

Piotr Mański

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Transformatory energetyczne i dławiki – Komitet Studiów A2

Power transformers and reactors – Study Committee A

Przedstawiono przegląd tematów zgłoszonych na 48. Sesję w Paryżu w zakresie transformatorów energetycznych i dławików. Autor omówił wybrane referaty. Transformatory stanowią jeden z kluczowych elementów systemu elektroenergetycznego. Zagadnienia związane z ich budową i zastosowaniem w warunkach zmieniającej się rzeczywistości są niezmiennie źródłem wiedzy technicznej dla ich użytkowników. Jednocześnie obserwowane są zmiany w zakresie pomiarów transformatorów i zastosowania nowych materiałów.

Słowa kluczowe: transformator, dławik, OZE, DER, przebiecia rezonansowe, indeks stanu technicznego

Presented is an overview of topics submitted to the 48th Session in Paris on power transformers and reactors. The author discussed selected papers, one from each topic. Transformers are one of the key elements of an electric power system. Issues related to their construction and application in conditions of changing reality are invariably a source of technical knowledge for their users. At the same time, changes in transformer measurements and the use of new materials are observed.

Keywords: power transformer, reactor, OZE, DER, resonance overvoltages, Health Index

Wprowadzenie

Komitet Studiów A2 CIGRE (SC A2) dedykowany jest transformatorom i dławikom. SC A2 ma na celu promowanie postępu techniki oraz międzynarodową wymianę informacji i wiedzy w zakresie transformatorów i dławików. Dokonuje syn-tezy stosowanych praktyk, opracowuje zalecenia i dostarcza informacji o najlepszych rozwiązaniach.

Zakres działalności SC A2 obejmuje tematy zarządzania cyklem „życia technicznego” urządzeń: od koncepcji, poprzez badania, rozwój, projektowanie, produkcję, wdrażanie i eksploatację do końca okresu użytkowania. Na wszystkich etapach uwzględnia się aspekty techniczne, bezpieczeństwa, ekonomiczne, środowiskowe i społeczne, jak również interakcje z ewoluującym systemem energetycznym i środowiskiem oraz ich integrację. Uwzględnia wszystkie aspekty wydajności, specyfikacji, badań, 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;
- remont, ponowne użycie/ponowne rozmieszczenie, pogorszenie jakości, demontaż, utylizację.

Tematy wiodące

Sesja plenarna Komitetu Studiów A2 CIGRE obejmowała trzy tematy wiodące:

- PS1: **Technologie transformatorowe umożliwiające integrację rozproszonych zasobów energii odnawialnej** (*Transformer technologies to enable integration of distributed renewable energy resources*),

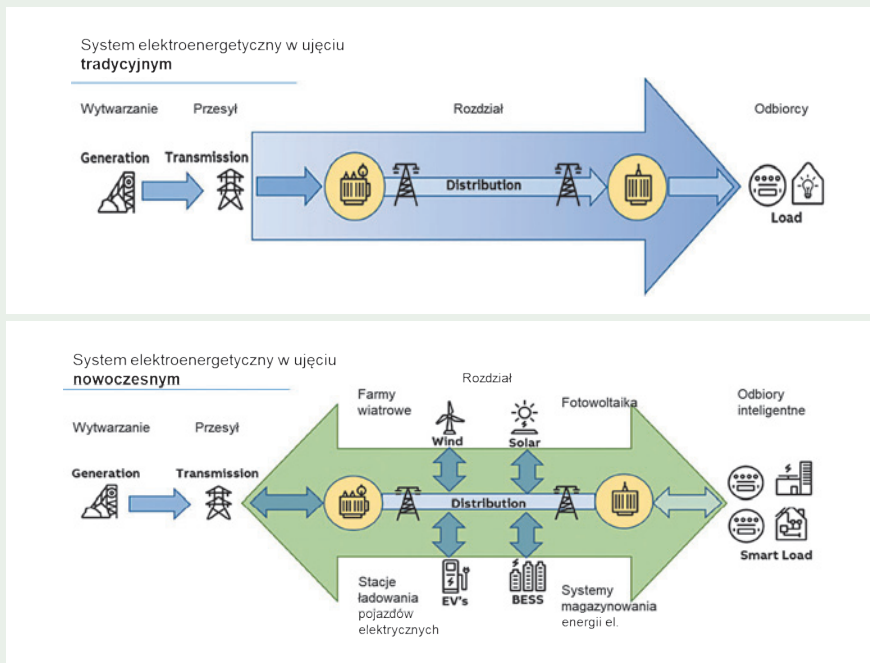
- PS2: **Postępy w projektowaniu i badaniach dielektryków** (*Advances in dielectric design and testing*),
- PS3: **Poprawa niezawodności transformatorów** (*Improving reliability for transformers*).

