

- [5] A1-105. Ishizuki T., Hasagawa R., Shiozaki Y. Iwabuchi K. (JP), *Contribution of Kyogoku Power Station, an adjustable speed pumped storage, in actual grid operation.*
- [6] A1-106. Anglada J.R., Sharkh S.M., Yuratic M.A. (GB), *Calculation of Rotor Eddy Current Losses in High-Speed PM Synchronous Generators using Transfer Matrices.*
- [7] A1-201. Hildinger T. (BR), *Variability of PD readings and failure location in high voltage bars.*
- [8] A1-202. Oettl F., Engelen C., Binder E., Kessler T. (AT), *Study of the Propagation Behaviour of Partial Discharge Pulses in the High-Voltage Winding of Hydro Generators.*
- [9] A1-203. Singh A., Hughes-Narborough M. (GB), *Partial Discharge Activity in Isolated Phase Bus (IPB) – Case Studies from UK Power Stations.*
- [10] A1-204. Lee S.H., Kong T.S., Kim H.D., Kim D.M. (KR), *Analysis of Insulation Diagnosis for Generator-Motor Stator Winding and Core in Pumped Storage Power Plants.*
- [11] A1-205. Kung P. (CA), *Novel fiber optics technology monitors in-slot vibration and hot spots in an air cooled gas generator.*
- [12] A1-207. Letal J. (CA), *Importance of operating parameters when assessing the condition of machines on-line.*
- [13] A1-208. Fayez A.M., Ebrahim M.A., El-Hadidy M.A., Mansour W.M. (EG), *Torsional Oscillations Mitigation for Interconnected Power System via Novel Fuzzy Control Based Braking Resistor Model.*
- [14] A1-209. Tétreault A. (CA), *Using an air gap monitoring system during initial commissioning stages of a hydro generator.*
- [15] A1-210. Elez A. (HR), *Application of Differential Magnetic Field Measurement (DMFM method) in winding fault detection of AC rotating machines as part of expert monitoring systems.*
- [16] A1-211. Chaturvedi D.K., Gupta A.K. (IN), *Generators as Synchronous Condensers to meet Dynamic System Requirement by Renewable Mix. – Indian Scenario.*
- [17] A1-301. Silva R. (BR), *A Study of the failure and repair rate indicators of the Itaipu generator units.*
- [18] A1-302. Galvez J.D., Urbina M.D., Mader D.J. Wisniewski J.B. (US), *Forensic Analysis of Gas Turbine-generator Shaft Failures due to Possible Subsynchronous Resonance.*
- [19] A1-303. Batakovic R., Dordan B. (ME), *Analyses of possible refurbishment of generators in HPP Perucica.*
- [20] A1-304. Sokur P. (RU), *Operation experience of asynchronised turbo-generators in the Moscow power system.*
- [21] A1-305. Wang L. (CN), *Analysis on the effect of screen ventilation width on end flux distribution and eddy current losses of Turbo-generator.*
- [22] A1-306. Han J. (CN), *Influence of total flow rate on complex fluid flow and temperature rise in the rotor region of large Hydrogenerators.*
- [23] A1-307. Kometani H., Motoyoshi K., Sora N., Maeda S., Tanaka K. (JP), *Loss Reduction by large-Scale Electromagnetic Analysis for Turbine Generators.*
- [24] A1-308. Rouco L., Peran F. (ES), *Reactive power capability of large hydro generators and the European Grid Code requirements with respect to voltage stability.*
- [25] A1-309. Muramatsu S., Takahashi K., Onoda M., Tanaka K., Hattori K. (JP), *Development of Large Indirectly Hydrogen-cooled Turbine Generator and Associated Technologies.*
- [26] A1-310. Kang B.H., Lee S.J., Hong S.D. (KR), *Analysis of Winding Temperature Characteristic by Dual-frequency Method and Real-load Test for Induction Motors.*
- [27] IEEE Std. 421.5-2016, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 15 May 2016.
- [28] CIGRE Technical Brochure 238, "Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants", April 2003.
- [29] IEEE Task Force Technical Report PES-TR1, "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies", January 2013.

Piotr Mański

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Transformatory i dławiki – Komitet Studiów A2

Power transformers and reactors – Study Committee A2

Komitet Studiów A2 ma na celu promowanie postępu techniki oraz międzynarodową wymianę informacji i wiedzy w zakresie transformatorów i dławików. Dokonuje syntezy stosowanych praktyk, opracowuje zalecenia i dostarcza informacji o najlepszych rozwiązaniach.

Zakres działalności Komitetu obejmuje tematy zarządzania cyklem „życia technicznego” urządzeń: od koncepcji, poprzez badania, rozwój, projektowanie, produkcję, wdrażanie, eksploatację do końca okresu użytkowania. Na wszystkich etapach uwzględnia się aspekty techniczne, bez-

pieczeństwa, ekonomiczne, środowiskowe i społeczne, jak również interakcje z ewoluującym systemem energetycznym i środowiskiem oraz ich integrację. Uwzględnia się wszystkie aspekty wydajności, specyfikacji, testowania, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu zmieniających się interakcji

i wymagań wynikających z ewolucji systemu energetycznego. Ważnymi elementami są również techniki oceny cyklu życia, techniki zarządzania ryzykiem, edukacja i szkolenia.

Szczegółowe zagadnienia obejmują m.in.:

- teorię, zasady i koncepcje, funkcjonalność, rozwój technologiczny, projektowanie, wydajność i zastosowanie materiałów, efektywność;
- produkcję, zapewnienie jakości, wskazówki dotyczące zastosowania, planowanie, aspekty związane z transportem i lokalizacją, budowę, montaż, instalację;
- niezawodność, dostępność, eksploatację, serwis, monitorowanie stanu, diagnostykę, renowację, naprawę, załadunek, modernizację;
- remonty, ponowne użycie/ponowne rozmieszczenie, pogorszenie jakości, demontaż, utylizację.

