



Ryszard Sobocki*

MONITOROWANIE ON-LINE STANU TRANSFORMATORA W STACJACH STEROWANYCH KOMPUTEROWO

Streszczenie: Proponuje się minimalny zestaw pomiarów i sygnalizacji stanu transformatora i jego urządzeń pomocniczych potrzebny do bieżącej oceny ich stanu w systemie on-line. Zestaw ten może być gromadzony i przetwarzany w systemie numerycznej telemekhaniki stacji sterowanej komputerowo. Będzie on prezentowany na ekranie jednego z monitorów centrum dyspozytorskiego stacji, z którego mogą być również sterowane urządzenia pomocnicze transformatora. Proponuje się układ okien do tego celu.

Słowa kluczowe: transformatory, monitorowanie on-line, diagnostyka

1. Wstęp

Transformator stanowi jeden z najdroższych elementów stacji energetycznej. Jego uszkodzenie z reguły powoduje znaczne straty oraz stwarza dużo kłopotów w eksploatacji. Stanowi technicznemu transformatora poświęca się zatem dużo uwagi [1, 2, 3]. Bieżąca ocena stanu transformatora wymaga znajomości wielu parametrów. Odczyty, wskazania i sygnalizacja stanu powinny być łatwo dostępne dla obsługi czemu sprzyjać będzie lokalizacja wskaźników w jednym miejscu. Najkorzystniej, gdy będą one dostępne na podstawowym lub dodatkowym monitorze komputerowego centrum dyspozytorskiego stacji. Pomiary, sygnalizacja stanu oraz sterowanie wybranymi elementami wyposażenia transformatora odbywać się będzie za pośrednictwem systemu numerycznej telemekhaniki stacji, analogicznie jak innych urządzeń (np. łączników).

* Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Zarządzanie Majątkiem Sieciowym, ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa

W krajowej sieci 400 i 220 kV pracują głównie duże autotransformatory regulacyjne. Mają one trzecie uzwojenie o napięciu 15 kV, rzadziej 30 kV lub 10 kV. Jest ono przeznaczane do zasilania potrzeb własnych. W nowych jednostkach 400 kV dołączać się będzie do niego dławik do kompensacji mocy biernej. Do takich właśnie jednostek ogranicza się niniejszy artykuł, tym niemniej większość jego elementów może być wykorzystana do transformatorów blokowych oraz większych transformatorów 110 kV.

2. Podstawowe mierzone wielkości oraz rejestrowane parametry

2.1. Wielkości elektryczne

Zasadniczo wchodzą w grę prądy i napięcia, z reguły mierzone również dla innych celów. Można tu wykorzystać przekładniki prądowe montowane na części olejowej izolatorów przepustowych. Należy mierzyć prądy we wszystkich trzech uzwojeniach jednostki a to z powodu geometrycznego dodawania się wartości przeliczonych prądów. Ze względu na symetrię wyświetlana może być wartość prądu w jednej fazie z możliwością odczytu wartości w pozostałych za wyjątkiem uzwojenia wyrównawczego, gdzie wyświetlać powinno się trzy wartości. Symetria napięć upoważnia do wymagania podawania tylko jednej wartości z wyłączeniem uzwojenia wyrównawczego dla którego lepiej wyświetlać trzy wartości. Z punktu widzenia oceny pracy transformatora znajomość mocy przenoszonej przez poszczególne uzwojenia jest mniej istotna. Ważniejsza jest wartości współczynnika mocy. Wartości mierzonych napięć powinny być porównywane z wartościami znamionowymi, które w uzwojeniu regulacyjnym zależą od pozycji przełącznika zaczeów. Szczególnie istotne jest ostrzeżenie o zbliżaniu się do najwyższego napięcia roboczego sieci w zależności, od którego dobiera się wytrzymałość elektryczną układu izolacyjnego.

Wartość dopuszczalnego prądu obciążenia transformatora zależy od szeregu czynników a zwłaszcza od skuteczności chłodzenia. Narzuca się tu jednak pewne wartości graniczne wynikające z konstrukcji oraz norm [4]. Zalecać można sygnalizowanie przekroczenia wartości prądu znamionowego oraz wymagać ostrzeżenia o osiągnięciu wartości granicznej z jednoczesnym podaniem tych wartości.