Autor prezentuje wybrane zagadnienia w ramach poszczególnych tematów. Ma to na celu pokazanie głównych kierunków rozwoju oraz bieżących zagadnień w zakresie transformatorów.

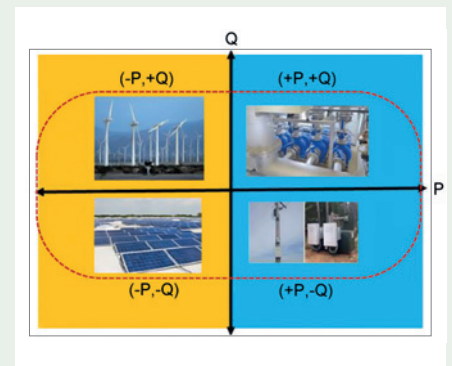
Technologie transformatorowe umożliwiające integrację rozproszonych zasobów energii odnawialnej

Zagadnienia związane z energetyką odnawialną charakteryzuje duża różnorodność rozwiązań technicznych. Nie bez znaczenia jest stopień zaangażowania największych światowych producentów, od lat będących kluczowymi dostawcami infrastruktury i aparatury wykorzystywanych w energetyce odnawialnej.

Bardzo ciekawy artykuł [1] poruszał kwestie wpływu na transformatory odwróconego przepływu mocy. W tradycyjnym



Rys. 1. Przykład tradycyjnego modelu sieci elektroenergetycznej (powyżej) oraz nowoczesnej sieci, uwzględniającej rozpatrywane przepływy odwrotne

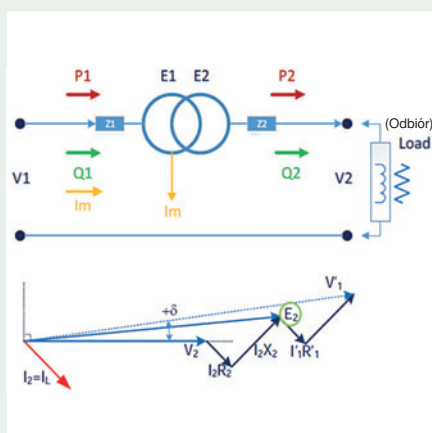


Rys. 2. Rozpatrywane warunki przepływu mocy dla czterech kwadrantów

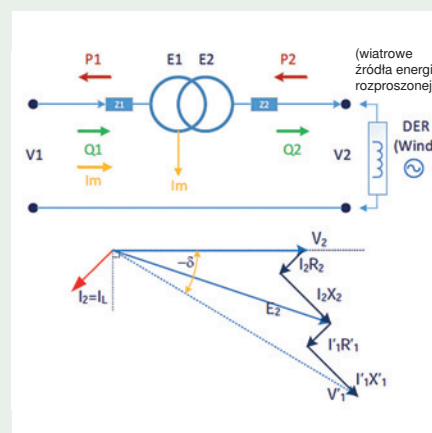
- W przypadku pierwszym rozpatruje się obciążenie znamionowe transformatora i indukcyjne zapotrzebowanie na moc.
- W przypadku drugim rozpatruje się zwiększoną produkcję energii ze źródeł rozproszonych (wiatr) i indukcyjne zapotrzebowanie na moc.
- W przypadku trzecim rozpatruje się zwiększoną produkcję energii ze źródeł rozproszonych (wiatr) i indukcyjne zapotrzebowanie na moc.
- W przypadku czwartym rozpatruje się zwiększoną produkcję energii ze źródeł rozproszonych (wiatr) i indukcyjne zapotrzebowanie na moc.

modelu sieci zakładano przeważnie jednokierunkowy przepływ mocy, począwszy od miejsca wytwarzania energii aż do użytkownika końcowego. Postępujący rozwój Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), wraz ze zróżnicowaniem ich umiejscowienia w systemie elektroenergetycznym, wywraca dotychczasowy porządek. Powstaje nowoczesna sieć z rozproszonymi zasobami energii DER (*Distributed Energy Resources*).