Tematy wiodące

Niniejszy artykuł stanowi przegląd referatów zamieszczonych w materiałach konferencyjnych 47. Sesji CIGRE. Zgodnie z wytycznymi CIGRE materiały na Sesję w Paryżu, w ramach każdego z Komitetów, przygotowywane są w ramach tematów wiodących (*Preferential Subjects*). W odniesieniu do SC A2 obowiązywały następujące tematy:

- PS1: **Zagadnienia termiczne w transformatorach** (*Thermal Characteristics of Transformers*),
- PS2: **Postępy w diagnostyce i modelowaniu** (*Advances in Diagnostics and Modelling*),
- PS3: **Próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatora** (*Site Commissioning Tests*)

Niniejszy artykuł ma charakter przeglądu, a autor prezentuje wybrane zagadnienia w ramach poszczególnych tematów. Ma to na celu pokazanie głównych kierunków rozwoju w zakresie transformatorów oraz bieżących zagadnień dominujących w dyskusji i umożliwienie Czytelnikowi zapoznanie się z materiałami prezentowanymi w tym zakresie na Sesji w Paryżu.

Zagadnienia termiczne w transformatorach

Ten blok tematyczny zawiera 17 referatów. Szczegółowe zagadnienia obejmowały następujący zakres:

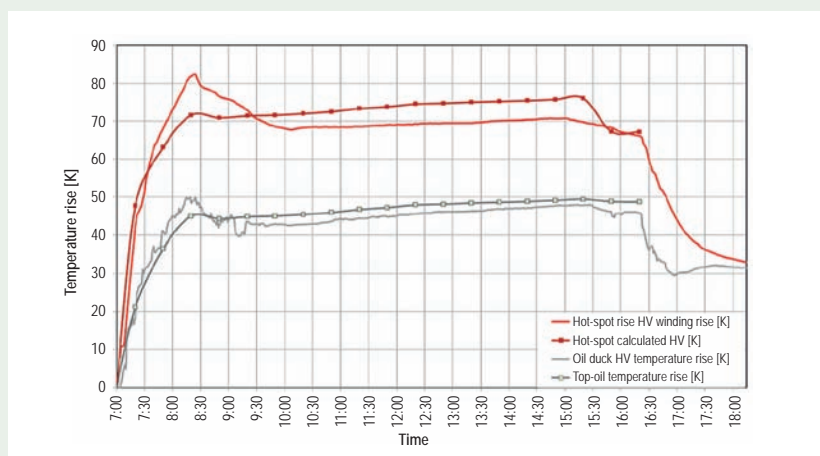
- wyznaczanie maksymalnego przyrostu temperatury (hot-spot) w uzwojeniu poprzez modelowanie i bezpośredni pomiar (*Determination of winding hot-spot temperature rise by modelling and direct measurements*);
- wyznaczanie przyrostu temperatury rdzenia, kadzi i innych elementów transformatora poprzez modelowanie i bezpośredni pomiar (*Determination of temperature rise for core, tank, and other parts by modelling and direct measurements*),
- wpływ wymagań dotyczących obciążalności transformatorów na dobór wyposażenia (*Effect of overload requirements on design and component selection*).

Przedstawiono wyniki symulacji i modelowania, głównie wykorzystujące techniki numeryczne, takie jak Thermal Hydraulic Network Models (THNM) oraz Computational Fluid Dynamics (CFD). Należą do nich [1-6, 9, 12, 16 i 17], czyli aż 10 z 17 zgłoszonych referatów z tego tematu (59%). Wspomniane techniki numeryczne wykorzystywane są w zakresie obliczeń temperatur uzwojeń [1-6, 9 i 12] oraz przepływów izolacji ciekłej transformatorów (oleje i estry) i związanych z nią temperatur [16, 17].

Niektóre z powyższych publikacji zostały opracowane wspólnie z użytkownikami transformatorów, np. z firmą *ELES* (Operator Sieci Przesyłowej – dalej OSP, Słowenia) [4], *National Grid i Scottish Power* (OSP, Anglia, Szkocja) [6], *EDF* (wytwórca energii, Francja) [8], *Iberdrola* (OSP, Hiszpania) [9]. Z punktu widzenia użytkownika mają one największą wartość. Zwraca uwagę referat [10] pokazujący doświadczenia firmy *Hydro Quebec* (OSP, Kanada) z eksploatacji ponad 2200 transformatorów. Pokazuje on doświadczenia ze stopniowego procesu poprawy praktyki w zakresie oceny parametrów cieplnych nowych transformatorów.

Użytkownicy transformatorów dążą do uzyskania wiarygodnych, empirycznie potwierdzonych danych. Umożliwia to postęp technologiczny, który w przypadku transformatorów m.in. oferuje coraz bardziej niezawodne czujniki do bezpośredniego pomiaru temperatur. Oparte są one na technice światłowodowej.

W referacie [4] podano przykład słoweński. OSP w Słowenii (*ELES*) wyposaża swoje jednostki transformatorowe w czujniki bezpośredniego pomiaru temperatury oraz w systemy monitoringu on-line. Celem takiego działania jest weryfikacja poprawności działania dynamicznych modeli temperatury transformatorów wykorzystywanych na etapie projektowania konstrukcji, opartych dotychczas na obliczeniach i weryfikowanych z wyników prób nagrzewania.



Rys. 1. Porównanie wzrostów temperatury mierzonych bezpośrednio oraz obliczonych [4]

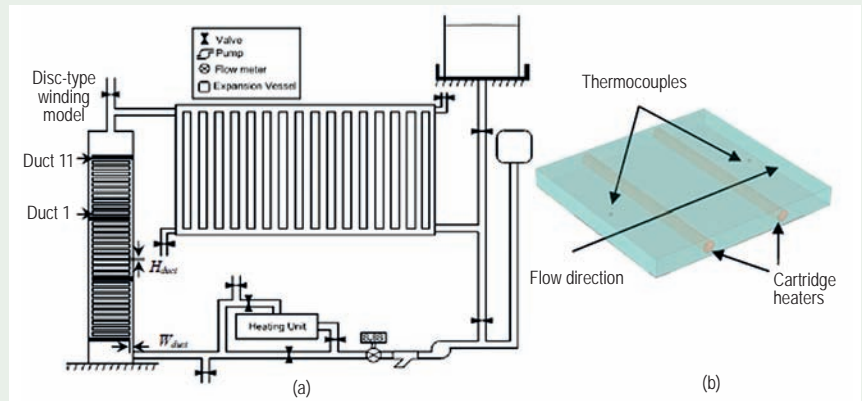
Rysunek 1 pokazuje zaobserwowane różnice pomiędzy pomiarem bezpośrednim a temperaturą obliczoną. Dane pochodzą z próby nagrzewania transformatora 400 kV, a pomiary przyrostów temperatury wykonano przy użyciu czujników światłowodowych. Mogą one wskazywać, że wartości zmierzone są dokładniejsze i mogą posłużyć do stworzenia lepszego modelu termicznego transformatora.

