

doi:10.15199/48.2015.10.20

## Wykorzystanie wyników badań przedremontowych oraz prób międzyoperacyjnych i odbiorczych do poprawy niezawodności transformatorów

**Streszczenie.** W opracowaniu omówiono negatywne wyniki prób na transformatorach w terenie oraz fabrycznych. Przedstawiono szczegółową dokumentację zdjęciową z miejsca uszkodzenia. Istotnym elementem jest podanie szczegółowego wyjaśnienia przyczyny powstania defektu i opracowanie na tej podstawie sposobu naprawy. Najbardziej istotnym elementem jest wypracowanie zaleceń do zmian w konstrukcji lub technologii których celem jest wyeliminowanie podobnych przypadków na stacji prób oraz poprawa jakości i niezawodności transformatorów w eksploatacji.

**Abstract.** The paper discusses the negative results of tests on transformers in the field and factory. A detailed photographic documentation of the fault. An important element is to provide a detailed explanation of the reasons for the defect and developed on the basis of the method of repair. The most important element is to develop recommendations for changes to the design or technology whose purpose is to eliminate similar cases at the trial station and to improve the quality and reliability of transformers in operation. **The results of tests on transformers in the field and factory**

**Słowa kluczowe:** transformatory, badania, defekty  
**Keywords:** transformers, tests, faults

### Wstęp

Próby i pomiary mają na celu ostateczne pomiarowe sprawdzenie czy transformator nie wykazuje występowania defektów wewnętrznych a w przypadku wykonywania prób fabrycznych czy został wykonany poprawnie, zgodnie z wymaganiami norm i zamówienia. Zakres prób transformatorów w eksploatacji jest związany z rodzajem badania i jest uzależniony jest od mocy transformatora.

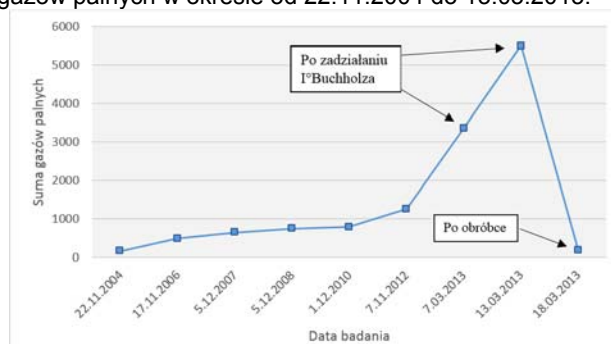
### Analiza uszkodzeń transformatorów w eksploatacji

Uszkodzenia w eksploatacji są najczęściej wykrywane podczas badań okresowych transformatorów lub jeszcze przed ich uruchomieniem, w trakcie badań pomontażowych. Znaczna część defektów diagnozowana jest głównie na podstawie badań chromatograficznych składu gazu rozpuszczonego w oleju (DGA) lub właściwości fizykochemicznych izolacji ciekłej. Poniżej omówiono dwa takie przypadki. Pierwszy dotyczy uszkodzenia transformatora podczas pracy w elektrowni, natomiast drugi montowanej jednostki na stanowisku po jej wcześniejszym transporcie od innego użytkownika.

### Transformator blokowy o mocy 305 MVA

Prowadzone badania chromatograficzne transformatora już w początkowym okresie jego eksploatacji wykazywały znaczną zawartość węglowodorów rozpuszczonych w oleju. Kolejne, zalecane częstsze DGA potwierdzały systematyczne, choć umiarkowane przyrosty gazów, świadczące o symptomach wewnętrznego przegrzania transformatora, którego temperatura lokalnie nie przekraczała zakresu 300°C÷700°C. W marcu 2013r. po zadziałaniu I° Buchholza stwierdzono intensywny wzrost zawartości gazów palnych rozpuszczonych w oleju. Prócz tego gaz wydzielony do przekładnika był (zgodnie z uzyskanymi informacjami ze strony obsługi) palny. Przeprowadzony przegląd na miejscu zainstalowania ujawnił miejsce przegrzania na połączeniu odpływu ze sworzniem izolatora przepustowego DN. Defekt ten usunięto, a transformator włączono do dalszej eksploatacji. Po zaledwie kilkudniowej pracy jednostki ponownie zadziałało zabezpieczenie Buchholza (I°), a w pobranej do badań próbce oleju ilość rozpuszczonych palnych składników gazu osiągnęła poziom ponad 5,5 tysięcy ppm. Ich charakterystyczny skład potwierdzał tę samą diagnozę, dotyczącą wewnętrznego przegrzania.

Na rysunku 1 przedstawiono przyrosty sumarycznej ilości gazów palnych w okresie od 22.11.2004 do 13.03.2013.



Rysunek 1. Wykres przyrostu gazów palnych rozpuszczonych w oleju podczas eksploatacji transformatora 305MVA w latach 2004-2013.