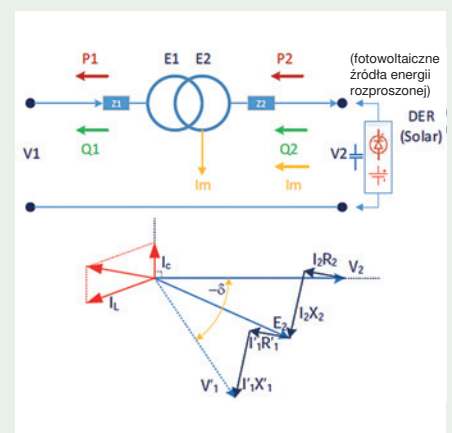
Zazwyczaj wykorzystanie i wytwarzanie energii elektrycznej wiąże się z przepływem mocy biemiej w obie strony z sieci do odbiorców w celu poprawy współczynnika mocy i regulacji napięcia. Autorzy referatu [1] rozpatrują różne scenariusze przepływu energii elektrycznej sklasyfikowane jako cztery kwadranty.



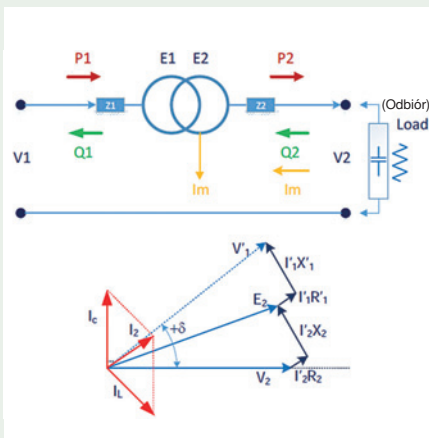
Rys. 3. Schemat ideowy (powyżej) oraz diagram wektorowy (poniżej) napięć $V_1 > E_2 > V_2$ do przypadku pierwszego



Rys. 4. Schemat ideowy (powyżej) oraz diagram wektorowy (poniżej) napięć $V_1 > E_2 > V_2$ do przypadku drugiego



Rys. 5. Schemat ideowy (powyżej) oraz diagram wektorowy (poniżej) napięć $V_1 < E_2 < V_2$ do przypadku trzeciego



Rys. 6. Schemat ideowy (powyżej) oraz diagram wektorowy (poniżej) napięć $V_1 < E_2 < V_2$ do przypadku czwartego

W przypadku pierwszym i drugim nasycenie rdzenia wynika z napięcia sieciowego, natomiast w przypadku trzecim i czwartym nasycenie to jest skutkiem wpływu DER. Biorąc pod uwagę, że napięcie w sieci jest stałe, napięcia wzbudzenia dla przypadków trzeciego i czwartego są zawsze wyższe niż wartości projektowe, co zwiększa gęstość strumienia magnetycznego w rdzeniu transformatora w tych scenariuszach.

Rozwój tego procesu prowadzi do nasycenia rdzenia, wzrostu zawartości harmonicznnych i strat w rdzeniu, a także do wzrostu temperatury. Dodatkowo kształt prądów magnetyzujących ulega zniekształceniu na skutek zawartości wyższych harmonicznnych. Niektórzy operatorzy sieci wprowadzają restrykcje z tytułu wprowadzania do sieci odwróconego przepływu mocy przez transformatory sprzęgające sieci NN oraz transformatory dystrybucyjne.

Autorzy podkreślili, że czas życia transformatora uzależniony jest od wielu czynników. Zwrócili uwagę jednak, że na podstawie dostępnych danych, mediana czasu życia dużych transformatorów w Stanach Zjednoczonych wynosi 38-40 lat, a większość z nich może nie być zaprojektowana dostatecznie, aby wytrzymywać następstwa odwróconego przepływu mocy. Ocenia się, że ten fenomen może wpływać na skrócenie czasu życia transformatora nawet do 25%.

