

## Badanie drgań transformatorów o mocy 10, 16, 25 i 40 MVA pod kątem oceny ich stanu technicznego

**Streszczenie.** Jednym z najważniejszych i dynamicznie rozwijających się obszarów działalności ośrodków naukowych jest diagnostyka urządzeń energetycznych. Omawiana metoda wibroakustyczna diagnostyki transformatorów ma kilka niezaprzeczalnych zalet, którymi są bezinwazyjność oraz stosunkowo krótki czas wykonywania badań. W artykule odniesiono się do wartości kryterialnych służących ocenie stanu części aktywnej transformatora na podstawie analizy wartości skutecznej przyspieszenia drgań całkowitych oraz widma częstotliwościowego.

**Abstract.** One of the most important and dynamically developing areas of activity of research centers is diagnostics of energy devices. The vibroacoustic method of transformer diagnostics discussed in this article has several undeniable advantages, which are non-invasive and a relatively short time to perform the tests. This work refers to the criterion values used to assess the state of the active part of the transformer based on the analysis of the effective value of the total vibration acceleration and the frequency spectrum. (Investigation of vibrations of transformers with a rated power of 16, 25 and 40 MVA in terms of assessing their technical condition).

**Słowa kluczowe:** transformator mocy; diagnostyka transformatorów; drgania; metoda wibroakustyczna;  
**Keywords:** power transformer; transformer diagnostics; vibrations; vibroacoustic method;

### Wstęp

Głównymi przyczynami drgań wewnątrz transformatorów są siły elektrodynamiczne oraz zjawisko magnetostrykcji zachodzące w rdzeniu [1]. Natomiast do dodatkowych źródeł wibracji można zaliczyć urządzenia chłodzące (pompy olejowe, wentylatory). Drgania rejestrowane na powierzchni kadzi transformatora mogą dostarczyć informacji o warunkach pracy rdzenia i uzwojeń jednostki [2-4].

Strumień magnetyczny w rdzeniu jest praktycznie niezależny od obciążenia, natomiast w stanie bezobciążeniowym, siły elektrodynamiczne są prawie nieobecne [5]. Indukcja magnetyczna przewodnika, przez który płynie prąd, jest wprost proporcjonalna do tego prądu. Stąd też można wnioskować, że siła elektrodynamiczna jest proporcjonalna do kwadratu prądu płynącego przez uzwojenia transformatora. Przyspieszenie jest wprost proporcjonalne do działającej na obiekt siły, a więc również ono będzie zależało od  $I^2$ :

$$(1) \quad a_z(t) \sim i(t)^2 = I_{max}^2 \cdot \cos^2 \omega t = 0,5 \cdot I_{max}^2 (\cos 2\omega t + 1)$$

gdzie:  $a_z$  – przyspieszenie drgań uzwojeń,  $I_{max}$  – amplituda prądu,  $\omega$  – pulsacja drgań.

Zjawisko magnetostrykcji polega na zmianie właściwości elementów ferromagnetycznych pod wpływem pola magnetycznego. Jego efektem jest zmiana rozmiarów geometrycznych materiału magnetycznego umieszczonego w polu – w transformatorach powoduje zmianę geometrii rdzenia. Zmiana długości rdzenia  $\Delta L$  umieszczonego wewnątrz cewki może zostać opisana wzorem [5,6]:

$$(2) \quad \Delta L(t) = \frac{\lambda_s \cdot U_{max}^2 \cdot L}{(z \cdot S \cdot \omega \cdot B_s)^2} \cdot \cos^2 \omega t$$

gdzie:  $\lambda_s$  – współczynnik nasycenia magnetostrykcji,  $U_{max}$  – amplituda napięcia zasilającego,  $L$  – długość blach w rdzeniu,  $S$  – pole przekroju rdzenia,  $B_s$  – indukcja magnetyczna nasycenia.

Obliczając drugą pochodną po czasie ze zmiany długości rdzenia, otrzymuje się chwilową wartość przyspieszenia drgań  $a_z$ :

$$(3) \quad \frac{d^2 \Delta L}{dt^2} = - \frac{2 \cdot \lambda_s \cdot U_{max}^2 \cdot L}{(z \cdot S \cdot B_s)^2} \cdot \cos 2\omega t$$

Drgania rdzenia spowodowane magnetostrycją będą zatem zależeć głównie od przyłożonego napięcia i są praktycznie niezależne od obciążenia (stan ustalony biegu jałowego). Natomiast w przypadku uzwojeń drgania są proporcjonalne do kwadratu prądu obciążenia. Zatem drgania rejestrowane na kadzi transformatora, podczas jego normalnej pracy, będą superpozycją drgań powodowanych przez rdzeń i uzwojenia.

