

Inż. Ryszard Bluszcz

*„Energopomiar-Elektryka” Sp. z o.o.*

## **Zabezpieczenia typu Buchholz w transformatorach energetycznych – konieczność badań okresowych**

Wśród części personelu eksploatującego transformatory energetyczne istnieje jakże błędne przekonanie, że zabezpieczenia typu Buchholz są niewiele warte i niepotrzebne, bo istnieją bardzo dobre zabezpieczenia cyfrowe. Takie opinie można usłyszeć niekiedy również z ust specjalistów z długoletnim stażem pracy na stanowiskach kierowniczych w energetyce, a także niektórych przedstawicieli kadry naukowej wyższych uczelni. Efektem tego jest bagatelizowanie badań eksploatacyjnych i okresowych tych zabezpieczeń. Sprowadza się je do czysto mechanicznych prób działania zabezpieczeń przyciskiem „TEST” w odstępach kilkuletnich, a pomija się zupełnie pełne badania laboratoryjne w urządzeniach odzwierciedlających rzeczywiste warunki pracy zabezpieczenia. Doszło do sytuacji, że zamontowane w niektórych transformatorach zabezpieczenia nie były badane laboratoryjnie przez kilkadziesiąt lat.

W niniejszym artykule podjęto próbę przypomnienia jak ważną rolę spełniają zabezpieczenia typu Buchholz w prawidłowej i bezawaryjnej eksploatacji transformatorów energetycznych, zwracając uwagę na celowość wykonywania okresowych badań kontrolnych niezawodnego działania tych zabezpieczeń.

### **Działanie zabezpieczenia typu Buchholz**

Zabezpieczenie gazowo-przepływowe typu Buchholz (rys. 1) instaluje się na rurociągu łączącym każdą transformatora z konserwatorem. Jego zadaniem jest ochrona transformatora w następujących przypadkach:

- przy wszystkich zwarcjach wewnątrz kadzi,
- przy wydzielaniu się gazów na skutek rozkładu termicznego izolacji stałej,
- przy obniżeniu się poziomu oleju na skutek wycieków z kadzi.

Według krajowych przepisów takie zabezpieczenie należy stosować dla wszystkich jednostek o mocach powyżej 1 MVA.

Zabezpieczenia gazowo-przepływowe działają dwustopniowo:

**Pierwszy stopień zabezpieczenia** jest związany z obniżeniem się poziomu oleju wewnątrz zabezpieczenia, co może być spowodowane wyciekami z kadzi, lub – znacznie częściej – zbieraniem się gazu pod górną pokrywą zabezpieczenia. W tym drugim przypadku opadnięcie pływaka i zadziałanie pierwszego stopnia zabezpieczenia wymaga 100-300 cm<sup>3</sup> gazu, przy czym może to być powolny proces akumulacji. Wydzielanie się gazu jest najczęściej spowodowane rozkładem izolacji. Istnieją jednak również inne przyczyny zadziałania pierwszego stopnia zabezpieczenia, takie jak pojawienie się w przekąźniku gazów nagromadzonych w kadzi przy napełnianiu jej olejem, czy też nagłe ochłodzenie transformatora; przy zmianie jego temperatury od 75°C do 25°C może wydzielć się powietrze absorbowane przez olej w ilości odpowiadającej 1,2% objętości oleju.

Pierwszy stopień zabezpieczenia gazowego nie powoduje automatycznego wyłączenia transformatora, a jedynie uruchomienie sygnalizacji. Aby zweryfikować przyczynę alarmu, sprawdza się niekiedy, czy zgromadzony gaz płonie (w atmosferze powietrza), bo jeśli nie, to rozkład izolacji jako przyczyna zadziałania jest mało prawdopodobny. Jeżeli jednak gaz ten jest palny, to z dużą dozą prawdopodobieństwa można wnioskować o rozwijającym się zwarcu wewnętrznym i wówczas transformator należy możliwie szybko wyłączyć.