Podjęto decyzję o odgazowaniu oleju, a następnie przekazaniu transformatora do ruchu próbnego, podczas którego wykonywano analizy DGA. Uzyskane rezultaty zestawiono w tabeli 1.

Tabela.1. Przykłady rezultatów badań transformatora

Lp.	Oznaczone składniki gazowe	Gaz z przekładnika gazowo - przepływowego [%]	olej z kadzi [µl][ppm]		
			Stan jałowy 16h	Obciążenie 104MVA 23h	Obciążenie 208MVA 2h
1	Wodór - H <sub>2</sub>	50,6	12	15	18
2	Metan - CH <sub>4</sub>	18,8	30,5	37,8	46,2
3	Etan - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,02	14,9	16,9	19,6
4	Etylen - C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,51	32,3	38,5	45,5
5	Acetylen - C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,02	0,1	>0,1	0,2
6	Propan - C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	brak	7,0	8,0	9,7
7	Propylen - C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	brak	48,4	52,4	57,5
8	Tlenek węgla - CO	0,06	4,6	6	7,3
9	Dwutlenek węgla - CO <sub>2</sub>	0,06	260	264	314
10	Powietrze	29,93	6790	7061	7183
11	Suma gazów palnych	70,01	148,8	174,7	203
12	Całkowita ilość gazu [µl]	100	7200	7500	7700

Obserwowane przyrosty gazów w pobieranych próbkach oleju oceniono jako nadmierne, szczególnie podczas obciążania jednostki mocą 104MVA, a następnie 208MVA, co potwierdzało, że przypuszczalną przyczyną generacji gazów nie jest wada w układzie magnetycznym transformatora, a raczej defekt występujący w obszarze uzwojeń. Przy próbie obciążania zadziałał ponownie I° Buchholza, a przekazany do analizy gaz okazał się palny. Jednostkę wycofano z eksploatacji, po czym w celu

ewentualnego wykrycia uszkodzeń w uzwojeniu wykonano pomiary rezystancji czynnej i przekładni. Ponieważ wynik przeprowadzonych pomiarów nie wykazał występowania nieprawidłowości, transformator przekazano do remontu. Podczas wstępnych oględzin części aktywnej nie stwierdzono jakichkolwiek nieprawidłowości (rysunek 2), dopiero po usunięciu kilku warstw izolacji z odpywów uzwojeń DN zlokalizowano widoczne miejsca przegrzań (rysunek 3).



Rys. 2 Widok odpywów z uzwojenia DN faz A, B, C po wyjęciu części aktywnej.



Rys. 3 Widok przegrzanego miejsca na izolacji linki (po zdjęciu kilku warstw papieru).

Po zdjęciu izolacji z odpywów uzwojeń DN stwierdzono występowanie przegrzanych miejsc bezpośrednio na wyprowadzeniach (linkach) z uzwojenia DN (rysunek 4).



Rys. 4 Widok przegrzanych linii na końcówkach faz A, B, C na uzwojeniu DN.

Przeprowadzone oględziny wykazały, że bezpośrednią przyczyną tych nieprawidłowości było niewłaściwe zaprasowanie linki i przewodu z uzwojenia w tulejce. Zmiana w technologii wykonania połączenia linki miedzianej z tulejką polegająca na właściwym doborze ich przekroju pozwoli na wyeliminowanie w przyszłości podobnych typów uszkodzeń. Dodatkowo w transformatorze stwierdzono obecność siarki korozyjnej.

#### Transformator o mocy 426 MVA

Kolejny przypadek w którym badania diagnostyczne pozwoliły na wykrycie defektu wewnętrznego był transformator blokowy o mocy 426 MVA. Transformator o mocy 426 MVA pracował przez wiele lat bez zastrzeżeń. Prowadzone sukcesywnie badania nie wykazywały występowania nieprawidłowości. W 2014 roku transformator przewieziono na inne stanowisko pracy. W czasie pomiarów transformatora po transporcie stwierdzono wzrost rezystancji czynnej o 18,33 %.



Tabela 2. Wyniki pomiarów rezystancji

Uzwojenie GN	Zaciski				$\Delta_{MAX}$ [%]
	1A – 1N	1B – 1N	1C – 1N	Średnio	
	0,4037	0,4033	0,4047	0,4039	0,35
Uzwojenie DN	2A1 – 2A2	2B1 – 2B2	2C1 – 2C2	Średnio	$\Delta_{MAX}$ [%]
	0,002783	0,003280	0,002748	0,002937	

Z uwagi na brak jednostki rezerwowej podjęto decyzję o uruchomieniu transformatora i jego eksploatacji po wykonaniu prób i badań kontrolnych pozwalających na ocenę czy eksploatacja w takim stanie będzie możliwa w okresie kilku miesięcy. W tym celu wykonano próbę stanu jałowego i zwarcia w czasie których kontrolowano przyrosty gazów palnych w oleju. W wyniku badań stwierdzono, że przyrost gazów w czasie ruchu próbnego był akceptowalny i zdecydowano o eksploatacji jednostki pod wzmożonym nadzorem obejmującym:

- częstsze oględziny transformatora i osprzętu w zakresie zgodnym z IET wyd. 2012 pkt. 3.2.2 (w pierwszym okresie dwukrotnie na zmianę),
- codziennych analiz DGA w pierwszym tygodniu eksploatacji dla obserwacji i wykrycia ewentualnych nieprawidłowości. Kolejne badania chromatograficzne miały być prowadzone w terminach ustalanych doraźnie w zależności od uzyskiwanych wyników.