Autorzy referatu [6] przedstawili wyniki analizy przepływów oleju przy układach chłodzenia OD (Oil Direct – przepływ kierowany) i ON (Oil Natural – obieg naturalny). Badania wykonał zespół, w skład którego wchodził przedstawiciel uczelni, użytkownik, producentów materiałów i laboratorium/laboratoriów. Jest to pewna wskazówka, jak realizować podobne zadania w energetyce krajowej.

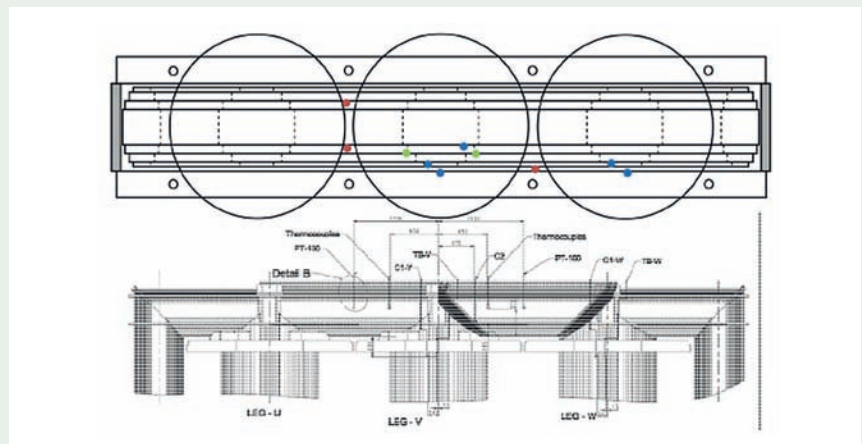
Badania realizowano przy wykorzystaniu specjalnego układu modelowego, który schematycznie ilustruje rysunek 2. Pomiary przepływu na stanowisku badawczym wykonano z wykorzystaniem pomiaru welometrycznego obrazu cząstek. Zestaw eksperymentalny składa się z serii podgrzewanych płyt ułożonych w przekroju prostokątnym o przezroczystej plastikowej konstrukcji rurki, która reprezentuje część uzwojenia dyskowego, grzejnik, zbiornik główny, naczynie zbiorcze, przepływomierz, jednostkę grzewczą do kontroli temperatury oleju wlotowego, armatury i rur.

W pracy zastosowano wskazane wyżej techniki numeryczne do obliczeń przepływu oleju przy różnych rodzajach układu chłodzenia. Prawidłowa dystrybucja przepływu oleju wpływa korzystnie na temperaturę w transformatorze. Zdaniem autorów, w układzie OD wzrost przepływu oleju uzyskany poprzez np. zwiększenie wydajności pompy, nie przekłada się na obniżenie temperatury hot-spot. Wskazuje się na niską efektywność takiego działania.

Z kolei w układach ON stwierdzono powstawanie deficytów przepływu oleju lub tzw. przepływów wstecznych w obrębie uzwojeń. Może to powodować lokalne wzrosty temperatury hot-spot, a te prowadzą do przyspieszonej degradacji izolacji. Autorzy apelują, aby świadomość tych zjawisk uwzględniać już na etapie projektowania transformatora.



Rys. 2. Schemat układu pomiarowego
a) pętla pomiarowa, b) płytka aluminiowa z grzałkami i termoparami [6]



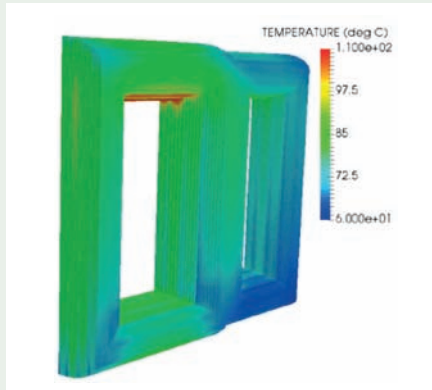
Rys. 3. Umiejscowienie czujników w rdzeniu [8]
kolor czerwony – czujniki Pt 100; kolor zielony – termopary; kolor niebieski – czujniki światłowodowe

W kolejnym referacie [8] autorzy przedstawili wnioski z analizy temperatur wyznaczanych technikami numerycznymi w obrębie rdzenia transformatorów z układem chłodzenia ODAF (Oil Directed Air Forced). Praca podyktowana została zmianami, jakie wprowadziła organizacja zrzeszająca Operatorów Sieci Przesyłowych ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators for Electricity). Związane są one z dopuszczalnymi odchyleniami napięcia i częstotliwości sieci, które mogą powodować przewzbudzenia i wzrost strat w rdzeniu.

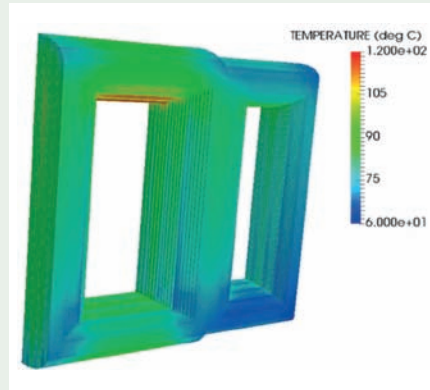
Do badań wykorzystano trójfazowy transformator blokowy o mocy 680 MVA. Rozmieszczenie czujników do pomiaru temperatury pokazano na rysunku 3.

Wskazania czujników były monitorowane i analizowane w modelu numerycznym metodą CFD. Symulacje przeprowadzono w odniesieniu do dwóch przypadków: (a) próby długotrwałego stanu jałowego przy napięciu 100% U_n oraz (b) próby długotrwałego stanu jałowego w warunkach przewzbudzenia przy napięciu 110% U_n . Uzyskane rezultaty obrazują rysunki 4 i 5.