Jeszcze lepszą metodą oceny stanu zagrożenia jest analiza chromatograficzna gazu rozpuszczonego w oleju. Obecność takich składników, jak wodór, tlenek węgla, węglowodory nasycone i nienasycone – w odpowiednich ilościach – świadczą nie tylko o rozkładzie izolacji, lecz mogą nawet wskazać, jaki rodzaj izolacji i w którym miejscu podlega uszkodzeniu. Jeśli łączna ilość tych palnych gazów przekracza 5%, transformator należy wyłączyć.

**Drugi stopień zabezpieczenia** działa, gdy przez rurociąg prowadzący do konserwatora następuje przepływ gazu lub oleju (czy też ich mieszanki) z prędkością ok. 50 cm/s, co odpowiada przepływowi ok. 2300 cm<sup>3</sup>/s. Na każdą kilowatosekundę energii traconej w miejscu zwarcia przypada średnio 75 cm<sup>3</sup> gazu. W celu spowodowania działania drugiego stopnia zabezpieczenia niezbędne jest wydzielanie się w miejscu zwarcia mocy wynoszącej ok. 30 kW.

Drugi stopień zabezpieczenia powinien działać ze zwłoką możliwie niewielką, wynoszącą według krajowych przepisów nie więcej niż 0,3 s przy przepływie oleju dwukrotnie większym niż dolna granica zadziałania. Jednak rzeczywiste opóźnienie

względem chwili powstania zwarcia zależy od wielu czynników, takich jak usytuowanie miejsca zwarcia, ekranujące działanie elementów konstrukcyjnych, czy też zdolność kadzi do odkształcania się.

Zadziałanie może być spowodowane również przyczynami niemającymi nic wspólnego z uszkodzeniami wewnętrznymi, np. przepływem oleju przy nagłym wzroście obciążenia transformatora, drganiami uzwojeń, przez które przepływa bardzo duży prąd (udar prądu magnesowania, prąd zwarcia zewnętrznego), ruchem oleju spowodowanym włączeniem pomp olejowych.

W transformatorach bezkonserwatorowych, pracujących z poduszką gazową, zamiast przekąźników Buchholza stosuje się przekąźniki ciśnieniowe, reagujące na poziom ciśnienia wewnątrz kadzi i/lub na szybkość wzrostu tego ciśnienia. Rozwiązanie to jest rozpowszechnione na kontynencie amerykańskim.

## **Rodzaje uszkodzeń transformatora, przed którymi chroni go zabezpieczenie**

### **Zwarcia**

Zwarcia wewnątrz kadzi mogą być zvarciami na wyprowadzeniach uzwojeń, zvarciami zwojowymi oraz zvarciami pomiędzy uzwojeniem a kadzią. Pierwsze z nich, oprócz skutków takich jak te wywołane zvarciami w polu transformatora, powodują znaczny stopień uszkodzeń wewnątrz kadzi. Są one przyczyną zniszczenia izolacji, przewodów, a niekiedy i rdzenia. Mogą także spowodować znaczny wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi, wywołany energią łuku, rozkładającą olej na produkty gazowe. Zvarcia te, podobnie do zwarć w polu, charakteryzują się znacznymi prądami, więc są dość łatwo wykrywalne przez zabezpieczenia.

Zwarcia zwojowe mogą w skrajnym przypadku dotyczyć jednego zwoju. Wówczas na skutek transformacji występuje takie zjawisko, że prąd w zwartych zwojach (czy też zwoju) osiąga duże wartości, na zaciskach zaś pojawia się prąd o niewielkiej wartości, często mniejszy od prądu znamionowego. Jeśli jednak zwarcie to wystąpi tylko w jednym równoległym przewodzie składającym się na uzwojenie, prąd zvarciowy mierzony na zaciskach transformatora może być nawet mniejszy niż 10% prądu znamionowego. Natomiast poprzez łuk płynie bardzo duży prąd, niekiedy parę setek krotności prądu znamionowego. Spadek napięcia na występującym łuku ma zwykle wartość zbliżoną do 100 V, co pozwala

oszacować energię wyładowującą się wewnątrz kadzi. Na każdą kilowatosekundę energii wydzielanej na łuku przypada ok.  $75 \text{ cm}^3$  gazu będącego produktem rozkładu oleju.