Należy spodziewać się dalszych analiz tych zjawisk w miarę rozwoju OZE.

Postępy w projektowaniu i badaniach dielektryków

W artykule [13] autorzy podjęli się analizy rezonansowych wzrostów napięć wewnątrz uzwojeń transformatorów i środków poprawiających ich odporność na naprężenia o wysokiej częstotliwości.

Uzwojenia transformatorów to złożone obwody oscylacyjne o częstotliwości drgań własnych od kilku kHz do kilkuset kHz. Autorzy postawili tezę, że oscylacje napięć na zaciskach wejściowych transformatora na częstotliwościach od kilkudziesięciu do kilkuset kHz mogą być inicjowane przez wielokrotne odbicia fal elektromagnetycznych na końcach linii kabla zasilającego o długości od kilkudziesięciu do kilkuset metrów.

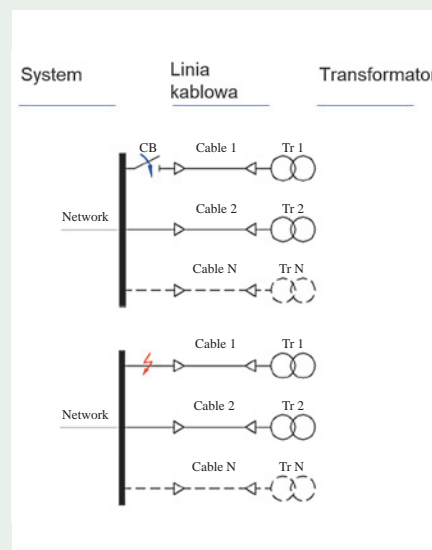
Rozwój technologii kablowych powoduje wzrost liczby linii kablowych WN i NN. W konsekwencji obserwuje się więcej przypadków uszkodzeń izolacji wewnętrznej transformatorów spowodowanych napięciami rezonansowymi o wysokiej częstotliwości. Przykładowo autorzy przywołują w artykule transformator rozdzielczy załączony z długiej linii kablowej.

W analizowanym przykładzie rozważany jest wpływ rodzaju konstrukcji uzwojenia na powstawanie przebiegów rezonansowych. Zwraca się uwagę na następujące cechy transformatorów rozdzielczych:

- stosunkowo małe rozmiary części aktywnych, małe długości elektryczne uzwojeń górnego napięcia i ich stosunkowo wysokie częstotliwości naturalne (od dziesiątek do setek kHz);
- mniejsza długość „rezonansowa” linii kablowych przyłączonych do transformatora i silny wpływ impedancji wejściowej transformatora (pojemność wejściowa) na częstotliwość drgań napięcia w układzie „linia kablowa – transformator”;
- stosunkowo wysoki wskaźnik przebiegów rezonansowych związanych z awariami transformatorów suchych 6-35 kV odniesiony do transformatorów zanurzonych w cieczy na skutek zastosowania uzwojeń cewkowych (zamiast warstwowych), stosunkowo niższe współczynniki bezpieczeństwa izolacji suchej, nie samoodnawiające się zachowanie izolacji stałej oraz możliwość stopniowego zwiększania się uszkodzeń spowodowanych początkowymi wyładowaniami niezupełnymi;
- możliwość zwarć międzyfazowych w przypadku sieci z izolowanym układem neutralnym.

Eksperymentalne badania uzwojeń wiążą się z następującymi wyzwaniami:

- standardowe kształty fal otrzymywane w trakcie pomiarów wysokonapięciowych nie mogą odtwarzać tłumionych drgań o częstotliwościach i tłumieniu odpowiadającym interakcji kabel-transformator;
- ucięty impuls piorunowy w teorii może zainicjować oscylacje wysokiej częstotliwości wewnątrz badanego uzwojenia, ale jest bardzo trudne do dostrojenia konfiguracji testowej w celu uzyskania częstotliwości oscylacji odpowiadającej określonej częstotliwości drgań własnych transformatora;
- alternatywą dla badań bezpośrednich jest weryfikacja poprzez porównanie naprężeń izolacji i wytrzymałości wewnątrz uzwojeń w stanie rezonansu;



Rys. 7. Przykładowy układ „linia kablowa – transformator” przyłączone do sieci

- w praktyce punkty wewnątrz uzwojenia nie są zazwyczaj dostępne do pomiaru bezpośredniego;
- naprężenia mogą być oceniane eksperymentalnie i obliczeniowo z wykorzystaniem pomiarów przy niskim napięciu, rozważań teoretycznych i symulacji na sprawdzonych modelach komputerowych.