Analiza metodą CFD reprezentatywnego wycinka obwodu magnetycznego pokazała, że pomiędzy krawędzią kanału a środkiem pakietu, między dwoma kanałami, można osiągnąć gradient temperatury 25 K. Aspekt ten autorzy sugerują brać pod uwagę przy projektowaniu jednostek, które mogą być przewzbudzane w eksploatacji.



Rys. 4. Rozkład temperatur na rdzeniu w warunkach 100% Un [8]



Rys. 5. Rozkład temperatur na rdzeniu w warunkach 110% Un [8]

do bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojeń. Szereg transformatorów firmy *Hydro Quebec* zostało w nie już wyposażonych.

W powyższych tabelach pokazano przykład transformatorów 150 MVA (tab. 1) oraz 550 MVA (tab. 2) wyposażonych w czujniki do bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojeń. W tych dwóch przykładach zarówno obliczone, jak i zmierzone wartości są znacznie niższe od standardowych wartości granicznych. Dla transformatora 150 MVA pomiary bezpośrednie są niższe od obliczonych wartości, natomiast dla transformatora 550 MVA bezpośredni pomiar temperatury uzwojenia szeregowego przy 1 p.u. przekracza obliczoną wartość.

Na podstawie powyższych przykładów można stwierdzić, że w przypadku jednostki o mniejszej mocy znamionowej, temperatury mierzone są niższe od obliczonych. W przypadku jednostki o większej mocy, temperatury mierzone i obliczone mają zbliżone wartości.

Kolejny ważny referat z punktu widzenia użytkowników transformatorów jest autorstwa przedstawicieli firmy *Hydro Quebec* [10], operatora ponad 2200 transformatorów różnego rodzaju. Przez ostatnie trzy dekady dąży się tam do stopniowej poprawy parametrów cieplnych transformatorów w drodze wykorzystania wyników prób nagrzewania oraz wyników prób w warunkach przeciążenia.

Autorzy zwracają uwagę na szczególne warunki, w jakich pracują transformatory w stanie Quebec (Kanada) i związane z tym wyzwania. Ze względu na niskie temperatury otoczenia zimą, kiedy to mieszkańcy ogrzewają się urządzeniami elektrycznymi, szczyt obciążeń transformatorów w tym stanie przypada na zimę. Transformatory, z punktu widzenia możliwości ich obciążania, generalnie projektuje się na wysokie temperatury otoczenia – np. 30°C. Transformator o tej samej mocy, pracujący jednak w warunkach niższej temperatury otoczenia, można obciążyć większą mocą.

Na rysunku 6 pokazano różnice obciążeń transformatorów, charakterystycznych w sezonie zimowym i letnim. Zwraca uwagę temperatura otoczenia: -20°C w zimie oraz +30°C latem.

Autorzy referatu [10] również zwracają uwagę na korzyści, jakie niesie za sobą wykorzystanie światłowodowych czujników

Tabela 1

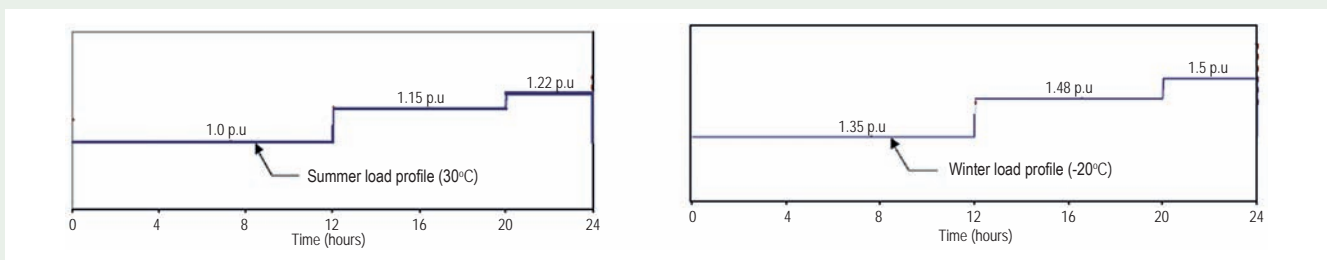
Przykładowy pomiar temperatur w czasie próby nagrzewania jednostki 150 MVA, 735/120/12.5 kV [10]

Load	Winding	Calculated (K)	Direct meas. (K)	Limit (K)
1 p.u.	High Voltage	63,8	60,9	80
	Low Voltage	75,9	73,3	80
1,3 p.u.	High Voltage	89,2	89,2	110

Tabela 2

Przykładowy pomiar temperatur w czasie próby nagrzewania jednostki 550 MVA, 735/315/12.5 kV [10]

Load	Winding	Calculated (K)	Direct meas. (K)	Limit (K)
1 p.u.	Series	65,8	66,6	80
	Common	68	67,3	80
1,3 p.u.	Series	92,5	90,2	110
	Common	94,6	91,4	110



Rys. 6. Profil obciążenia transformatorów firmy *Hydro-Québec* w warunkach letnich (po lewej) i zimowych (po prawej), wyrażony w jednostkach względnych mocy oraz przy temperaturze hot-spot wynoszącej 140°C [10]

Autorzy [10] wyrażają nadzieję, że większa ilość danych z pomiarów bezpośrednich temperatur hot-spot w transformatorach, realizowana za pomocą czujników światłowodowych w trakcie prób fabrycznych i podczas ich normalnej pracy, będzie podstawą do przeprowadzenia rewizji przewodnika obciążania transformatorów.

Postępy w diagnostyce i modelowaniu

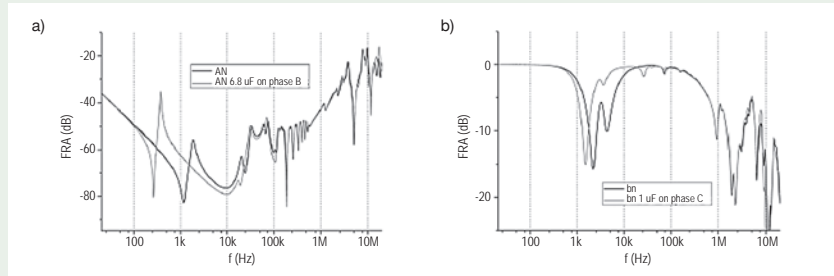
W ramach niniejszego tematu preferowane były następujące zagadnienia:

- modelowanie transformatorów energetycznych oraz dławików przy wysokiej częstotliwości z uwzględnieniem wyników pomiarów na obiektach rzeczywistych (*High frequency modelling for power transformers and shunt reactors, including comparison with measurements*),
- interpretacja i modelowanie charakterystyk odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń (*Interpretation and modelling of winding frequency response results*),
- doświadczenia z pomiarów wyładowań niezupełnych transformatorów różnymi metodami, na stacji prób oraz w miejscu zainstalowania transformatora (*Experience with different methods of measuring partial discharge, at factory and at site*).