Można zatem ocenić te ilości gazu powstające przy zwarcu zwojowym i grożące spowodowaniem wybuchu kadzi, mimo że wynik pomiaru prądu na zaciskach transformatora na to nie wskazuje. Jednocześnie prąd zwarciovowy płynący przez uszkodzony zwój (lub zwoje) powoduje szybki wzrost temperatury przewodów. Osiągnięcie temperatury topnienia miedzi ( $1080^\circ\text{C}$ ) jest możliwe już po czasie rzędu 1 s. Zwarcu wewnętrznemu między uzwojeniem a kadzią towarzyszy prąd zależny od liczby zwartych zwojów oraz od tego, czy punkt gwiazdowy jest uziemiony. Jeśli tak jest, to zwarcie można traktować jako zwarcie zwojowe pewnej liczby zwojów.

Dla doboru zabezpieczeń i ich nastawienia należy przyjąć kryterium zwarcia na zaciskach oraz zwarcia wewnętrzne zwojowe, obejmujące pojedynczy zwój.

### **Wzrost strumienia w rdzeniu**

Rdzenie współczesnych transformatorów, w których maksymalna znamionowa indukcja sięga  $1,6\text{--}1,75 \text{ T}$ , pracują blisko poziomu nasycenia, wynoszącego  $2,0\text{--}2,1 \text{ T}$  dla zimnowalcowanych blach transformatorowych. Jeśli w czasie pracy indukcja ulegnie zwiększeniu na skutek wzrostu napięcia i/lub zmniejszenia częstotliwości, to nastąpi zjawisko nasycania się rdzenia, zwłaszcza w tych jego częściach, gdzie występują zwiężenia przekroju. Podczas nasycenia zmienia się rozptył strumienia i zwiększa jego część zamykającą się przez powietrze. Jest to szczególnie groźne w otoczeniu śrub mocujących, przez które w normalnych warunkach przepływa mała część strumienia. Po nasyceniu sytuacja ulega zmianie, gdyż większy strumień przechodzący przez stalowe lite śruby powoduje powstawanie znacznych prądów wirowych i nagrzewanie się tych fragmentów konstrukcji. Wzrost temperatury może być tak duży, że zostaną zniszczone podkładki izolujące konstrukcję od rdzenia, tworząc diamagnetyczną przegrodę dla strumienia. Mogą więc powstać lokalne obszary, w których nawet po zmniejszeniu indukcji strumień przechodzi przez elementy, wywołując w nich nadal znaczne prądy wirowe i nagrzewając je. Taki długotrwały stan podwyższa temperaturę w sąsiedztwie izolacji przewodów, prowadząc zarówno do jej stopniowego osłabiania, a niekiedy nawet do zwarć wewnętrznych, jak i do skrócenia trwałości użytkowej transformatora. Z tego względu dopuszczenie długotrwałego wzrostu indukcji w rdzeniu powyżej granicy  $2 \text{ T}$  jest dla transformatora groźne. Rozpatrując pomiar prądu na zaciskach transformatora należy stwierdzić, że nadmierna wartość strumienia powiększa prąd magnesowania, który w warunkach normalnych, przy parametrach

znamionowych, ma bardzo małą wartość (w nowoczesnych dużych transformatorach najczęściej mniej niż 1% prądu znamionowego). Jednak dziesięcioprocentowy wzrost indukcji w rdzeniu powoduje przeważnie trzykrotny wzrost tego prądu, natomiast zwiększenie indukcji o 20% – aż dziesięciokrotny wzrost jego wartości skutecznej. Jednocześnie następuje zwiększenie zawartości wyższych harmonicznych nieparzystych w przebiegu tego prądu. W skrajnych przypadkach nadmiernej indukcji w rdzeniu wartość skuteczna prądu magnesowania jest zbliżony do poziomu 50% prądu znamionowego, głównie dzięki piątej harmonicznej najbardziej typowej dla tego zjawiska.