Tabela 3. Rezultaty kilku początkowych analiz składu gazu rozpuszczonego w oleju pracującej jednostki

Skład i koncentracja gazu	Wartości zmierzone [ ppm ]					
	17.07.13r. godz. 7.40 48 °C	18.07.13r. godz. 7.40 46 °C	19.07.13r. godz. 7.40 46 °C	22.07.13r. godz. 7.40 46 °C	23.07.13r. godz. 7.40 45 °C	24.07.13r. godz. 7.40 43 °C
	metan CH <sub>4</sub>	1,4	1,6	1,9	2,2	2,3
etan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
etylen C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4
acetylen C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2
propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
propylen C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
wodór H <sub>2</sub>	2	3	3	3	3	3
tlenek węgla CO	40	51	56	65	66	69
dwutlenek węgla CO <sub>2</sub>	902	981	1054	1222	1244	1305
Całkowita ilość gazu [ ppm ]	12100*	8700	9100	8900	8700	8900

\* próbka pobrana do butelki, pozostałe do strzykawek gazoszczelnych



Rys. 5 Ślady wypaleń na końcówce z odpływu uzwojenia DN.

W tabeli 3 zamieszczono rezultaty kilku początkowych analiz składu gazu rozpuszczonego w oleju pracującej jednostki oraz koncentracji poszczególnych składników. W czasie dalszej, kilkumiesięcznej eksploatacji zarówno obserwowane przyrosty gazów palnych, jak i stężenia poszczególnych składników nie przekraczały wartości przyjętych jako typowe.

Po zakończonej pracy użyzony transformator przewieziono na pierwotne stanowisko pracy i poddano rewizji wewnętrznej w celu wykrycia ewentualnych defektów. Podczas przeglądu stwierdzono wypalenie na końcówce odpływu uzwojenia DN i szynie strony DN (rysunek 5 i 6).



Rys. 6 Wypalenia na szynie DN transformatora.

Uszkodzenie naprawiono i wykonano pomiary po przeprowadzonej naprawie. Wyniki pomiarów były pozytywne i nie budziły zastrzeżeń. Transformator przekazano do eksploatacji. Przeprowadzone pomiary gazów w trakcie eksploatacji nie wskazywały na występowanie nieprawidłowości.

#### Próby i badania transformatorów w wytwórni

Próby fabryczne obejmują: próby rutynowe, typu oraz specjalne. Próby na stacji mają za zadanie potwierdzić prawidłowość całego procesu produkcyjnego w tym procesu suszenia i impregnacji części aktywnej transformatora. Testy na stacji prób rozpoczynają się od badania parametrów fizykochemicznych oleju zgodnie z normą IEC 60156.

Wykonuje się również pomiary:

- wytrzymałości dielektrycznej oleju,
- współczynnika strat dielektrycznych tg $\delta$  oraz rezystywności oleju w temperaturze 200C i 900C,
- zawartość wody w oleju,
- zawartość cząstek stałych w oleju,

Pozytywny wynik badania oleju oraz kontroli międzyoperacyjnej pozwala na rozpoczęcie prób wstępnych i końcowych.

Zgodnie z normą PN-EN 60076-1 transformator poddaje się próbom:

- wyrobu,
  - typu,
  - specjalnym.
- Zakres prób wyrobu obejmuje:
- pomiar rezystancji uzwojeń,
  - pomiar przekładni napięciowej i sprawdzenie grupy połączeń,
  - pomiar impedancji zwarcia i strat obciążeniowych,
  - pomiar strat i prądu stanu jałowego,
  - próba wytrzymałości elektrycznej -próby wyrobu,
  - próby podobciążeniowych przełączników zaczepów, jeśli są potrzebne.

Zakres prób typu obejmuje:

- próbę nagrzewania (IEC60076-2),
- próbę wytrzymałości elektrycznej -próby typu (IEC60076-2),

Zakres prób specjalnych obejmuje:

- próba wytrzymałości elektrycznej -próby specjalne (IEC60076-3),

- określenie pojemności doziemnej uzwojeń oraz pojemności między uzwojeniami,
- wyznaczenie charakterystyki przenoszenia przepięć,
- pomiar impedancji kolejności zerowej transformatorów trójfazowych,
- próba wytrzymałości zwarciowej (IEC 60076-5),
- wyznaczenie poziomu hałasu (IEC 551),
- pomiar harmonicznych prądu stanu jałowego,
- pomiar mocy pobieranej przez silniki wentylatorów i pomp olejowych,
- pomiar rezystancji izolacji uzwojeń względem ziemi i/lub współczynnika stratności dielektrycznej  $\tan \delta$  i pojemności układu izolacyjnego (są to wartości odniesienia do porównać z późniejszymi pomiarami na miejscu zainstalowania. nie podaje się tu granicznych wartości.