2.2. Temperatury. Układ chłodzenia

W dyskutowanych transformatorach powszechnie stosuje się chłodzenie za pomocą chłodziń olejowo-powietrznych zarówno przy wymuszonym -OF jak i kierowanym -OD obiegu oleju. Powinno dokonywać się pomiaru temperatury na wlocie do chłodzińcy i wylocie z niej. Uwzględniając występującą w praktyce liczbę chłodzińcy wymagać się będzie pomiaru 6-12 temperatur. Jeśli przy czynnej pompie olejowej spadek temperatury na chłodzińcy jest niewielki, to może on świadczyć o obniżeniu wydajności chłodzińcy wskutek silnego zabrudzenia, lub też o uszkodzeniu wentylatorów. Znajomość temperatury na wylocie z chłodzińcy, to jest na wlocie do kadzi transformatora jest konieczna do obliczenia możliwości obciążenia transformatora [5]. Z tych samych powodów trzeba mierzyć temperaturę powietrza w pobliżu transformatora, najlepiej w dwóch miejscach.

O starzeniu się układu izolacyjnego decyduje temperatura najgorętszego miejsca w uzwojeniu (tzw. hot-spot). Dotychczasowa praktyka polega na stosowaniu do jej oszacowania (raczej oszacowania tzw. średniej temperatury uzwojeń) analogowego modelu cieplnego. Jest to urządzenie umieszczane w oleju transformatora oraz podgrzewane prądem z przekładnika prądowego zainstalowanego na przepięcie transformatora. Parametry modelu muszą być dobrane do konkretnego transformatora. Ich zmiana w trakcie pracy transformatora jest kłopotliwa. Wierność odtwarzania za pomocą takiego modelu nie jest duża. Obecnie coraz częściej temperaturę hot-spot oblicza się na drodze numerycznej. Jest to więc numeryczny model cieplny. Doświadczenia w stosowaniu w systemie off-line operacyjnego obliczania dopuszczalnego obciążenia/przeciążenia transformatora oraz doboru skuteczności układu chłodzenia [5] pozwalają na łatwe opracowanie algorytmu oraz stosownej procedury obliczeniowej takiego modelu.

Sygnalizacja stanu chłodzińców powinna obejmować: stan załączenia i wyłączenia pomp olejowych, położenie wskaźnika przepływu oleju (jest przepływ, brak przepływu) oraz stan załączenia i wyłączenia wentylatorów chłodzińców.

Dobór skuteczności chłodzenia ma na celu nie tylko minimalizację kosztu energii, ale również utrzymywanie temperatury oleju w rozsądnych granicach przy nieprzekraczaniu wartości maksymalnej. Jest on szczególnie istotny jeśli obciążenie transformatora waha się w szerokich granicach i może obniżyć się do bardzo małej wartości. Skuteczność układu chłodzenia powinna więc narastać w szeregu stopniach (por. załącznik).

W przypadku zainstalowania oprogramowania do operacyjnego obliczania możliwej obciążalności transformatora pracującego w systemie on-line ono będzie podpowiadać operatorowi dobór skuteczności chłodzenia w zależności od przewidywanego dalszego obciążenia jednostki. Przy jego braku dobór, najlepiej samoczynny powinien opierać się na wskazaniach modelu cieplnego, temperaturze otoczenia, wytycznych producenta oraz zależeć od mocy jaką transformator przenosi. Przy wymienionych metodach chłodzenia, a zwłaszcza przy chłodzeniu OF kojarzenie skuteczności chłodzenia z temperaturą oleju w górnej warstwie jest niepoprawne. Powinno wiązać się ją z temperaturą oleju na wlocie do kadzi.