### **Przegrzanie uzwojeń**

Energia wydzielana na rezystancji uzwojeń jest przyczyną wzrostu temperatury wewnątrz kadzi. Powstające ciepło jest oddawane izolacji stałej i olejowi, który przez system naturalnego, a nawet częściej wymuszonego obiegu oleju powoduje efekt chłodzenia. Najgorętsza jest wierzchnia warstwa oleju, ale ze względu na cieplne zagrożenie stanu izolacji istotniejsze jest to miejsce na powierzchni przewodu uzwojenia, w którym lokalnie temperatura osiąga największą wartość. W stanie normalnym temperatura górnej warstwy oleju może wynosić 90°C, co odpowiada temperaturze ok. 105°C w najgorętszym miejscu przewodu. Jeśli natomiast temperatura górnej warstwy przekroczy 105°C, oznacza to, że najgorętszy punkt ma zapewne temperaturę ok. 140°C i można ją uznać za granicznie dopuszczalną. Taki wzrost temperatury uzwojeń może być wywołany przeciążeniem prądowym lub zmniejszeniem intensywności chłodzenia, np. na skutek całkowitego lub częściowego wyłączenia pomp wymuszających obieg oleju.

### **Ogólna ocena sytuacji w zakresie użytkowania zabezpieczeń**

Kilka lat temu „Energopomiar-Elektryka” Sp. z o.o. – na zlecenie PSE S.A. – przeprowadził:

- ◆ inwentaryzację zabezpieczeń zainstalowanych na transformatorach w krajowej energetyce,
- ◆ badania jakości zabezpieczeń typu Buchholz różnych producentów.

Wyniki inwentaryzacji zabezpieczeń transformatorów były bardzo niepomyślne. Istnieje nadal sporo zabezpieczeń, których wiek sięga kilkudziesięciu lat i nigdy nie były badane

laboratoryjnie. Są one wyposażone w styki rtęciowe, a te zgodnie z przepisami są wycofywane z urządzeń energetycznych. Nie można także pominąć faktu ich degradacji technologicznej i dokładności działania oraz zakończenia produkcji kilkadziesiąt lat temu.

Badania jakości zabezpieczeń obejmowały urządzenia firm niemieckich, angielskich, włoskich i rumuńskich. W wyniku tych badań stwierdzono:

- zabezpieczenia niemieckiej firmy *Barleben* są najlepsze i od lat stosowane do zabezpieczania transformatorów energetycznych;
- zabezpieczenia angielskie mają zbyt duże wymagania co do dokładności montażu i nachylenia rurociągów (np. dwa stopnie odchyłki od pionu powodują brak działania);
- zabezpieczenia włoskie cechuje niestaranne wykonanie i brak możliwości regulacji, a w niektórych typach działanie niezgodne z oznaczeniem;
- zabezpieczenia rumuńskie cechuje niepewność działania i brak możliwości regulacji.

Podsumowanie wyników nastąpiło w *PSE S.A.*, gdzie w konkluzji zostały podjęte następujące decyzje:

- a – wszystkie transformatory mają zostać wyposażone w zabezpieczenia firmy *Barleben*;
- b – zabezpieczenia mają być badane cyklicznie co trzy lata oraz po każdym awaryjnym zadziałaniu.

Decyzje te niestety nie zostały zamieszczone w żadnym rozporządzeniu, co nadal utrudnia przekonywanie niektórych służb odpowiedzialnych za eksploatację transformatorów do potrzeby wymiany zabezpieczeń i ich cyklicznych badań. I tak przypuszczalnie będzie do momentu trwałego uszkodzenia transformatora. A przecież koszty nowego zabezpieczenia oraz jego badań są niewspółmiernie małe w odniesieniu do ceny nowego transformatora.