W tym bloku tematycznym zgłoszonych zostało 14 referatów. Poruszane tematy charakteryzują się dużą wartością użytkową. Wśród nich znalazł się również polski akcent.

W referacie [28] polscy autorzy podjęli się analizy przebiegu odpowiedzi częstotliwościowej pomiaru uzwojeń metodą FRA. Jest to podstawowa metoda oceny odkształceń mechanicznych uzwojeń, dobrze poznana i obecnie ustandaryzowana w zakresie metodyki wykonywania. Wyzwanie jednak wciąż stanowi kwestia interpretacji wyników, która w niektórych przypadkach może decydować o dalszej przyszłości transformatora.

Autorzy skupili się na analizie odpowiedzi częstotliwościowej w obszarze niskich częstotliwości. Pojawiają się tam odkształcenia łączone z naturalnymi różnicami w budowie poszczególnych uzwojeń oraz



Rys. 7. Przebieg FRA transformatora 15/0.4 kV, 800 kVA

- a) uzwojenie GN, faza A z kondensatorem przyłączonym do uzwojenia GN faza B,
b) uzwojenie DN faza B z kondensatorem przyłączonym do uzwojenia GN faza C [28]

odkształcenia związane z namagnesowaniem rdzenia. Istnieją badania, w których za pomocą technik numerycznych wykazano, że uzwojenia wpływają na siebie podczas badania metodą FRA. Autorzy podjęli się analizy wielkości tego wpływu eksperymentując z pomiarami uwzględniającymi dodatkowo przyłączone pojemności.

Na rysunku 7 pokazano przykładowe przebiegi FRA transformatora 15/0,4 kV, do uzwojeń którego przyłączano dodatkowe kondensatory.

Szereg eksperymentów oraz weryfikacja modelu numerycznego pokazały, że różnice w dolnych obszarach częstotliwości przebiegów FRA są powodowane wpływem pozostałych uzwojeń. Ten wpływ jest obserwowany zarówno w przypadku autotransformatorów, jak i standardowych transformatorów, gdzie uzwojenia są od siebie galwanicznie odseparowane. To pokazuje, że różnice w przebiegach występujące w obszarze pierwszego rezonansu są trudne do zinterpretowania w celach diagnostycznych. Mogą, ale niekoniecznie muszą one świadczyć o wystąpieniu deformacji mechanicznej uzwojeń.

Analizom przebiegów FRA poświęcony jest również referat [26] rosyjskich autorów. Na wybranych przykładach przedstawiono wyniki eksperymentów i modelowania różnych przebiegów. Również referaty [29] i [31] poświęcone są przebiegom FRA. Jest szansa, że w niedalekiej przyszłości kwestia jednoznacznej interpretacji przebiegów FRA będzie łatwiejsza.

W referacie [32] pokazano przykład wykorzystania pomiarów uzwojeń metodą FRA do śledzenia wewnętrznych przepięć rezo-

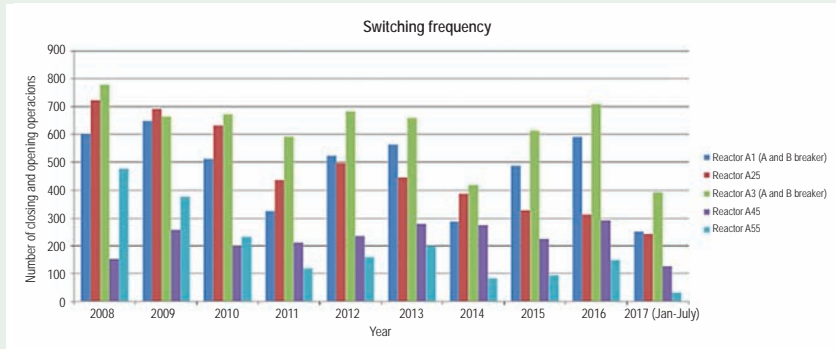
nansowych transformatora. Doświadczenia brytyjskie wskazują na możliwość uszkodzenia dużych transformatorów z powodu wewnętrznych przepięć rezonansowych. Mogą one być wywoływane np. przez przepięcia łączeniowe. Temat ten poruszany jest również w referacie [30].

Doświadczenia

z diagnostyki transformatorowych izolatorów przepustowych

Zwraca uwagę referat [20] opisujący doświadczenia szwedzkiego OSP z diagnostyki izolatorów przepustowych zainstalowanych na dławikach kompensacyjnych. Mając na uwadze rosnącą liczbę tych urządzeń w krajowej sieci przesyłowej, tego rodzaju doświadczenia są i będą cennym źródłem informacji dla użytkowników. Dławik kompensacyjny jest szczególnym urządzeniem ze względu na funkcję, jaką pełni w utrzymaniu bezpieczeństwa systemu. Załączanie go w przypadkach wzrostu napięcia w sieci i wyłączenie niezwłocznie po opanowaniu sytuacji może prowadzić nawet do kilkuset przełączeń rocznie. Pomijając wyzwania dotyczące pozostałej aparatury w polu takiego dławika (np. wyłącznik) i zjawiska towarzyszące tym przełączeniom, dławik i jego elementy poddawane są wyjątkowo dużym stresom dielektrycznym.

Autorzy [20] na bazie własnych doświadczeń podjęli się wskazania metod diagnostycznych izolatorów przepustowych, które ich zdaniem szczególnie wyróżniają się pod względem skuteczności na tle innych. Tymi pomiarami są badanie



Rys. 8. Przykład częstotliwości łączeń wybranych dławików w sieci szwedzkiego OSP [20]

Phase	DGA			tanδ			Capacitance C1			Moisture in oil		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
T1												
T2												
T3												
T4												
T5	missing									missing		
T6							FAT missing					
T7												

Rys. 9. Przykładowa tablica wyników pomiarów izolatorów przepustowych wykonanych różnymi metodami badawczymi w formie graficznej [20]

DGA próbek oleju (*Dissolved Gas in Oil*) oraz analiza DFR (*Dielectric Frequency Response*).