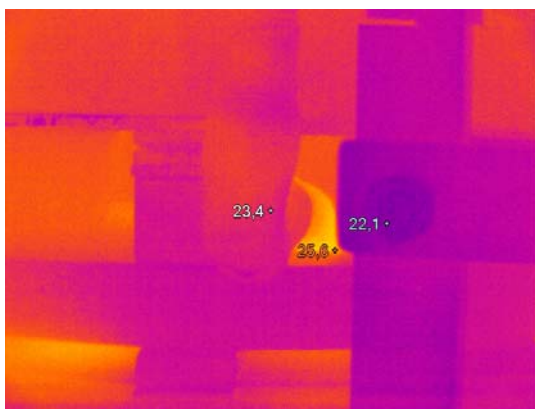
#### Analiza uszkodzeń transformatorów w wytwórni

W opracowaniu podano wybrane przypadki uszkodzeń transformatorów na stacji prób w wytwórni. Transformatory najczęściej ulegają uszkodzeniu w czasie prób napięciowych takich jak próba udarowa piorunowa i łączeniowa, próba napięciem doprowadzonym i indukowanym.

Zdarzają się również przypadki uszkodzeń wykryte w czasie próby stanu jałowego transformatora. Jeden z takich przypadków został szczegółowo opisany w referacie. W referacie zwrócono również uwagę na badania oleju których negatywny wynik jednego z parametrów może być przyczyną uszkodzenia transformatora

#### Próba stanu jałowego

Wielkość strat stanu jałowego jest przedmiotem uzgodnień pomiędzy zamawiającym a producentem. Wielkość strat określana jest przez konstruktora na podstawie wymiarów rdzenia i parametrów blach transformatorowej. Różnice pomiędzy wielkościami pomierzonymi a obliczonymi mogą wynosić o kilka procent. Zdarza się jednak, że wielkości te odbiegają znacznie od założonych wielkości. Poniżej zostanie przedstawiony przypadek pomiaru strat wykonanych na transformatorze o mocy 16 MVA na napięciu 115 kV w którym stwierdzono wzrost strat stanu jałowego z założonych 9 kW do 29 kW. W celu wyjaśnienia przyczyny tego stanu wyjęto transformator i wykonano próbę stanu zwarcia przy prądzie równym 30 % prądu znamionowego. Stwierdzono wyższą temperaturę w okolicach wyprowadzenia odpływu strony DN. Termogram uzwojenia przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7 Termogram części aktywnej z widocznym wyprowadzeniem strony DN o podwyższonej temperaturze.

W tej sytuacji zdemontowano uzwojenia i przeprowadzono jego oględziny zewnętrzne które nie wykazały nieprawidłowości. W celu ustalenia miejsca ewentualnego uszkodzenia sprawdzono stan izolacji pomiędzy drutami równoległymi który wykazał

występowanie zwarcia pomiędzy drutami 1 i 4 na uzwojeniu DN. Przeprowadzony pomiar rezystancji pętli zwarcia mierzony na wyprowadzeniu odpływu w części górnej i dolnej pozwolił na określenie miejsca występowania zwarcia. Po zapoznaniu się z konstrukcją uzwojenia w którym występowało łącznie 61 cewek i pomierzonych rezystancji ustalono, że uszkodzenie wystąpiło na 21 cewce. Widok uzwojenia z zaznaczonym miejscem występowania zwarcia przedstawiono na rysunku 8.

Z uwagi na brak możliwości naprawy uszkodzenia rozwinięto uzwojenie. Oględziny wykazały, że uszkodzenie nastąpiło na przejściu a powodem było przesunięcie się przekładki izolacyjnej. Widok miejsca uszkodzenia przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 8 Widok uzwojenia z zaznaczonym za pomocą klina miejscem występowania zwarcia.



Rys. 9 Widok uszkodzonego przewodu i przesuniętej przekładki preszpanowej.