2.3. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów

W eksploatacji stwarza on stosunkowo najwięcej kłopotów. Niemniej, liczba możliwych do obserwacji parametrów jest raczej niewielka, zwłaszcza dla powszechnie stosowanych u nas (również i innych krajach europejskich) rezystancyjnych przełączników, których klatka wybierakowa zlokalizowana jest w kadzi głównej transformatora. Jednym z nich jest sygnał zadziałania przekaźnika Buchholtza montowanego w rurze łączącej komorę przełącznika mocy z konserwatorem spowodowane zbieraniem się w nim się gazu wydzielonego z oleju. Niekiedy instaluje się bardzo szybki przekaźnik działający przy wzroście ciśnienia w komorze przełącznika mocy podający impuls na natychmiastowe wyłączenie transformatora. Proponuje się monitorowanie szeregu dalszych parametrów wymagających jednak złożonych układów [6]. Ich substytutem, bardzo łatwym w zastosowaniu jest pomiar czasu trwania przejścia z jednej

pozycji zaczepowej na drugą tj. czas pracy silnika napędu [7]. Zbyt długi czas pracy silnika będzie świadczył o anomaliach w działaniu przełącznika, powinien być zatem sygnalizowany.

Operacyjnym parametrem jest pozycja przełącznika zaczepów. Jej wskazanie powinno być skojarzone z podaniem wartości napięcia znamionowego jej odpowiadającej oraz ew. z zakresem możliwych położań. Dojście do pozycji skrajnej powinno być sygnalizowane. Rodzaj sterowania: lokalne, zdalne, automatyczna regulacja napięcia powinien być podawany. Zdalna zmiana położenia przełącznika zaczepów odbywać się powinna z monitora dyspozytora (por. p. 6).

3. Siła elektromotoryczna. Indukcja w rdzeniu

Celem ograniczenia wymiarów w rdzeniu transformatora stosuje się wysoką wartość indukcji. Możliwość napięciowego przeciążenia w porównaniu do prądowego jest więc bardzo ograniczona. Zgodnie z normą [8] transformator można przeciążyć napięciowo zaledwie o 5%. Wobec małej wartości przeciążenia to powinno być kontrolowane. Jest to jednak kłopotliwe, gdyż wskutek istnienia spadków napięć na impedancji rozproszenia uzwojeń napięcie na zaciskach różni się od siły elektromotorycznej. W diskutowanych transformatorach jedynie wtedy, gdy uzwojenie wyrównawcze nie jest obciążone, lub obciążone bardzo małą mocą można przyjąć, że napięcie mierzone na jego zaciskach jest równe sile elektromotorycznej.

Dla przykładu, niech w transformatorze 330 MVA napięcie zwarcia poszczególnych par uzwojeń odniesione do mocy 330 MVA wynosi ok. 13% dla pary uzwojeń podstawowych, 45% dla pary uzwojenie 400 kV i wyrównawcze oraz 29% dla pary uzwojenie 220 kV i wyrównawcze. Przy tak dużej jednostce składowa czynna napięcia zwarcia może być pominięta. Przyjmijmy, że uzwojenie 400 kV jest uzwojeniem zewnętrznym, zaś uzwojenie wyrównawcze zlokalizowano przy rdzeniu. Wartość reakcji reprezentującej poszczególne uzwojenia w schemacie zastępczym [9] odniesione do napięcia 400 kV wynoszą: 71,14; -6,96; 213,64 Ω , odpowiednio dla uzwojeń 400 kV, 220 kV i wyrównawczego. Spadek napięcia na danym uzwojeniu rozumiany jako różnica między siłą elektromotoryczną a napięciem na jego zaciskach zależy tylko od parametrów obciążenia danego uzwojenia [9]. Przyjmijmy, że do uzwojenia wyrównawczego dołączono dławik o mocy 50 MVA_r kompensujący moc pojemnościową. Jego przyłączenie spowoduje powstanie spadku napięcia na tym uzwojeniu wynoszącego ok. 6,7% w odniesieniu do napięcia na zaciskach. Jeśli obciążyć uzwojenie 110 kV mocą ok. 300 MVA o charakterze indukcyjnym ($\cos \varphi = 0,8$), to napięcie na jego zaciskach przewyższy siłę elektromotoryczną o zaledwie 0,8% (w odniesieniu do napięcia na zaciskach). Wzrost napięcia powodowany jest ujemną wartością indukcyjności reprezentującej to uzwojenie na schemacie zastępczym. Jeśli przyjąć, że do uzwojenia 400 kV dopływa jedynie moc pojemnościowa równa mocy pobieranej przez dławik, to napięcie na zaciskach 400 kV przewyższy siłę elektromotoryczną o około 2,2%, w odniesieniu do napięcia na zaciskach, zaś przy dopływie do niego mocy ok. 300 MVA ($\cos \varphi = 0,8$) przewyższenie wyniesie 8,5%. W ogólnym przypadku zmiana napięcia może zatem przekroczyć 5%.