W tabeli pokazanej na rysunku 9 kolorem oznaczono wskazówki dla użytkownika do wykorzystania w przyszłości. Kolor czerwony oznacza nieprawidłowe liczby, wskazujące na bieżące problemy i zalecenia dotyczące usunięcia izolatora z eksploatacji; żółty oznacza drobne nieprawidłowości i zalecenia dotyczące dalszych badań; zielony oznacza stan całkowicie normalny.

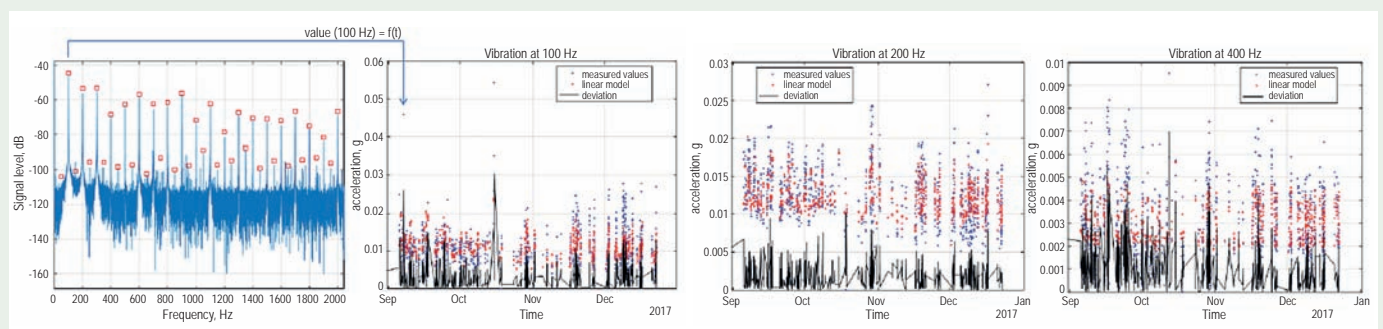
W podsumowaniu autorzy zwracają uwagę, że w zakresie badań DGA próbek oleju z izolatorów, wartości typowe stężeń gazów palnych w badanej próbce wskaza-

ne w normie IEC 60599 wymagają rewizji. Bazując na doświadczeniach krajowych zwraca uwagę polityka eksploatacji transformatorowych izolatorów przepustowych PSE S.A. Dla analizy DGA próbek oleju, na podstawie setek otrzymanych wyników z ich pomiarów, stworzone zostały wartości typowe dotyczące określonych typów izolatorów. Wypracowana metodyka działania w przypadku przekroczeń stężeń typowych pozwala służbom eksploatacji podejmować określone czynności, wymagane na każdym z etapów. W ten sposób praktycznie wyeliminowano w PSE S.A. duże awarie transformatorów spowodowane przez izolatory przepustowe [39].

Kolejnym referatem istotnym z punktu widzenia użytkowników oraz nowatorskim, jeśli chodzi o metody badawcze wykorzystywane w praktyce, jest [21]. Ponownie temat dotyczy dławików kompensacyjnych i niejako potwierdza tezę o szczególnej funkcji, jaką pełnią te urządzenia w systemie. Obecnie coraz większą popularność zdobywają dławiki, z podobciążeniowymi przełącznikami zaczepów, zdolne do regulacji nawet 80% mocy kompensacyjnej oddawanej do systemu. Płynna regulacja mocy kompensacyjnej pod obciążeniem stanowi duże ułatwienie dla dyspozytorów pracy systemu i odciąża aparaturę w polu dławika. Jednocześnie stanowi duże wyzwanie dla przełącznika zaczepów, którego liczba przełączeń liczy się w tysiącach, albo nawet dziesiątkach tysięcy rocznie. Jest to duże wyzwanie dla służb eksploatacji.

W referacie proponuje się wykorzystanie metody wibroakustycznej do analizy poprawności samego cyklu przełączenia. Ma ona zastosowanie jako metoda monitoringu on-line. I znowu w tym miejscu można przytoczyć doświadczenia krajowe. Podobne analizy stanu mechanicznego przełącznika zaczepów, a nawet analiza stanu styków przełącznika, na podstawie analizy wibroakustycznej, realizowana jest na przykład przez zespół z Politechniki Opolskiej [40].

Rysunek 10 przedstawia wynik metody analizy statystycznej z wykorzystaniem danych z widma częstotliwości przełącznika zaczepów dławika. Dla wszystkich trzech wybranych częstotliwości dyskretnych, na wykresach nie można jednak narysować linii regresji. Na wykresach nie jest zatem widoczne, że chmura danych zmierzonych

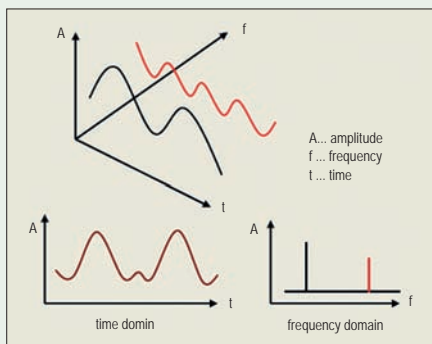


Rys. 10. Przykładowe spektrum wibracji dławika 250 Mvar [21]

wartości (niebieski) może być oddzielona od wartości wynikowych modelu (czerwony). Ze względu na rozproszenie chmury danych, wykresy pokazują, że nie można było znaleźć żadnego wskazania zmieniającego się warunku. Potwierdza to bardzo dobry stan roboczy przełącznika zaczepów.

W referacie [22] przedstawia się małe kompendium wiedzy na temat natury i sposobów badań wyładowań niepełnych (WNZ) w transformatorach. Wskazuje się różne metody badań WNZ, przypadki, dla których są one dedykowane i ich ograniczenia.

Na rysunku 11 pokazano różne sposoby rejestracji sygnałów WNZ. Mogą one być rejestrowane w dziedzinie czasu (amplituda i czas) za pomocą cyfrowego oscyloskop lub w dziedzinie częstotliwości (wielkość i częstotliwość) przy użyciu analizatora widma lub przy użyciu szybkiej transformacji Fouriera (FFT) mierzonego sygnału w dziedzinie czasu.