Do eksperymentu wykorzystany został transformator rozdzielczy 630 kVA, 10/0,4 kV z uzwojeniem górnego napięcia składającym się z ośmiu cewek z zaciskami pośrednimi. Dokonano aproksymacji zmierzzonego przestrzennego rozkładu napięcia. Następnie oszacowano wartości napięć w dostępnych punktach uzwojeń na podstawie wykonanych pomiarów. Na koniec wykorzystano tzw. modele „białych skrzynek” („white-box” models), używając danych z wcześniej wykonanych pomiarów.

W podsumowaniu autorzy podkreślili następujące kwestie:

- w teorii, eksperymentalne badanie wytrzymałości transformatorów na naprężenia o wysokiej częstotliwości może być przeprowadzone za pomocą specjalnych badań dielektrycznych, które powinny reprezentować naprężenia z tłumionymi drganiami, pojawiającymi się na uzwojeniu w trakcie pracy transformatora; ale w praktyce jest to trudne do zrealizowania;
- alternatywnym sposobem jest wykonanie pomiarów przy niskim napięciu oraz przeliczenie ich rezultatów przy wykorzystaniu sprawdzonych wysoko częstotliwościowych modeli transformatorów;

- oszacowanie napięć i naprężeń rezonansowych w niedostępnych do pomiarów punktach uzwojenia można wykonać poprzez:
 - a) pomiar i dopasowanie przestrzennego rozkładu napięcia na uzwojeniu;
 - b) rejestrację i dopasowanie przejściowych napięć rezonansowych w dostępnych do pomiaru punktach uzwojenia (DETC, OLTC – przetączniki zaczerwów bezobciążeniowe i podobciążeniowe) oraz przestrzenny rozkład napięcia przy częstotliwościach rezonansowych;
 - c) dostosowanie tłumienia (rezystancji) modelu „białej skrzynki” na podstawie pomiaru funkcji przenoszenia napięcia w dostępnych punktach uzwojenia.

Poprawa niezawodności pracy transformatorów

Ten temat zyskuje na popularności, a jednocześnie stanowi duże wyzwanie ze względu na dużą ilość dostępnych rozwiązań na rynku. Oferowane są gotowe systemy oceny stanu transformatora lub usługi polegające na wykonaniu takiej oceny dla klienta.

Ciekawą koncepcję zaprezentowali autorzy artykułu [27]. W celu uzyskania metodologii i oprogramowania uwzględniającego szczególne warunki pracy jednostek transformatorowych w Brazylii uruchomili projekt badawczo – rozwojowy pod skrzydłami brazylijskiego urzędu ds. energetyki (ANEEL – Brazylijska Agencja Ener-

gii Elektrycznej). Klientem był brazylijski operator sieci dystrybucyjnej – TAESA. W projekt zaangażowano również Uniwersytet Sao Paulo.

W pierwszej kolejności skupiono się na opracowaniu indeksu stanu technicznego HI (*Health Index*) jednostki transformatorowej. Założono, że musi on jak najwierniej odzwierciedlać aktualny stan transformatora i jego wyposażenia. W tym celu przy jego określeniu powinno się wykorzystywać każdą dostępną informację.

Zastosowano skalę oceny stanu technicznego poszczególnych komponentów transformatora/sprzętu, charakteryzującą się następującymi właściwościami:

- bezpośrednie zastosowanie do wszystkich rodzajów sprzętu,
- bezpośrednie zastosowanie do wszystkich podsystemów,
- bezpośrednie zastosowanie do parametrów o dowolnym charakterze,
- proste, obiektywne zastosowanie do wszystkich parametrów,
- wieloletnie, pozostające bez zmian przez długi czas.

Przyjęto następującą skalę oceny:

- 1 - stan dobry,
- 2 - wadliwy, może przekształcić się w awarię w perspektywie długoterminowej,
- 3 - wadliwy, może przekształcić się w awarię w perspektywie średnioterminowej,
- 4 - wadliwy, może przekształcić się w awarię w perspektywie krótkoterminowej,
- 5 - wadliwy, awaria jest nieuchronna.

