\delta$  i wystawianie powiadomień jedynie w uzasadnionych sytuacjach. Nie należy jednak ograniczać się do analizy jedynie przebiegów skorygowanych. Tracimy wówczas ważny wskaźnik diagnostyczny, jakim jest zależność wpływu temperatury od wielkości zawilgocenia przepustu na zmiany wskaźników izolacji [4]. Porównywanie zmian  $C_1$  oraz  $\text{tg}\delta$  w kilku przepustach pracujących w tych samych warunkach może umożliwić wyselekcjonowanie zdegradowanego przepustu i podjęcie właściwych działań.

## 9. PODSUMOWANIE

W skonstruowanym i wdrożonym w praktyce module monitoringu wysokonapięciowych izolatorów przepustowych zastosowano pomiar pojemności  $C_1$  oraz  $\text{tg}\delta$  z uwzględnieniem asymetrii napięcia podawanego na zaciski liniowe

Opracowano metodę kalibracji i skalowania całego układu pomiarowego, korygującą także zmiany amplitudy i fazy wprowadzane przez stacyjne przekładniki napięciowe. Uzyskano bardzo szybką identyfikację bieżących zmian współczynników izolacji monitorowanych przepustów i skrócenie czasu reakcji na niepożądane zmiany, co zdecydowanie wyróżnia opracowany moduł od dotychczas spotykanych rozwiązań uśredniających dane w ciągu nawet jednej doby.

Integracja modułu monitoringu izolatorów przepustowych z systemem monitoringu on-line transformatora i systemem stacijnym umożliwiła przekazywanie powiadomień, ostrzeżeń i alarmów do systemu monitoringu i systemu stacyjnego. Opracowany system przekracza założenia funkcjonalne systemu monitoringu. Staje się systemem nadzoru, gdyż poprzez zestaw ostrzeżeń, alarmów, komentarzy i poleceń rejestrowanych w systemie stacijnym lub oddalonym systemie centralnym, umożliwia adekwatne reakcje służb dyspozytorskich.

Na podstawie przeprowadzonych testów określono wpływ temperatury na właściwości opracowanej sondy pomiarowej. Wyznaczono współczynniki temperaturowe dla kilku typów sond oraz przyjęto metodę wyznaczania temperatury do procedury korekcji uwzględniając temperaturę zewnętrzną i temperaturę górnej warstwy oleju.

Skonfrontowano z rzeczywistymi pomiarami wartości niepewności pomiarów wskaźników izolacji, wyznaczone w trakcie prób laboratoryjnych, a także teoretycznie oszacowane dla warunków stacyjnych. W odnośnych obliczeniach uwzględniono parametry przekładników stacyjnych i negatywny wpływ temperatury na sondy pomiarowe.

Wartości niepewności  $U(C_1)$  rzeczywistych pomiarów potwierdziły oczekiwaną wartość 3 pF. Niepewność pomiarów po kompensacji wpływu temperatury spadała poniżej 1pF. Oszacowano, że w warunkach stacyjnych moduł będzie mierzył współczynnik  $\text{tg}\delta$  z bezwzględną niepewnością pomiaru 0,02 %, w zakresie 0,2 do 2 %. Analiza rzeczywistych wyników potwierdziła to oszacowanie.

***Opracowany moduł pozwala na pomiary  $C_1$  oraz  $\text{tg}\delta$  z bardzo małą niepewnością, wystarczającą dla formułowania wiarygodnych sygnałów ostrzegawczych i alarmowych. Umożliwia to także opracowanie algorytmów do analizy niewielkich zmian wskaźników izolacji.***

Skonstruowany moduł monitoringu izolatorów przepustowych identyfikuje i rejestruje zaburzenia łączeniowe, występujące na zaciskach liniowych monitorowanych przepustów, a także gwałtowne zmiany pojemności przepustu wywołane przepięciem. Stanowi to istotne rozszerzenie algorytmu monitorowania przepustów. Napięcia na zaciskach pomiarowych w czasie przepięć są rejestrowane i zapamiętywane wraz z czasem wystąpienia zdarzenia. Zwiększa to funkcjonalność opracowanego rozwiązania.

Pojawiają się nowe technologie produkcji wysokonapięciowych izolatorów przepustowych. Poszukuje się materiałów umożliwiających tańsze, lżejsze i bardziej wytrzymałe konstrukcje. Zwiększają się wymagania związane z ochroną środowiska. Obserwujemy jednocześnie zmiany klimatyczne i towarzyszące im ekstremalne zjawiska pogodowe, intensywniej niż kiedyś wpływające na właściwości pracujących urządzeń i instalacji. Także wszelkie ograniczenia, zjawiska i nieznanne jeszcze skutki społeczne wywołane epidemią, której cały świat doświadcza od pewnego czasu, wywrą wpływ na rozwiązania w dziedzinie monitoringu on-line. Uzasadnione jest zatem usprawnianie dotychczasowych oraz tworzenie nowych metod monitorowania i nadzoru on-line, w tym także izolatorów przepustowych.

## 10. LITERATURA

W poniższym spisie literatury odwołano się do 17. pozycji spośród 107. przytoczonych w pełnym tekście pracy.

- [1] Abeywickrama N., Benigtsson T., Penayo F., .. "Influence of temperature variation on transformer bushing monitoring", art. D1-104, 48 CIGRE e-Session, Paris 2020
- [2] CIGRE WG A2.44, "Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) systems", TR 630, September 2015
- [3] CIGRE WG A2.43, "Transformer Bushing Reliability", TR 755, February 2019
- [4] Соколов В.В., "Избранные труды", Издательский дом Автограф, Екатеринбург 2010
- [5] Egger D., Odermatt W., Dais A., "New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings", ABB Schweiz, Micafil, pap.A2-211, CIGRE 2012"
- [6] Ellis K., "Bushings for power transformers", Authorhouse, USA 2011
- [7] Gacek Z., "Wysokonapięciowa technika izolacyjna", PŚ, Gliwice 2006



- [8] Harlow J.H., "Electric power transformer engineering", ed. ISBN 0-8493-1704-5, 2004
- [9] IEEE Std C57.19.100-1995, "IEEE guide for application of power apparatus bushings", American National Standard Institute, IEEE Xplore
- [10] Mikulecky A., "Transformer bushings-failure case studies", International Colloquium Transformer Research and Asset Management", Dubrovnik, May 16-18, 2012
- [11] PN-EN 60137:2018, "Izolatory przepustowe na napięcia przemienne pow. 1000V", PKN, Warszawa 2018
- [12] PN-EN 60-255-21-1:1999, "Przełączniki elektroenergetyczne. Badania odporności na wibracje", PKN Warszawa 1999
- [13] PN-EN 60255-21-2:2000, "Przełączniki elektroenergetyczne. Badania odporności na udary pojedyncze i wielokrotne", PKN Warszawa 2000
- [14] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H. "Bubble effect w izolatorach przepustowych o izolacji wykonanej z różnych materiałów", PAK, nr 4/2011
- [15] Skomudek W., Szrot M., "Ocena stanu technicznego wysokonapięciowych izolatorów przepustowych transformatorów mocy", Energetyka, Listopad 2011
- [16] Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., "On line condition monitoring and diagnosis for power transformers their bushings, tap changer, and insulation system", CMD 2006, Changwong, Korea
- [17] Subocz J. (rd. pr.zb.), "Transformatory w eksploatacji", Energo-Complex 2007, ISBN 978-83-924464-0-8