Rys. 11. Prezentacja sygnału w domenie czasowej i częstotliwościowej [22]

W referacie podaje się trójstopniową procedurę lokalizacji WNZ, a na koniec przedstawia przykłady praktyczne. Zwraca uwagę bogata bibliografia.

Próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatora

W temacie tym zgłoszonych zostało 6 referatów obejmujących następujące preferowane zagadnienia:

- wymagane próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatorów i dławików (*Required site commissioning tests for transformers and reactors*).

- dodatkowe próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatorów i dławików w zależności od okoliczności (*Additional site commissioning tests for transformers and reactors, depending on the circumstances*).
- ruch próbny transformatorów i dławików z uwzględnieniem wymagań dotyczących dodatkowych systemów monitoringu (*Trial operation of transformers and reactors, including requirements for additional monitoring*).

Temat ten cieszył się stosunkowo małą popularnością. Jedyne 6 pozycji to zaskakująco mało zważywszy, że temat jest ciekawy.

Referat [33] jest swego rodzaju reklamą nowoczesnego, mobilnego systemu pomiarów WN transformatorów na stanowisku jednego z wiodących producentów. Autorzy podają szereg przykładów udanego wykorzystania takiego systemu, a nawet przykłady naprawy transformatora pod namiotem na stacji elektroenergetycznej. Nie podaje się kosztów takich operacji. Mając do wyboru transport jednostki z miejsca trudno dostępnego do fabryki i z powrotem, koszt taki może być rozważany. W przeciwnym razie wydaje się to operacja nieopłacalna.

W referatach [34] i [35] powraca temat pomiarów transformatora metodą FRA. Autorzy podają szereg przykładów i wskazują, jak użyteczna jest ta metoda, zarówno w diagnostyce drobnych nieprawidłowości jak i tych poważnych, związanych z transportem z fabryki na stanowisko.

Referat [36] przedstawia rozwiązanie w postaci mobilnych transformatorów 1-fazowych zdolnych do zastąpienia jednostki uszkodzonej. Trzy jednostki o mocy znamionowej 133 MVA każda mogą pracować w następujących układach napięć:

- 345/230 kV lub
- 345/138 kV lub
- 345/115 kV lub
- 230/138 kV lub
- 230/115 kV.

Jednostki te cechuje szereg wyśrubowanych parametrów, które można było osiągnąć wykorzystując nowoczesne materiały, takie jak estry syntetyczne czy specjalne materiały, z jakich wykonano izolację stałą.

Dalsze działania

Działalność Komitetu A2 nie może być oderwana od głównego nurtu, którym podąża rynek. Takim bez wątpienia są źródła odnawialne, ich wpływ na systemy elektroenergetyczne oraz szeroko pojęte zmiany w konstrukcjach urządzeń i aparatów. Poniższe tematy nawiązują do tych zagadnień.

Tematy preferowane na kolejną, 48. Sesję w Paryżu zostały określone następująco:

- PS1 – Technologie transformatorowe umożliwiające integrację odnawialnych źródeł energii (*Transformer technologies to enable integration of distributed renewable energy resources*),
- PS2 – Postępy w konstrukcji układów izolacyjnych oraz w ich badaniach (*Advances in dielectric design and testing*),
- PS3 – Zrównoważony rozwój i transformatory (*Sustainability and transformers*).
- PS Rez. – Poprawa niezawodności transformatorów (ang. *Improving reliability for transformers*).

Będziemy również obserwowali dalszy rozwój technologii badawczych, również tych już dobrze poznanych, a których potencjał wskazuje na dalsze możliwości ich wykorzystania. Do takich z pewnością należą technologie oparte na analizie odpowiedzi częstotliwościowej transformatora i jego elementów. Należy się również spodziewać większego wykorzystania nowych materiałów, które są już obecne na rynku, jednak na drodze ich rozwoju stoją wysokie koszty i wciąż niedostateczne poznanie wszystkich właściwości.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A2

- A2-101. C. Cotas, N.D. Gonçalves, R.J. Santos, M.M. Dias, J.C.B. Lopes, M.A. Quintela, H.M.R. Campelo (Portugalia): *Development of a dynamic thermal hydraulic network model for core-type power transformers windings*.
- A2-102. M.A. Quintela, A.C. Barradas, S. Couto, E. Costa, H.M.R. Campelo, (Portugalia): *Experimental Validation of a Thermal Hydraulic Management Platform for Core-Type Power Transformers*.