#### Badanie oleju z kadzi transformatora

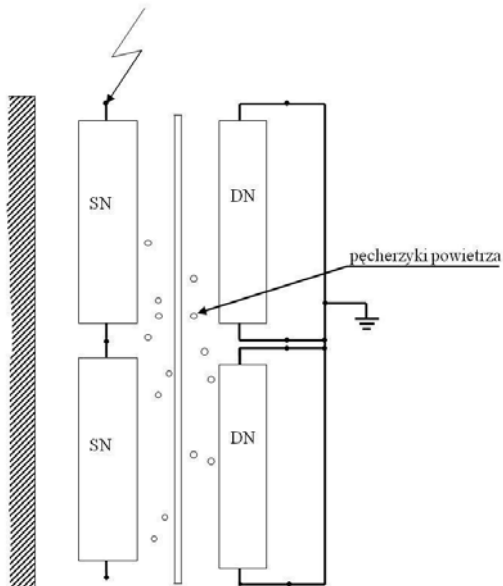
Przed rozpoczęciem prób a po zakończeniu obróbki olej transformatorowy winien spełniać wymagania:

- napięcie przebicia  $U_p > 60$  kV
- zawartość wody oznaczone metodą K Fischera-transformatory:
  - transformatory o napięciu znamionowym  $\geq 400$  kV  $\leq 5$  ppm
  - pozostałe transformatory  $\leq 8$  ppm
- całkowita zawartość gazu:
  - transformatory grupy I o napięciu znamionowym  $\geq 400$  kV:  $\leq 0,5\%$
  - pozostałe transformatory  $\leq 1,0\%$ .

Niedotrzymanie podanych wyżej parametrów może doprowadzić do uszkodzenia. Poniżej przedstawiono przypadek niedotrzymania wymagań w zakresie zawartości gazów który doprowadził do negatywnego wyniku próby.



W czasie próby napięciowej transformatora o mocy 40 MVA na napięcie 110 kV stwierdzono występowanie trzasków w różnych miejscach kadzi. Po analizie okazało się, że uzwojenie było niewłaściwie zaimpregnowane (krótki okres odstawiania około 3 godzin), ponadto parametry oleju były nie wystarczające z punktu widzenia możliwości wykonywania próby (zawartość powietrza w oleju około 6%). Prowadziło to do wystąpienia wyładowań objawiających się słyszalnymi trzaskami w różnych przypadkowych miejscach na kadzi. Przekrój schematyczny uzwojenia z zaznaczeniem pęcherzyków powietrza odgrywających istotną rolę w przebiegu próby napięciowej przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10 Widok schematyczny uzwojeń w trakcie próby napięciem doprowadzonym uzwojenia DN z widocznymi pęcherzykami powietrza.

Po wykonanej obróbce oleju i zaimpregnowaniu transformatora wykonano próbę napięciem doprowadzonym z wynikiem pozytywnym.

#### Próba udarowa piorunowa

Kolejny przypadek dotyczy negatywnego wyniku próby udarowej na transformatorze o mocy 30 MVA. Transformator poddano próbą napięciem udarowym piorunowym. Na fazie V i W przy pełnym napięciu udarowym o wartości 550 kV wynik był negatywny.

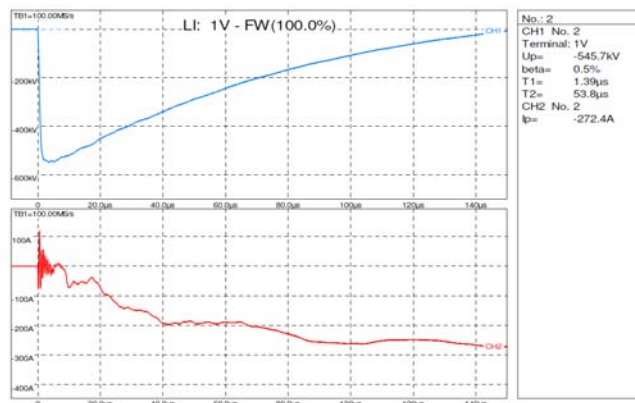
Wykonana powtórnie próba napięciem udarowym piorunowym na fazie V była negatywna. Ucięcie udaru piorunowego pełnego nastąpiło na czole. Wynik próby przedstawiono na rysunku 12.

Po uzyskaniu negatywnego wyniku próby na fazie V kontynuowano próby na kolejnych fazach. W czasie próby uzwojenia fazy W stwierdzono pozytywny wynik przy napięciu 50 % i negatywny przy napięciu 100%. Wyniki prób przedstawiono na rysunku 13.

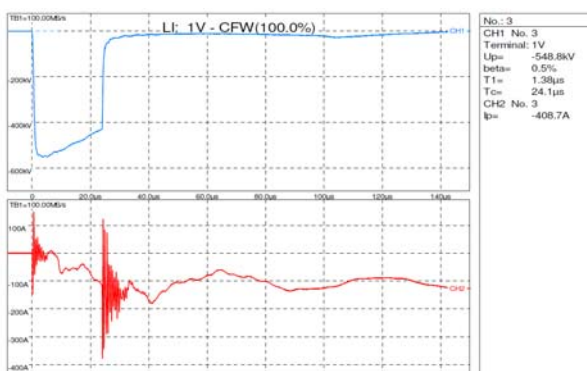
Po zdemontowaniu części aktywnej okazało się, że przebiecie nastąpiło od pierścieni potencjalnych 110 kV do odpływów SN transformatora regulacyjnego. Przyczyną uszkodzenia było niewłaściwe ukształtowanie odpływów 2v i 2w po stronie SN – podcięcie do pierścieni kątowych.