Artykuł przedstawia wyniki badań wibroakustycznych przeprowadzonych na transformatorach o różnych mocach znamionowych. Badania przeprowadzono w celu stwierdzenia, czy wartości kryterialne proponowane w pracach [7-10], a które dotyczą jednostek o mocach znamionowych około dziesięciokrotnie większych niż moce przedstawianych w artykule transformatorów, znajdują zastosowanie przy ocenie stanu technicznego badanych jednostek.

### Wartości kryterialne drgań

W pracach [7-9] przedstawiono dwa kryteria oceny stanu transformatorów na podstawie wyników badań wibroakustycznych. Pierwsze kryterium opiera się na wartości skutecznej przyspieszenia drgań całkowitych ( $a_{RMS}$ ). Drugie polega na analizie wartości skutecznych składowych drgań występujących w widmie drgań w zakresie od 1,5 do 2,5 kHz. Wartościom skutecznym przyspieszenia drgań w tabeli 1 przypisano stan techniczny transformatora.

Tabela 1. Ocena stanu technicznego transformatora na podstawie wartości skutecznych (całkowitej i składowej) przyspieszenia drgań [7-9]

Stan transformatora	Wartość skuteczna przyspieszenia drgań		
	całkowitych	w paśmie 1,5-2,5 kHz dla transformatorów:	
		≤ 200 MVA	> 200 MVA
	[cm/s <sup>2</sup> ]	[cm/s <sup>2</sup> ]	[cm/s <sup>2</sup> ]
Normalny	≤ 400	< 3	< 10
Ostrzegawczy	400 - 1000	3 - 30	10 - 30
Alarmowy	1000 - 2500	-	-
Awaryjny	> 2500	> 30	> 30

Podobne wartości kryteriów można znaleźć w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów (RIET). Dokument przedstawia trzy zakresy częstotliwości, dla których podane są wartości graniczne (tab. 2). Przekroczenie wartości

granicznych wskazuje na duże prawdopodobieństwo uszkodzenia rdzenia transformatora [11].

Tabela 2. Wartości graniczne składowych widma drgań dla różnych zakresów częstotliwości [10]

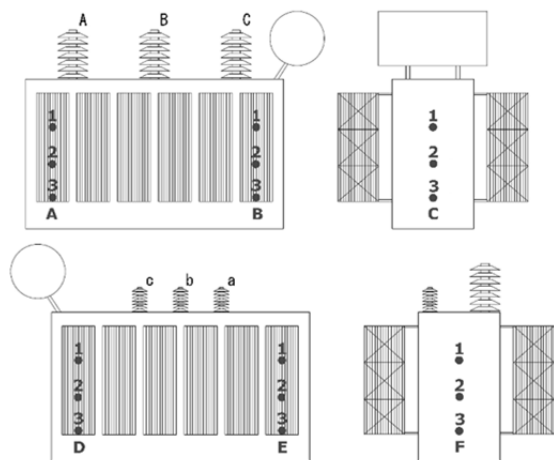
Zakres [Hz]	Wartość skuteczna przyspieszenia drgań w paśmie 1,5-2,5 kHz dla transformatorów:	
	≤ 200 MVA [cm/s <sup>2</sup> ]	> 200 MVA [cm/s <sup>2</sup> ]
0 – 700	400	400
700 – 1500	100	100
1500 – 2600	3	10

### Charakterystyka obiektów badań i metodyka wykonywania pomiarów

Przedmiotem badań były transformatory 110/15 kV/kV o różnych mocach znamionowych – 10, 16, 25 i 40 MVA. Dotychczas przebadano 30 jednostek nowych różnych typów (2 o mocy 10 MVA, 10 o mocy 16 MVA, 15 o mocy 25 MVA i 3 o mocy 40 MVA) oraz 21 transformatorów pozostających w eksploatacji (2 o mocy 10 MVA, 12 o mocy 16 MVA i 7 o mocy 25 MVA). Badania jednostek nowych przeprowadzono podczas ich pracy na biegu jałowym, natomiast w przypadku transformatorów pozostających w eksploatacji – pod obciążeniem (wyjątek stanowił jeden transformator, który został zbadany podczas pracy na biegu jałowym ze względu na ustalony plan eksploatacji). Na jednej z nowych jednostek o mocy 40 MVA przeprowadzono pomiary wartości  $a_{RMS}$  w zależności od przyłożonego napięcia oraz natężenia prądu przepływającego przez uzwojenie.