- [3] A2-103. W. Van Der Veken, J. Codde, M. Baelmans (Belgia): *Improved THNM models for power transformers using new correlations set up with CFD simulations.*
- [4] A2-104. T. Gradnik, A. Polajner (Słowenia): *The role of direct hot-spot temperature measurements and dynamic thermal models in the determination of power transformers dynamic thermal rating.*
- [5] A2-105. T. Laneryd, A. Gustafsson, B. Samuelsson, Y. Jiao (Szwecja): *Selecting the right level of complexity for thermal modeling of transformer windings.*
- [6] A2-106. P. Jarman, X. Zhang, M. Dagherah, Q. Liu, Z.D. Wang, P. Dyer, A. Gyore, P. Smith, P. Mavrommatis, D. Walker (Wielka Brytania), M. Negro (Szwajcaria): *Uneven liquid flow distribution in radial ducts in transformer winding cooling systems shown by CFD and experimental measurements.*
- [7] A2-107. R. Sitar, Ž. Janić (Chorwacja): *Determination of local losses and temperatures in power transformer tank.*
- [8] A2-108. D. Bortolotti, O. Moreau, M. Ryadi (Francja): *Determination of the temperature rise of the magnetic core of power transformer by 3D finite element method modelling.*
- [9] A2-109. M. Martinez, C. Vila, M. Cuesto, M. Vaquero, J.E. Grijuela (Hiszpania): *Comparison between different methods to measure winding hot-spots.*
- [10] A2-110. C. Rajotte, P. Picher (Kanada): *Experience with transformer loading tests and direct temperature measurements in the laboratory and in service.*
- [11] A2-111. F. Bachinger, P. Hamberger (Austria): *Measurement of thermal behavior of an ester-filled power transformer at ultra-low temperatures.*
- [12] A2-112. C.J.G. Spooenberg (Holandia): *Practical aspects of determining the hotspot temperature in large power transformers.*
- [13] A2-113. S. Yamada, M. Kadowaki, Y. Nakashima, T. Kobayashi (Japonia): *Study on Winding Temperature Rise Using Full-Scale Transformer Model.*
- [14] A2-114. D. Vir, T.M. Golner (Stany Zjednoczone): *Design of Insulated Cables to Reduce Gassing Issues in Power Transformers.*
- [15] A2-115. C. Perrier, M.-L. Coulibaly (Francja), T. Stirl, J. Harthun (Niemcy): *Experiences with high-temperature insulation systems & overload requirements.*
- [16] A2-116. Z. Radakovic, U. Radoman, G. Klansnic, R. Matic (Serbia): *Cold start-up and loading of oil immersed power transformers at extreme ambient temperatures.*
- [17] A2-117. M. Cuesto, C. González-García, M. Vaquero, D. Vukovic (Hiszpania, Niemcy): *Thermal comparison between mineral oil, natural and synthetic esters at largest single-phase 420 kV green transformer.*
- [18] A2-201. B.W. Min, J.B. Lee, C.H. Cho, J.S. Park (Korea Południowa): *Development of Power Transformer Defect Location Detection Technology using UHF Partial Discharge Monitoring System.*
- [19] A2-202. F. Ghelichi1, A.A. Abbasi, A. Tofighi, S. Emrani Saravi, K. Gharani Khajeh (Iran): *Experimental Investigation on Ungrounded Conductive Objects Effects Approximate to Power Transformer during IVPD Test.*
- [20] A2-203. L. Jonsson, L. Melzer, N. Schönborg, G-O. Persson (Szwecja): *Experimental evaluation of status of 400 kV shunt reactor bushings in the Swedish national grid.*
- [21] A2-204. K. Viereck, A. Saveliev, U. Sundermann, M. Späth (Niemcy): *First Results From The Field Testing Of Advanced Acoustic Monitoring Of Variable Shunt Reactors And On-Load Tap-Changers.*
- [22] A2-205. J. Fuhr, TH. Aschwanden (Szwajcaria): *Localization of Partial Discharge Sources in Transformers by Analysis of Signals in Time- and Frequency-Domain.*
- [23] A2-206. L. Cheim (USA): *Machine Learning Tools in Support of Transformer Diagnostics.*
- [24] A2-207. dr. M. Al-Nsour, prof. J. Abdallah (Jordania): *Method of Investigations and Predictions for transformers faults.*
- [25] A2-208. Sumit Harichandanray, Jiten Das, Ravindra Kumar Tyagi, P.N.Dixit (Indie): *A novel approach for bushing fault diagnosis: Power Grid India experience.*
- [26] A2-209. V.S. Larin, D.A. Matveev, A.Yu. Volkov (Rosja): *Application of natural frequencies deviations patterns and high-frequency white-box transformer models for FRA interpretation.*
- [27] A2-210. P. Poujade, O. Moreau, M. Ryadi, A. Xemard (Francja), B. Jurisic (Chorwacja): *French utility investigations for simulating HF transients in power transformers.*
- [28] A2-211. S. Banaszak, W. Szoka, K.M. Gawrylczyk, J. Subocz, M. Szrot, J. Płowucha (Polska): *Interpretation of the LF resonance in Frequency Response Analysis of transformer windings.*
- [29] A2-212. M. Louwerse, J. Veens, J. Kanters (Holandia): *Modelling of Winding Frequency Response on a Large Power Transformer, based on design data, and Comparison to Measured Results.*
- [30] A2-213. B. Gustavsen, H.K. Hoidalén (Norwegia), A. Portillo (Urugwaj): *Modelling of transformers and reactors for electromagnetic transient studies.*
- [31] A2-214. S. Tenbohlen, E. Rahimpour, M. Tahir (Niemcy), B. Poulin (Kanada), S. Miyazaki (Japonia): *A New Approach for High Frequency Modelling of Disc Windings.*
- [32] A2-215. J.A. Lapworth, P.N. Jarman, Z.D. Wang (Wielka Brytania) S. Dragostinov (Bułgaria): *Transformer Internal Resonant Over-voltages, Switching Surges and Special Tests.*
- [33] A2-301. E.G. Tenyehuis (Kanada), M.L. Diaby (Stany Zjednoczone), G. Pajaro (Hiszpania), J. Szczechowski (Niemcy): *Benefits of High Voltage Testing at Site for Power Transformers.*
- [34] A2-302. J. Tusek, R. Willoughby, H. Rahimpour, M. Cotton (Australia): *The Emerging Role of FRA as a Required Commissioning Test.*
- [35] A2-303. C. Moldoveanu, I. Hategan, A. Rusu, L. Iacobici, M. Budan, M. plopeanu, V. Florea, V. Brezoianu, S. Zaharescu, I. Ionita (Rumunia): *Particularities of the additional site commissioning tests applied to power transformers and shunt reactors for correct decision regarding their technical condition – a Romanian Experience.*
- [36] A2-304. E. Schweiger (Niemcy), S. Riegler, C. Ettl, M. Stössl (Austria), S. Bose (Stany Zjednoczone): *Recommendation of site commissioning tests for rapid recovery transformers with an installation time less than 30 hours.*
- [37] A2-305. K.H. Lee, C.J. Park, C.H. Yang (Korea Południowa): *The Study for Environmental Effect of Sound Measurement of Power Transformer.*
- [38] A2-306. X. Wang, J. Wu, G. Sun, J. Chen, H. Guo, H. Li, X. Hu, H. Yu, X. Zhang (Chiny): *A study on key technology and demonstration application of UHV AC site assembled transformers.*

Pozostałe publikacje:

- [39] M. Figura, G. Dybka, P. Klimaszewski, P. Suwara: *Doświadczenia PSE S.A. z wprowadzenia DGA do Oceny Stanu Technicznego Przepływów Transformatorowych oraz Przekładników*, Gdańsk 2013.
- [40] A. Cichoń, P. Mański: *Metoda emisji akustycznej w diagnostyce podobciążeniowych przełączników zaczepów*. „Elektroenergetyka” 2016, nr 1(15).

CIGRE