W celu poprawy sytuacji zmieniono sposób wyprowadzeń odpływów SN 30 kV poprzez zastosowanie odpływów w systemie poziomym (zamiast pionowym) oraz wymianę kołnierzy kątowych bez przecięcia i wyprowadzenie odpływów pod kołnierzem. Dodatkowo zastosowano bariery pomiędzy uzwojeniami GN i SN.

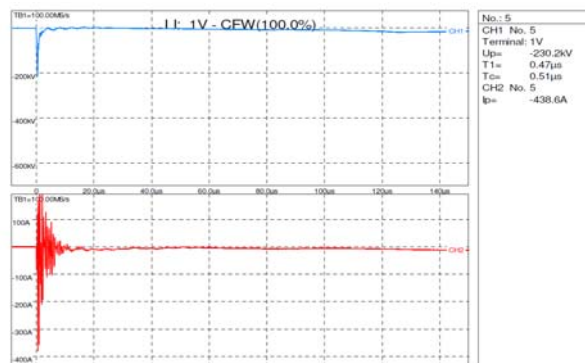
a)



b)

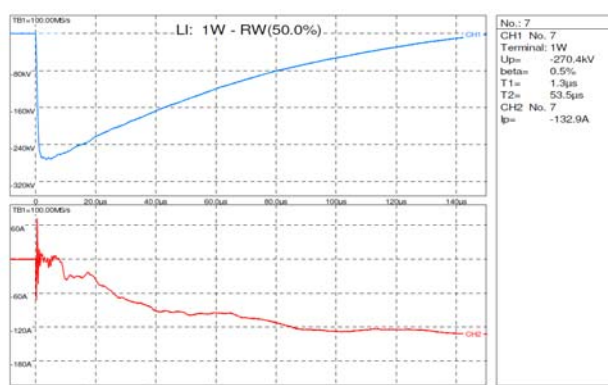


Rys. 11. Wynik próby udarowej na fazie V.(a) 100 % napięcia probierczego wynik pozytywny, b) 100% napięcia probierczego wynik negatywny).

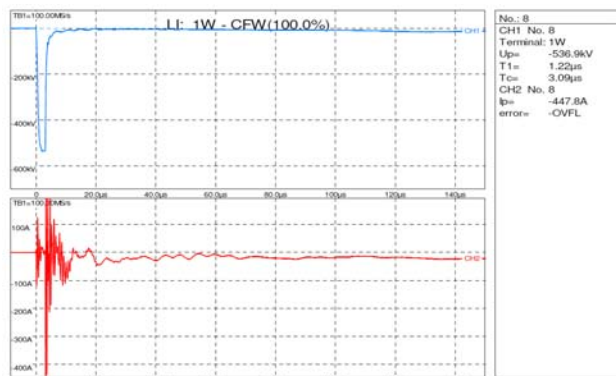


Rys. 12. Powtórna próba napięciem udarowym na fazie V na uzwojeniu GN.

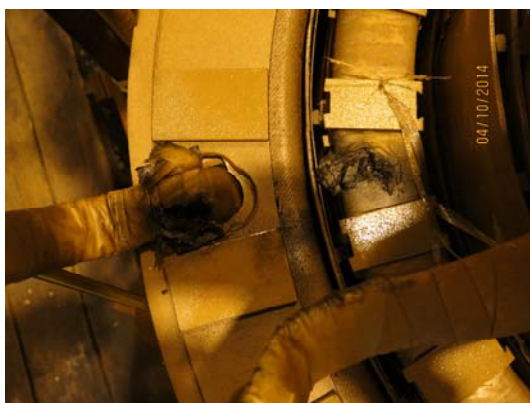
a)



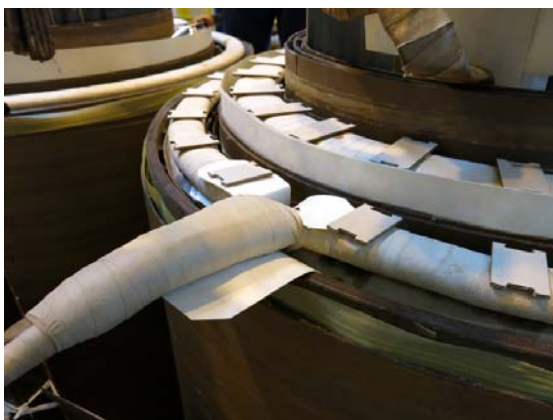
b)



Rys. 13. Wynik próby udarowej na fazie W: a) 50 % napięcia probierczego-wynik pozytywny, b) 100% napięcia probierczego - wynik negatywny



Rys. 14 Widok miejsca przebicia pomiędzy odpływem GN a uzwojeniem SN z niewłaściwie wykonanym wyprowadzeniem z uzwojenia.