Jeśli napięcie na zaciskach jest niższe od siły elektromotorycznej, to porównywanie napięcia wyjściowego z wartością znamionową, odnoszącą się do stanu jałowego może spowodować przewzbudzenie rdzenia. W przeciwnym przypadku nie będzie możliwe pełne wykorzystanie rdzenia, co zawęzi operacyjnie dostępny zakres regulacji napięcia w miejscu zainstalowania transformatora. Pamiętać jednak należy, że napięcie na zaciskach poszczególnych uzwojeń mogą przekraczać najwyższe napięcie robocze sieci tylko wtedy, gdy na takie warunki pracy transformator zbudowano.

Przytoczone liczby wskazują na celowość operacyjnego dokonywania obliczenia siły elektromotorycznej. Powinno się opierać je o uzwojenie o najmniejszej zmienności napięcia, którym z reguły jest uzwojenie środkowe. Przy kombinacji napięć zwarcia jak w przytoczonym przykładzie można utożsamiać wartość siły elektromotorycznej z wartością napięcia na zaciskach środkowego uzwojenia przyjmując niepełne wykorzystanie dopuszczalnego przeciążenia rdzenia.

4. Pomiar on-line zawartości gazów oraz wody rozpuszczonych w oleju

Pomiary zawartości gazów są prowadzone od wielu lat w systemie off-line i mają ugruntowaną pozycję. Od kilku lat uzupełnia się je pomiarami w systemie on-line. Wykonuje się je na jednostkach szczególnie ważnych lub na tych, w których pomiary w systemie off-line wykazały niepokojąco wysoki poziom zawartości gazów palnych. Dokonuje się ich za pomocą czujnika umieszczonego w miejscu występowania ruchu oleju transformatora. Obecnie stosuje się czujniki mierzące zawartość wodoru pracujące na zasadzie ogniwa paliwowego [10]. Od kilku lat prowadzone są prace nad czujnikami wykrywającymi cztery rodzaje gazów palnych: wodór – H_2 , tlenek węgla – CO , etylen – C_2H_4 i acetylen – C_2H_2 [11]. Są one znacznie bardziej złożone niż poprzednie i w dalszym ciągu znajdują się w fazie eksperymentu. Zarówno jedne jak i drugie współpracują ze złożonymi cyfrowymi układami pomiarowymi. Mogą być one obsługiwane zdalnie.

Rutynowy pomiar zawartości wody w oleju jest wykonywany w systemie off-line. Wzrost zawartości wody w oleju może być wynikiem przedostawania się wilgoci z atmosfery przez niedostateczny/niesprawny system oddychania transformatora. Również termiczny rozkład celulozy wyzwala wodę. Destrukcyjny wpływ wody szczególnie uzewnętrznia się w niskiej temperaturze, w której może ona wydzielić się w postaci kropeł. Opracowano czujniki do pomiaru zawartości wody w oleju w systemie on-line (por. np. [12]). Ich stosowanie może być uzasadnione dla szczególnie ważnych transformatorów, zwłaszcza wtedy, gdy istnieje podejrzenie o występowaniu szybko narastającej degradacji celulozy.

5. Zaawansowane systemy monitoringu on-line

Monitorowanie wielkości i parametrów wymienionych wyżej nie wyczerpuje zagadnienia diagnostyki transformatorów w systemie on-line. Opracowano i częściowo wdrożono szereg zaawansowanych i rozbudowanych systemów. Są one bardzo drogie,

kłopotliwe w eksploatacji, a uzyskiwane z nich informacje nie zawsze łatwe w interpretacji. Do najistotniejszych można zaliczyć:

1. Monitorowanie stanu mechanicznego uzwojeń przy użyciu tzw. transfer function [13, 14]. Ma ono na celu śledzenie, czy w wyniku zwarć występujących w eksploatacji nie nastąpiło zniekształcenie i przemieszczenie uzwojeń. Może to występować w transformatorach o małej (niedostatecznej) wytrzymałości zwarciowej.
2. Monitorowanie poziomu wyładowań niezupełnych. Ma ono na celu sprawdzanie, czy w transformatorze nie pojawiły się wyładowania niepełne o poziomie, który może w szybkim czasie doprowadzić do awarii. Pomiaru dokonuje się za pomocą metody akustycznej. W opracowaniu są również systemy do pomiaru na drodze elektrycznej [16, 17].
3. Zaawansowane systemy monitorowania stanu przełącznika zaczepów [6]. Znajdują się one w fazie doświadczeń.