### **Zagadnienia badań okresowych stanu zabezpieczeń**

Preferowane w energetyce zabezpieczenia typu Buchholz firmy *Barleben* są wyposażone w magnetyczne szklane styki kontaktronowe.

Z doświadczeń eksploatacji wynika, że z upływem czasu użytkowania zabezpieczeń ich kontaktrony ulegają uszkodzeniom wskutek zalewania olejem transformatorowym (rys. 2).

To zjawisko wiąże się z tym, że w procesie produkcji w szklanych rurkach kontaktronów są zatapiane metalowe końcówki styków i w miejscach przejścia szkło-metal powstają

nieuniknione mikropory, przez które w czasie eksploatacji następuje stałe przenikanie oleju transformatorowego do wnętrza kontaktronu; a przy tym olej transformatorowy charakteryzuje się także dużymi właściwościami penetracyjnymi.

W związku z tym niekorzystnym zjawiskiem występują dwa stany zagrożenia awaryjnego.

Uszkodzenie 1. Jeżeli przy zalanych olejem kontaktronach użyje się przycisku „TEST”, to uzyska się zwarcie styków i pojawienie się impulsu, albo też nie uzyska się właściwego działania styków, bo zestyk ruchomy może zostać „przyssany” olejem do ścianki kontaktronu. Oczywiście tego stanu nie można zaobserwować bez demontażu zabezpieczenia, a usterka wymaga przecież wymiany kontaktronu.

Uszkodzenie 2. Gdy wcześniej zalany olejem kontaktron zostanie poddany parametrom zwarcia wewnętrznego w kadzi transformatora, powstaje pęknięcie kontaktronu. Prowadzi to do poważnego uszkodzenia transformatora, bo zabezpieczenie z takim uszkodzeniem nie jest w stanie wyłączyć transformatora.

Takim problemom można zapobiegać przez systematyczne poddawanie zabezpieczeń kontrolnym badaniom w laboratorium.

Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że opisane uszkodzenia kontaktronów zdarzają się zwykle po trzech latach od momentu napełnienia zabezpieczenia olejem.

Istotny wpływ na proces zalewania olejem kontaktronów mają warunki eksploatacji transformatora: stopień obciążenia, częstość przeciążeń, występowanie zwarć. Zabezpieczenia eksploatowane w umiarkowanych warunkach mogą działać bez awarii nawet przez 10 lat.

Ważnym kryterium jest także jakość oleju transformatorowego, która, niestety dość często, bywa zła.

Zabezpieczenia dostarczane do badań w laboratorium zawierają zawsze resztki oleju; niekiedy wygląda on jak przepalony olej silnika spalinowego (czarny, spalony). Występują także zanieczyszczenia stałe: kawałki metalowych podkładek, części izolacji; dotyczy to zazwyczaj zabezpieczeń przełącznika zaczepek.

Biorąc pod uwagę wymienione warunki, zabezpieczenia po badaniach w laboratorium otrzymują świadectwo, w którym ważność badania określa się na okres trzech lat lub do pierwszego awaryjnego wyłączenia transformatora.



## Zagadnienia montażu zabezpieczeń

Prace montażowe zabezpieczeń typu Buchholz powinny być prowadzone przy dodatnich temperaturach otoczenia, czyli w okresie od późnej wiosny do wczesnej jesieni. Wymaganie to jest związane z naprężeniami mechanicznymi rurociągów, a tym samym z trudnościami uszczelnienia złącz.