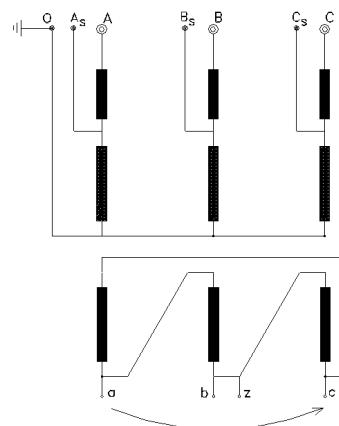


Rys.15 Widok zmienionego sposobu wyprowadzenia z uzwojenia oraz dodatkowych barier pomiędzy uzwojeniem GN i SN.

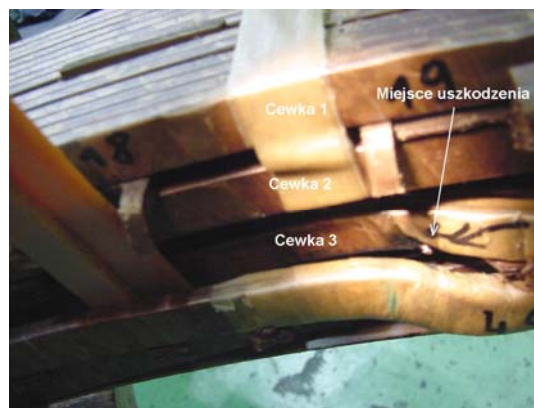
### Próby napięciem indukowanym

Omawiany przypadek dotyczy uszkodzenie które wystąpiło w czasie próby napięciem indukowanym fazy A (zasilane były zaciski a - c uzwojenia wyrównawczego) w układzie połączonym jak na rysunku nr 16. Uszkodzenie wystąpiło podczas podnoszenia napięcia w trakcie którego nastąpiło przebicie izolacji przewodów uzwojenia SN fazy C. Stwierdzono konieczność rozplecenia górnego jarmza transformatora i przeprowadzenia demontażu układów prasujących na fazie C w celu przeprowadzenia oględzin cewki SN. Podjęta została decyzja o demontażu uzwojenia Reg i GN z kolumny w celu przeprowadzenia zewnętrznych oględzin uzwojenia SN uszkodzonej fazy. W czasie

ogłędzin stwierdzono nadpalenia izolacji przewodów na przejściu wewnętrznym pomiędzy 3 i 4 cewką (rys.17). Podjęta została decyzja o demontażu uzwojeń SN fazy A i B w celu przeprowadzenia oględzin dla oceny poprawności wykonania wszystkich pozostałych przepleceń i przejść międzycewkowych.



Rys.16 Schemat połączenia podczas próby napięciem indukowanym.



Rys.17 Uszkodzenie przewodów na przejściu pomiędzy 3 i 4 cewką – widok od strony wewnętrznej uzwojenia.

Przeprowadzone oględziny uszkodzenia wskazują, że najprawdopodobniej w czasie procesu „zaciągania” przewodów podczas nawijania cewki SN doszło do przesunięcia przekładki izolacyjnej umieszczonej pomiędzy wewnętrznymi przeplatany przewodami połączenia cewki 3 i 4. Widok uzwojenia z przesuniętą przekładką przedstawiono ma rys 18.



Rys.18. Przesunięcie wkładki izolacyjnej umieszczonej pomiędzy przewodami połączenia cewek 3 i 4 fazy C – miejsce uszkodzenia (widok od strony wewnętrznej).

Brak przekładki spowodował uszkodzenie mechaniczne zewnętrznych warstw izolacji w miejscu gdzie bezpośrednio



oddziaływały na siebie krawędzie przewodów. Proces prasowania realizowany kilkakrotnie doprowadził do dalszego osłabienia izolacji. Osłabienie wytrzymałości elektrycznej izolacji przewodów na połączeniu między cewkowym było tak duże, że przy próbie napięciem indukowanym fazy A przy zasilaniu uzwojenia wyrównawczego 10,5 kV tej fazy nastąpiło jej uszkodzenie, przebicie elektryczne. W celu naprawy uszkodzenia i poprawienia istniejących przepleceń na uzwojeniach SN zalecono wykonać nową izolację na uszkodzonych przewodach, oraz wymienić wszystkie przekładki na przejściach wewnętrznych (rys 19) Transformator został poddany po naprawie próbie stanu jałowego. Wynik kolejnych prób był pozytywny.



Rys 19. Prawidłowo wykonana i umieszczona przekładka osłaniająca.



Rys 20 Widok odpływu z widocznym wypaleniem od łuku elektrycznego.



Rys 21 Widok miejsca występowania zwarcia na uzwojeniu regulacyjnym.