Rys. 8. Przykładowe informacje wykorzystywane do wyznaczenia indeksu stanu technicznego



Score	Criteria	Kryterium
1	Capacitance Increase < 3%	Wzrost pojemności < 3%
2	N/A	Nie dotyczy
3	N/A	Nie dotyczy
4	Capacitance Increase ≥ 3%	Wzrost pojemności ≥ 3%
5	Capacitance Increase > 5%	Wzrost pojemności ≥ 5%

Rys. 9. Przykład kryterium zmiany pojemności izolatora przepustowego i przypisany mu ranking

Poddano ocenie wpływ poszczególnych wskaźników na ostateczną ocenę. Następujące cechy zostały wskazane jako kluczowe:

- 1) parametry oceny przedstawiające zewnętrzne efekty,
- 2) parametry pogrupowane w różnych wymiarach oddziaływania:
 - finansowym,
 - strategicznym,
 - zgodności,
 - operacyjnym,
 - obrazowym.

Wyniki zobrazowane są na matrycy ryzyka. Wykorzystuje ona jako osie indeksu stanu technicznego HI oraz współczynnik oddziaływania. Kolorami od zielonego do czerwonego oznaczono ryzyko pozostawienia jednostki transformatorowej w dalszej pracy – od najmniejszego do największego.

Takie podejście do zagadnienia wydaje się popularne wśród użytkowników. Korzyści z jego stosowania wskazane przez autorów wydają się potwierdzać tezę, że kompleksowe podejście do populacji transformatorów, wykorzystujące graficzne sposoby wizualizacji wyników, umożliwia szybkie i skuteczne podejmowanie decyzji. Pozwala również na lepsze zarządzanie przy ograniczonych zasobach oraz lepszą kontrolę i ograniczanie ryzyka nagłej awarii.

Dalsze działania

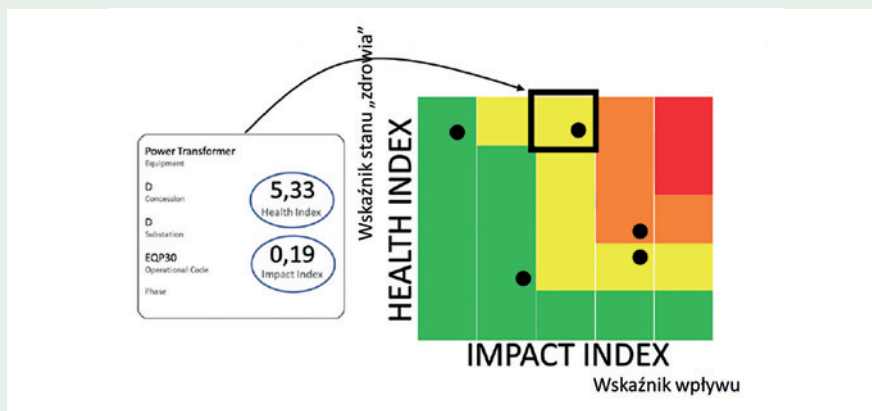
Działalność Komitetu A2 nie może być oderwana od głównego nurtu, którym podąża rynek. Takim bez wątpienia są szeroko pojęte źródła odnawialne, ich zastosowanie i wpływ na działanie systemów

elektroenergetycznych. Komitet śledzi również zmiany w konstrukcjach jednostek transformatorowych i ich dostosowanie do bieżących wymagań rynku.