W przyszłości, po wdrożeniu podstawowego systemu monitoringu jak proponowany w niniejszym opracowaniu celowe będzie uzupełnienie go o inne elementy w miarę potrzeb i postępu prac nad nimi. Szczególnie polecać tu można monitorowanie poziomu wyładowań niezupełnych (zwłaszcza na drodze akustycznej) oraz niektórych parametrów przełącznika zaczepów (zwłaszcza momentu obrotowego). Należy jednak wyraźnie podkreślić, że rozszerzenia powinny być stosowane tam, gdzie jest to uzasadnione względami ekonomicznymi, zatem wyjątkowo. Powszechnie uważa się, że system monitoringu powinien w pierwszym rzędzie ujmować podstawowe wielkości i parametry [7].

6. Propozycja praktycznej implementacji

Syntetyczny zestaw proponowanych do monitorowania wielkości i parametrów podano w załączniku. Jest to zestaw minimalny. Nie ujmuje on elementów bardziej zaawansowanych (por. p. 5). Jest on zbliżony do proponowanego, minimalnego zestawu wg kanadyjskiej publikacji [7]. Zasadniczo rozszerza go o monitorowanie wartości siły elektromotorycznej (wartość obliczana). Ujmuje on również sygnalizację zbliżania się i przekroczenia wartości dopuszczalnych oraz wypracowanie operacyjnych zaleceń odnośnie do doboru skuteczności układu chłodzenia. Te fragmenty proponowanego układu można traktować jako zaczątek systemu ekspertowego rozwijanego w przyszłości [1, 15].

Liczba stacji sterowanych komputerowo, tj. wyposażonych w tzw. komputerowe dyspozytorskie centra lokalne współpracujące z cyfrowymi urządzeniami telemechaniki jest coraz większa. Służą one do przetwarzania i wizualizacji danych zbieranych na terenie danego obiektu energetycznego (np. stacji) oraz do sterowania urządzeniami (np. łącznikami) tych stacji. Obiekt (np. rozdzielnia) i jego fragmenty (np. pola) przedstawiane są w warstwie prezentacji, w której obsługiwane są terminale oraz utrzymywany dialog z użytkownikami, w tej liczbie i z operatorami stacji. Wszystkie, lub tylko wybrane mierzone wielkości mogą być zobrazowywane, zasadniczo w formie tabelarycznej. Możliwe jest dokonywanie manipulacji (np. sterowanie) obiektów (np. łączników), tych, których zdalne manipulowanie dopuszcza

się. Dokonane czynności odnotowuje się w dzienniku systemu. Pojawienie się systemów alarmowych może powodować zobrazowanie na ekranie okna, którego dany sygnał dotyczy. Daje to obsłudze możliwość łatwego zapoznania się z przyczyną alarmu oraz jego skwitowanie. Dyskutowany system umożliwi również wykonywanie obliczeń w oparciu o wyniki pomiarów. Stwarza on również możliwość uzyskania podpowiedzi.

Wszystkie pomiary oraz sygnalizacja stanów omówione w p. 2 mogą być zrealizowane i prezentowane we wzmiankowanym wyżej systemie. Wobec stosunkowo dużej różnorodności informacji lepiej będzie wykorzystywać tu dodatkowy terminal pracujący pod praktycznie dowolnym systemem operacyjnym co centrum dyspozytorskie umożliwia.

Transformator może być przedstawiony w kilku oknach: podstawowym i dalszych rozwijanych z niego (por. załącznik).