Zdarzało się jednak, że prace montażowe były prowadzone zimą; autorowi znany jest przypadek prac przy temperaturze nawet  $-17^{\circ}\text{C}$ . W takich warunkach montaż rurociągów z zabezpieczeniami jest za mało precyzyjny. Po wymontowaniu zabezpieczenia do jego badania kontrolnego i ewentualnie naprawy następuje rozprężenie rurociągu – przesunięcie w pionie i poziomie końcówek z kołnierzami. Wówczas ponowny montaż zabezpieczenia wymaga użycia dużych sił i utrudnione jest zapewnienie dobrego uszczelnienia rurociągu.

Przykład prawidłowego montażu zabezpieczenia z jednym zaworem na rurociągu pomiędzy zabezpieczeniem a konserwatorem przedstawiono na rysunku 3.

Podczas wykonywania montażu należy zwracać uwagę, aby:

- czerwona strzałka znajdująca się na zabezpieczeniu wskazywała w stronę konserwatora;
- wzniesienie rurociągu w stronę konserwatora nie wykazywało większego odchylenia od poziomu niż  $5^{\circ}$ ;
- ukośne położenie zabezpieczenia, poprzeczne w stosunku do kierunku przepływu, nie wykazywało większego odchylenia od pionu niż  $5^{\circ}$ ;
- rurociąg nie wykazywał żadnych zagięć, a łuki były o promieniach wewnętrznych większych niż 50 mm;
- swobodna długość rurociągu pomiędzy zabezpieczeniem a najbliższym położonym punktem stałym nie przekraczała określonej wartości, np.:

– przy średnicy rurociągu:	DN25	DN50	DN80
– odstępu:	0,5 m	0,7 m	1,0 m;
- do zabezpieczenia nie przedostały się żadne ciała obce, zanieczyszczenia i wilgoć.

W niektórych przypadkach jeden zawór nie jest wystarczający, szczególnie w dużych jednostkach, kiedy demontaż przeprowadza się krótko po wyłączeniu transformatora z ruchu. Wówczas zaleca się zastosowanie, w miarę możliwości, drugiego zaworu umieszczonego pomiędzy zabezpieczeniem a kadzią transformatora.



Wprowadzenie drugiego zaworu ułatwia montaż i demontaż zabezpieczenia, ponieważ po zamknięciu obydwu zaworów można wymontować zabezpieczenie bez obawy wycieku oleju. Transformator z dwoma zaworami na rurociągu może stać dowolnie długo z wymontowanym zabezpieczeniem bez obawy zawilgocenia oleju. Umożliwia to wykonywanie badań laboratoryjnych zabezpieczenia w odpowiednich terminach.

## **Podsumowanie**

Proces powstawania uszkodzeń wewnętrznych transformatorów powoduje stopniowe zmiany parametrów oleju transformatorowego: wydzielania się gazu, szybkości przepływu, ciśnienia. Te zmiany mogą być odpowiednio wcześniej wykryte przez zabezpieczenia typu Buchholz, chroniące transformator przed zniszczeniem.

Nie można lekceważyć zadziałania pierwszego stopnia zabezpieczenia, ponieważ jest to sygnał alarmujący o powstawaniu źródła przyszłej poważnej awarii. Po jego zadziałaniu należy niezwłocznie sprawdzić jakość nagromadzonego gazu. Pozwala to na określenie, jaka jest przyczyna wydzielania się gazu i na podjęcie stosownej decyzji, co do dalszej eksploatacji transformatora.

W celu zapewnienia podstawowych warunków technicznych do skutecznej ochrony transformatora niezbędne jest wyposażenie go w niezawodnie funkcjonujące zabezpieczenie typu Buchholz – z uwzględnieniem nie tylko wymaganej jakości wykonania samego urządzenia i jego instalacji, ale i przeprowadzania okresowych badań kontrolnych jego stanu i działania w laboratorium specjalistycznym.

Warto nadmienić, że przedstawione w artykule informacje opierają się na doświadczeniach jego autora z ponad 35-letniego okresu badań zabezpieczeń typu Buchholz prowadzonych w firmie *Energopomiar*, następnie *Energopomiar-Elektryka*.