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

- [1] A2-101. P. Upadhyay, J. Kern, V. Vadlamani (Stany Zjednoczone), *Distributed Energy Resources (DERs): Impact of Reverse Power Flow on Transformer*.
- [2] A2-102. P. Norberg, H. Elfving, E. Torkildsson (Szwecja), *Active power control with 400/130 kV transformers. Experience from two recent projects*.
- [3] A2-103. T. Laneryd, A. Gustafsson (Szwecja), *Dynamic thermal behavior of wind power transformers*.
- [4] A2-104. C.V. Simmons, M.A. Fedosiuk, M. Dey, R. Brown, S. Dudley, S. W. Mahon, R. Heywood (Wlk. Brytania), *Solar Farm Transformer Condition Monitoring and Automated Anomaly Detection Using Micro-Synchrophasors*.
- [5] A2-105. R. Fritsche, T. Manthe, M. Kuestermann, F. Trautmann, K. Loppach, G. Pilz (Niemcy), *Smart dynamic shunt compensation – inductive and capacitive reactive power based on common transformer technology*.
- [6] A2-106. M. Kakiyama, H. Osaki, S. Yamada (Japonia), *Effects of TVR application on various voltage changes caused by reverse power flow, distributed power supply and renewable energy*.
- [7] A2-107. A. Nogués, R. Murillo, J. P. Garcia, P. González, M. Berrogain, M. Cuesto (Hiszpania), J. Kern (Stany Zjednoczone), *Enhanced cooling of dry-type transformers for wind applications*.