Kolejny przypadek dotyczy uszkodzenia transformatora o mocy 32 MVA w trakcie próby napięciem indukowanym w czasie której nastąpiło przebicie na uzwojeniu regulacyj-

nym. Transformator naprawiono i poddano ponownym próbom sprawdzającym. W czasie próby nastąpiło przebicie pomiędzy przewodami uzwojenia regulacyjnego. Uszkodzenie naprawiono i poddano transformator ponownym próbom sprawdzającym. W czasie próby stanu jałowego na wyjętej części aktywnej nastąpiło przebicie od odpływu fazy A do belki. Ogłędziny wykazały występowanie przebiega pomiędzy odpływem a belką na fazie A GN. Na podstawie analizy dotychczas wykonanych wyników prób i badań można stwierdzić, że w transformatorze występowały pierwotnie dwa uszkodzenia jedno na uzwojeniu regulacyjnym drugie na odpływie uzwojenia GN. W celu wyjaśnienia przyczyny konieczne jest omówienie próby napięciem indukowanym z uwzględnieniem jej specyfiki wykonywania. Zgodnie z normą w czasie próby napięciem indukowanym do uzwojenia zasilanego doprowadzane jest napięcie o podwójnej wartości napięcia znamionowego. W omawianym przypadku zasilano uzwojenie DN. Uzwojenie GN było połączone w gwiazdę. Najbardziej prawdopodobną przyczyną uszkodzenia transformatora jest wystąpienie doziemienia zacisku liniowego uzwojenia GN. Zgodnie z teorią w przypadku doziemienia napięcie wzrasta o  $\sqrt{3}$  na pozostałych fazach. Taki stan powoduje prawie czterokrotną zmianę napięcia która doprowadziła do uszkodzenia. W czasie pierwszej rewizji wykonanej przed naprawą usunięto jedynie zwarcie pomiędzy przewodami na uzwojeniu regulacyjnym a nie usunięto doziemienia na jednej fazie.

#### Wnioski końcowe

Wyjaśnienie przyczyny pozwala na:

- wykonanie skutecznej naprawy transformatora,
- wprowadzenie zmian w obowiązującej konstrukcji lub technologii,
- wyeliminowanie podobnych przypadków na nowo produkowanych transformatorów.

#### LITERATURA

- [1] Jezierski E.: Transformatory. WNT, Warszawa 1975.
- [2] Jabłoński M.: Transformatory. Łódź 1994.
- [3] Jabłoński M.: Badanie Transformatorów w przemyśle i eksploatacji. WNT, Warszawa 1969.
- [4] Turowski J.: Elektrodynamika Techniczna. WNT Warszawa 1968
- [5] Olech W., Olejniczak H., Buchacz T.: Skuteczność wykrywania uszkodzeń transformatorów metodą DGA zweryfikowana wynikami przeglądów wewnętrznych Międzynarodowa Konferencja " Transformator 99" Kołobrzeg 1999.
- [6] Ramowa Instrukcja Eksploatacji transformatorów opracowana przez Energopomiar Elektryka, Gliwice 2012.
- [7] M. Mnich, J Popardowski: Rozwiązania konstrukcyjne, pomiary i badania zapewniające transformatorom zwiększenie niezawodności pracy.
- [8] S. Sieradzki, A.Kulik, A. Kozakiewicz: Charakterystyka rozwiązań konstrukcyjnych transformatorów mocy produkowanych przez Energoserwis Lubliniec. Konferencja " Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów" Wisła Jawornik 2006
- [9] M. Mnich, A. Kulik, A Kozakiewicz: Niezawodność pracy transformatorów w świetle rozwiązań konstrukcyjnych stosowanych w Energoserwis Lubliniec. Międzynarodowa Konferencja "Transformator 09 " Toruń 2009
- [10] PN-EN 60076-1: 2001 Transformatory. Wymagania ogólne.

#### Autorzy:

mgr inż. Zbigniew Szymański, Energopomiar Elektryka Sp z o.o., ul. Świętokrzyska 2, 44-101 Gliwice, E-mail: [Zbigniew.szymanski@elektryka.com.pl](mailto:Zbigniew.szymanski@elektryka.com.pl); mgr inż. Jerzy Woś, EthosEnergy Poland S.A., ul. Powstańców Śląskich 85, 42-701 Lubliniec, E-mail: [jerzy.wos@turbocare.pl](mailto:jerzy.wos@turbocare.pl); inż. Daniel Pawłowski, Energopomiar Elektryka Sp z o.o., ul. Świętokrzyska 2, 44-101 Gliwice, E-mail: [daniel.pawlowski@elektryka.com.pl](mailto:daniel.pawlowski@elektryka.com.pl); Jan Mańka, EthosEnergy Poland S.A., ul. Powstańców Śląskich 85, 42-701 Lubliniec, E-mail: [jan.manka@turbocare.pl](mailto:jan.manka@turbocare.pl).