- A. Okno podstawowe. Przedstawiać będzie ogólny, uproszczony obraz transformatora oraz jego włączenie w system stacji z podaniem położenia łączników. Podawać trzeba rodzaj obciążenia uzwojenia wyrównawczego, np. dławik kompensacyjny, czy transformator potrzeb własnych. Tutaj będą dostępne podstawowe parametry obciążenia transformatora: wartości prądów i napięć i współczynnika mocy (por. p. 2.1) oraz bieżąco obliczana wartość siły elektromotorycznej (por. p. 3). Wyświetlane wartości powinny być skojarzone z podaniem wartości znamionowej. W oknie tym będą podawane i ew. kasowane sygnały alarmowe. Uzyskiwane podpowiedzi dotyczyć będą spraw ogólnych. Ponadto wskazane jest zobrazowywanie wprowadzanego przez obsługę krótkiego komunikatu o awaryjnym stanie jednostki i wynikających stąd ograniczeniach.
- B. Okno przełącznika zaczeów. Przedstawiać będzie schematyczny obraz przełącznika zaczeów ze wskazaniem aktualnej pozycji i wyróżnieniem pozycji skrajnych. Wartość znamionowego napięcia odpowiadająca wszystkim pozycjom, lub kilku wyróżnionym powinna być podawana. Rodzaje sterowania (por. p. 2.3) ze wskazaniem wybranego również będą zobrazowywane. Zdalna zmiana pozycji przełącznika zaczeów odbywać się będzie z tego okna. Również i tutaj powinna istnieć możliwość operacyjnego wprowadzania i wyświetlania komunikatu.
- C. Okno układu chłodzenia. Będzie ono rozbudowane okno wtedy, gdy liczba chłodnic jest duża. Czynne chłodnice będą wyróżnione (np. podświetlone) na tle uproszczonego obrazu układu. Wartości temperatury powinny być zobrazowywane bezpośrednio w oknie, bez potrzeby wywoływania. Sterowanie układem chłodzenia — bezpośrednio z okna. Podpowiedzi oraz komunikat operacyjny (por. wyżej) dotyczyć będą układu chłodzenia.
- D. Okno baz danych oraz raportów. Wybrane wielkości powinny być zapisywane w pamięci masowej komputera. Wprowadzanie informacji za pomocą klawiatury jest również konieczne. Na życzenie zapisane informacje będą zobrazowywane na ekranie monitora, drukowane lub przenoszone/kopiuwane do oddzielnych zbiorów dyskowych.
- E. Okno pomiaru on-line zawartości gazów (i ew. wody) w oleju. Wystąpi wtedy, gdy pomiar taki jest dokonywany. Jego zawartość wynikać będzie z oprogramowania producenta czujnika.

- F. Okna współpracy ze złożonymi systemami monitoringu. Systemy te, z których część wymieniono w p. 5 wymagają własnego, złożonego, cyfrowego układu pomiarowego. Tym niemniej powinny być one nadzorowane i częściowo sterowane z poziomu proponowanego systemu monitoringu, do którego powinny docierać z nich syntetyczne informacje.
- G. Okno komunikacji z systemem nadrzędnym. W przypadku, gdy niektóre informacje będą przesyłane na szczebel nadrzędny (np. do ODM, czy KDM) co z reguły ma miejsce celowe jest dodanie takiego okna pokazującego listę wysyłanych informacji oraz ich aktualną treść.

7. Podsumowanie

1. Proponowany minimalny zestaw mierzonych wielkości oraz rejestrowanych parametrów umożliwia bieżącą ocenę stanu transformatora. Może być on gromadzony i przetwarzany w systemie cyfrowej telemechaniki stacji, analogicznie jak inne wielkości i parametry. Jego prezentacja na ekranie monitora dyspozytorskiego lub dodatkowego przeznaczonego tylko do transformatorów pracujących w stacji również nie stworzy problemu.
2. Celowa jest aplikacja niniejszej propozycji do wszystkich nowych i modernizowanych transformatorów instalowanych tak w nowych jak i modernizowanych stacjach. Wskazane jest jej stosowanie również do starszych, bardziej odpowiedzialnych jednostek pracujących w stacjach dysponujących lokalnym komputerowym centrum dyspozytorskim. W tym drugim przypadku wymagać się będzie niewielkiego uzupełnienia wyposażenia transformatora.
3. Zastosowanie proponowanego rozwiązania ułatwi obsługę stacji i przyczyni się do zwiększenia jej niezawodności.
4. Proponowany system powinien być w przyszłości uzupełniany o bardziej złożone, wyspecjalizowane układy.