Rys. 10. Przykład matrycy oceny ryzyka pracy jednostki transformatorowej

- [8] A2-108. X. Wang, X. Lei, C. Huang, Y. Wang, X. Han, M. Ren, L. Li, R. Chen (Chiny), *Study on key technology and demonstration application of UHV AC controlled shunt reactor.*
- [9] A2-109. T. Gradnik, D. Miljavec, J. Kosmac (Słowenia), *System for on-line evaluation of power transformer dynamic thermal capability.*
- [10] A2-110. E. Virtanen, H. Nordman (Finlandia), T. Laneryd, H. Lendenmann (Szwecja), *Thermal design aspects of subsea transformers.*
- [11] A2-111. S. Rajamanickam, S. Mosbacher, J. Findeisen (Wlk. Brytania, Austria, Niemcy), *Influence of harsh operation conditions present on offshore platforms to the design of power transformers and shunt reactors.*
- [12] A2-201. B.M. Ryadi, P. Hurllet, P. Poujade, A. Tanguy (Francja), *Simulations and tests based on dielectric studies to improve the power transformers technical specifications and their performances.*
- [13] A2-203. V.S. Larin, D.A. Matveev, B.K. Maximov (Rosja), *Resonant overvoltages inside power transformer windings and the measures improving their ability to withstand high-frequency stresses.*
- [14] A2-204. J. Zheng, K.C. Wen, L.J. Kong, X.Y. Feng (Chiny), *Electric Field Analysis for Valve-side Lead-out Insulation Structure of UHVDC Converter Transformer.*
- [15] A2-205. B.W. Min, J.B. Lee, K.H. Lee, J.S. Park (Korea Południowa), *Partial Discharge Localization Algorithm for Power Transformer using UHF Signals.*
- [16] A2-206. R. Alvarez, D. Robalino (Argentyna, Stany Zjednoczone), *Advances of Dielectric Frequency Response testing for HV OIP bushings.*
- [17] A2-207. D. Vir, P. Ramaswamy, Y. Fradkin (Stany Zjednoczone), *Simulation and Measurements of Special Termination Lightning Impulse Test on Power Transformers.*
- [18] A2-208. A. Rabel, J. Zhou (Austria, Chiny), *Verification of Withstand Capability for Very Fast Transients of a 200 MVA, 500 kV GSU-Transformer by Modelling and Testing.*
- [19] A2-301. R.I. Da Silva, I.P. Arantes, I. Capinos, L. De Oliveira, M.A. De Lima, G.L. Nicola (Brazylia), *Ten Years of Experience with Natural Ester in 245 kV: Shunt Reactor of Vilhena Substation.*
- [20] A2-302. W. Chabane, F. Rebbouh, H. Tizerarine (Algieria), *Investigation on the Operating Conditions of MV/LV Transformers and Recommendations to Improve their Reliability.*
- [21] A2-303. C. Rajotte, S. Proulx (Kanada), *Continuous improvement of transformer specifications at a large utility.*
- [22] A2-304. R. Fritsche, F. Trautmann, S. Wittemann, J. Christian, G. Adamietz, D. Wenger (Niemcy), *Power Transformers using Esters next generation – ready to cope with all grid operation challenges.*
- [23] A2-305. C. Perrier, M-L. Coulibaly, M. Marugan (Francja), *Compatibility tests between solid and liquid materials for reliable transformers.*
- [24] A2-306. V. Talegaonkar, O.C. Kolambkar, T.P. Govindan (Indie), *Reliability Evaluation of Ester Oil Filled Onload Tap Changers through Critical Tests.*
- [25] A2-307. P. Hurllet, M. Ryadi, A. Tanguy, L. Paulhiac (Francja), *Improving the reliability of key power transformers (GSU for Nuclear Power Plants) through specifications.*
- [26] A2-308. R. Girgis, G. Burden, M. Bernesjo, T. Lindstedt, D. Bonmann, I. Grant, G. Kobet, A. Commander, S. Dahman, Y. Sehgal (Stany Zjednoczone, Szwecja, Niemcy), *GIC Magnetic and Thermal Assessment of a Large Fleet of Power Transformers – A Case Study.*
- [27] A2-309. R. Teixeira, J. Carvalho, E. Miranda, W. França, M. Alves, L.R. Varasquim, W. Person, D. Pedrosa, R. Ishii, M. Klettenhofer, S. Frontin, R.A. Flauzino, I. Nunes (Brazylia), *Health Index and Hierarchizing Scale Methodologies for Prioritizing On-line Monitoring of Power Transformers and Reactors in the Brazilian Transmission Grid.*
- [28] A2-310. L.F. Queiroz, J.M. Araújo, L.C.F. Santos, A.B. Possidonio (Brazylia), *Improving transformer reliability through operation, maintenance, repair and asset management for extended life.*
- [29] A2-311. J. Foros, E.G. Tveten, K.B. Liland, E.B. Mehammer, L. Lundgaard (Norwegia), *Transformer management by learning from condition, failure and scrapping data collected nation-wide.*
- [30] A2-312. T. Zupan, B. Jurisic, I. Murat, B. Filipovic-Grcic, S. Goglia, G. Levacic (Chorwacja), *Fleet Asset Management Opportunities Arising From Transient Monitoring of Power Transformers and Shunt Reactors.*
- [31] A2-313. E. Ermakov, T. Lindstedt, L. Melzer, L. Pettersson, M. Pettersson (Szwecja), *Fleet screening of HVDC transformers.*
- [32] A2-314. D. Albert, P. Schachinger, H. Renner, P. Hamberger, F. Klammer, G. Achleitner (Austria), *Field experience of small quasi DC bias on power transformers. A first classification of low-frequency current pattern and identification of sources.*
- [33] A2-315. S. Miyazaki, M. Nakai, M. Yoshida, K. Aoki (Japonia): *Rationalization and high precision of transformer lifetime evaluation method.*
- [34] A2-316. L. Lombini, S. Sacco, F. Scatiggio, C. Serafino, F.M. Pepe, F. Ferrari, D. Rogora (Włochy), *Large Power Autotransformers filled with natural ester – Working parameters from the field and Maintenance notes.*
- [35] A2-317. Y. Li (Australia), *Experiences in Transformer Onsite Refurbishment.*
- [36] A2-318. C. Beckett, J. Lai (Australia), *Application of Conditional Probability assessment to optimise Transformer Design, Operation and Maintenance practices.*
- [37] A2-319. R.K. Chauhan, B.N. De Bhowmick, V.K. Bhaskar, S.B.R. Rao, D.R. Shah, Shalini, P. Seervi (Indie), *Development and Implementation of Intelligent Condition Monitoring System for Transformers and Reactors.*
- [38] A2-320. S. Laohanan, S. Inrun (Tajlandia), *Increasing Reliability Tertiary Voltage Side of Power Transformer by Installing Relay Protection.*
- [39] A2-321. Andy Cox, Knuist Trevor, Rajagopal Kommu, Y.V. Joshi, A.J. Chavda, R.P. Satani, H.D. Solanki (Stany Zjednoczone, Wlk. Brytania, Indie), *An innovative solution to assess the Reliability of Transformers by Integrated Transformer Health Monitoring.*
- [40] A2-322. E.G. Tenyenhuis, M.M. Lahloub (Kanada), *Advancements in Transformer Site Dryouts.*
- [41] A2-323. T. O'neill, J. Carpenter, T. Noonan (Irlandia), *Power Transformer Life Extension Rebuilds.*