Literatura

- [1] **Kaźmierski M., Sobocki R.:** *Computer aided monitoring of large power transformers operating in the Polish grid*, VII Międzynarodowa Konferencja pt. Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, 1995
- [2] **Hirronnierni E. i inni:** *Experiences of on- and off-line monitoring of power transformers in service*, CIGRE, 1992, rap. nr. 12-102
- [3] **Babare A. i inni:** *ENEL-Diagnostics of on- and off-line large transformers*, Symposium of Diagnostic and Maintenance Techniques, Berlin, 1993, ref. nr. 110-04
- [4] Norma IEC 354: *Loading guide for oil-immersed power transformers*
- [5] **Sobocki R., Stodolski Z.:** *Komputerowe, operacyjne prognozowanie obciążalności transformatorów dużej mocy*, Konferencja Komputerowe Wspomaganie w Gospodarce Energetycznej, Buk, 1993
- [6] **Kramer A. i inni:** *Monitoring methods for on-load tap changers. An overview and future perspectives*, CIGRE, 1996, rap. nr. 12-108

- [7] **Peelo D. F.** i inni: *A value based methodology for selecting on-line condition monitoring of substation power equipment*, EPRI Substation equipment diagnostic conference V, 1997, New Orleans
- [8] Norma IEC 76-1: *Power transformers. General*
- [9] **Jeziński E.**: *Transformatory*, WNT, 1983, wydanie drugie
- [10] **Noonan T. J.**: *ESBI Engineering experience of hydan monitors*, Mission Energy O&M Instrument and Controls, Users Conference, Las Vegas, Nevada, 1995
- [11] **Lindgren S. R.** i inni: *On-line transformer load and fault gas analyser for determination of reliable overload capacity*, CIGRE, 1996, rap. nr. 12-110
- [12] **Harley J. C.**: *Several recent advantages in on-line transformer monitoring and diagnostic tools*, EPRI Substation equipment diagnostic conference V, 1997, New Orleans
- [13] **Knorr W., Leibfried T.**: *Monitoring of power transformers*, Międzynarodowa konferencja „Transformator 97”, 1997, Kolobrzeg
- [14] **Malewski i inni**: *Measurement of switching transients in 735 kV substation and assesment of their severity for transformer insulation*, IEEE Transactions, Vol. PWRD-3, No. 4, 1988
- [15] **Kaźmierski M., Kersz I.**: *Pilot installation of the system for monitoring of power transformers in operation*, Międzynarodowa konferencja „Transformator 97”, 1997, Kolobrzeg
- [16] **Eriksson T., Lejion M.**: *PD on-line monitoring of power transformers*, Stockholm PowerTech, 1995, raport nr SPT HV 03-08-0682
- [17] **Instytut Energetyki**: *Urządzenie do pomiaru wylądowań niezupełnych*, Zgłoszenie patentowe nr. P301709

ON-LINE POWER TRANSFORMERS MONITORING IN A COMPUTER CONTROLLED
SUBSTATION

Limited set of measurements and signalling of a status of the power transformer and its auxiliary equipment status needed for an on-line assessment of the power transformer is proposed. The set may be collected and processed by the numerical telemechanics system of the computer controlled substation. It may be depicted on a computerised dispatching centre monitor screen on which the auxiliary equipment may be controlled. A set of windows enabling a presentation is proposed.

ZAŁĄCZNIK

I. WYŚWIETLANE/ZOBRAZOWYWANE WIELKOŚCI I PARAMETRY

1. Prądy

- prąd po stronie uzwojeń podstawowych, w jednej fazie,
- prąd po stronie uzwojenia wyrównawczego, w trzech fazach,
- prądy znamionowe, zależne od pozycji przełącznika zaczepów wraz z sygnalizacją osiągnięcia tej wartości,
- prądy graniczne wraz z sygnalizacją zbliżenia się do nich oraz ostrzeżeniem o ich osiągnięciu.

2. Napięcie, siła elektromotoryczna

- napięcie po stronie uzwojeń podstawowych, po jednej wartości,
- napięcie po stronie uzwojenia wyrównawczego, trzy wartości,
- aktualna, obliczona wartość siły elektromotorycznej,
- sygnalizacja osiągnięcia wartości znamionowej oraz ostrzeżenie o osiągnięciu wartości dopuszczalnej.

3. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów

- rodzaj sterowania: lokalne, zdalne, automatyczna regulacja napięcia,
- aktualna pozycja przełącznika zaczepów wraz z podaniem odpowiadającej jej wartości znamionowego napięcia zaczepowego oraz wyróżnieniem osiągnięcia pozycji skrajnej,
- sygnalizacja stanu przekaźnika Bucholtza,
- sygnalizacja stanu przekaźnika przeciwwybuchowego (jeśli jest),
- liczba dokonanych przełączeń,
- czas trwania przełączenia (czas pracy silnika napędowego w trakcie przełączania),
- sygnalizacja przekroczenia określonego czasu trwania przełączania.

4. Sygnalizacja pozostałych stanów

- minimalnego poziomu oleju w konserwatorze,
- stanu zaworu odcinającego konserwator,
- stanu zaworów przeciwwybuchowych,
- stanu przekaźnika Bucholtza.

5. Układ chłodzenia, temperatury

- temperatura oleju na wylocie z każdej chłodnicy,
- temperatura oleju na wlocie do chłodnic chłodnicy,
- temperatura chłodzącego powietrza,
- maksymalna temperatura oleju,
- temperatura rdzenia (co najmniej dwie wartości),
- temperatura uzwojenia, z modelu cieplnego numerycznego i/lub analogowego,
- wartości dopuszczalnych (zalecanych) temperatur,
- sygnalizacja przepływu oleju przez każdą chłodnicę,
- sygnalizacja załączenia każdej pompy olejowej,
- sygnalizacja załączenia wentylatorów chłodnicy.

II. NARASTANIE SKUTECZNOŚCI CHŁODZENIA

- włączenie pompy olejowej jednej chłodnicy (przy temp. otoczenia poniżej 10°C),
- włączenie wentylatorów tej chłodnicy (przy temp. otoczenia poniżej 10°C),
- włączenie pierwszej chłodnicy (przy temp. otoczenia powyżej 10°C),
- włączenie drugiej chłodnicy,
- sukcesywne włączanie dalszych chłodnic,
- włączenie chłodnicy rezerwowej.

Włączanie drugiej chłodnicy i dalszych powinno następować zależnie od temperatury oleju na wylocie z chłodnicy, prądu obciążenia i wskazań modelu cieplnego.

III. PROPOZYCJA PRAKTYCZNEJ IMPLEMENTACJI OKIEN MONITORINGU

A. Okno podstawowe

- uproszczony, ogólny obraz transformatora oraz jego powiązania z systemem stacji,
- zobrazowanie prądów i napięć,
- zobrazowanie sygnałów alarmowych i ew. ich kasowanie,
- odpowiedzi dotyczące spraw ogólnych,
- komunikat o awaryjnym (nietypowym) stanie jednostki.

B. Okno przełącznika zaczepów

- schematyczny obraz przełącznika wraz ze wskazaniem pozycji aktualnej i skrajnych oraz podaniem odpowiadających im wartości napięcia zaczepowego;
- rodzaj sterowania,
- zdalna zmiana pozycji przełącznika,
- odpowiedzi dotyczące przełącznika,
- komunikat o awaryjnym (nietypowym) stanie przełącznika.

C. Okno układu chłodzenia

- uproszczony obraz układu chłodzenia z wyróżnieniem czynnych chłodnic (elementów chłodnic),
- zobrazowanie temperatur z podaniem wartości dopuszczalnych/zalecanych,
- sterowanie układem chłodzenia: ręczne oraz dobór parametrów sterowania samoczynnego,
- odpowiedzi dotyczące układu chłodzenia,
- komunikat o awaryjnym (nietypowym) stanie układu chłodzenia.

D. Okno baz danych i raportów

- wykaz danych gromadzonych w systemie on-line,
- wprowadzanie danych z klawiatury w systemie off-line,
- wybór wielkości do zobrazowania i wydruku,
- składowanie danych na dysku/dyskietkach.

E. Okno pomiaru zawartości gazów oraz wody w oleju w systemie on-line (opcjonalne).

F. Okna komunikacji nadzoru złożonych systemów monitoringu.

G. Okno komunikacji z systemem nadrzędnym (opcjonalne)

- lista wysyłanych informacji oraz ich aktualna treść.