Układ pomiarowy składał się z akcelerometru piezoelektrycznego firmy Hansford Sensors model 1735005406 wyposażonego w podstawkę magnetyczną, która umożliwiała jego mocowanie na kadzi oraz systemu akwizycji danych DEWESoft Sirius Mini połączonego z komputerem. Wyniki pomiarów zapisywano w programie DEWESoft X, który umożliwia analizę przebiegów czasowych przyspieszenia drgań, ich wartości skutecznych oraz widma częstotliwościowego (szybka transformata Fouriera FFT uzyskiwana z przebiegu czasowego).

Określono siatkę pomiarową składającą się z 18 punktów, przedstawioną na rysunku 1a. W celu określenia położenia czujnika wokół transformatora zastosowano oznaczenie literowe, natomiast jego położenie w osi pionowej oznaczono cyfrą (1 oznacza punkt górny, 2 - punkt środkowy, a 3 – punkt dolny). Na rysunku 2a dla przykładu przedstawiono umieszczenie czujnika w punkcie F1.



Rys.1. Rozmieszczenie punktów pomiarowych na badanych transformatorach

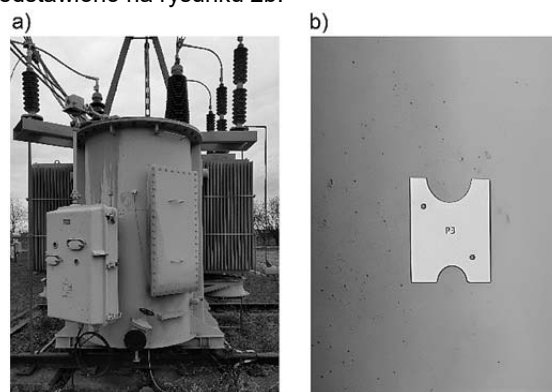
Przedstawione punkty podczas pomiarów były dostosowywane do konstrukcji danego transformatora –

niektóre lokalizacje czujnika zostały pominięte ze względu na utrudniony dostęp (przez wzmocnienia, elementy mocujące, wentylatory, włazy rewizyjne itp.).

W literaturze nie znajduje się informacji na temat konkretnych miejsc montażu akcelerometrów, natomiast można natrafić na pewne rekomendacje:

- pozycja czujnika powinna być wyznaczana z tolerancją 5 cm, w celu porównania pomiarów wykonanych dla tej samej jednostki w różnych odstępach czasu [11],
- czujników nie należy montować w pobliżu włazów rewizyjnych, a także elementów wzmacniających kadzi,
- należy pamiętać, że dostęp do niektórych miejsc może być utrudniony ze względu na obecność elementów takich jak wentylatory, czy szafy sterownicze.

Na podstawie badań opisanych w [12] wykazano, że aby uzyskać najlepszy stosunek sygnału do szumu, akcelerometry powinny być umieszczane w połowie wysokości transformatora – między jego pokrywą a dnem kadzi. Z tego powodu, w przypadku jednostek nowych oraz niektórych pozostających w ciągłej eksploatacji pomiary przeprowadzono jedynie w punktach środkowych - A2, B2, C2, D2, E2, F2. Podczas badania nowego transformatora o mocy 40 MVA zastosowano dodatkowe znaczniki magnetyczne, które umożliwiły wykonanie pomiarów w dokładnie tych samych miejscach na kadzi podczas przeprowadzania próby zwarcia i biegu jałowego. Znaczniki te zostały zastosowane również podczas badań przeprowadzanych na trzech jednostkach pozostających w eksploatacji, dla których pomiary udało się przeprowadzić dwukrotnie. Jeden z sześciu wykonanych znaczników przedstawiono na rysunku 2b.

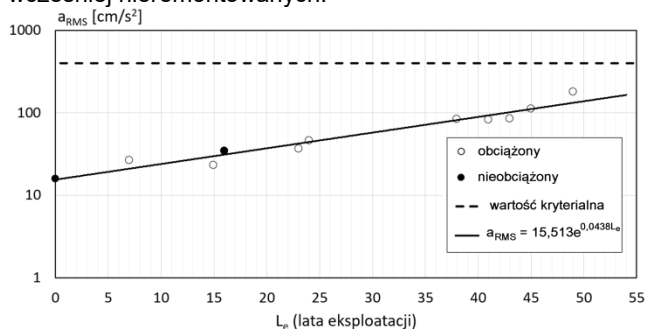


Rys.2. (a) Widok transformatora o mocy 25 MVA z czujnikiem zamocowanym w punkcie F1, (b) znacznik umożliwiający powtórne wykonanie pomiarów w dokładnie tym samym miejscu na kadzi

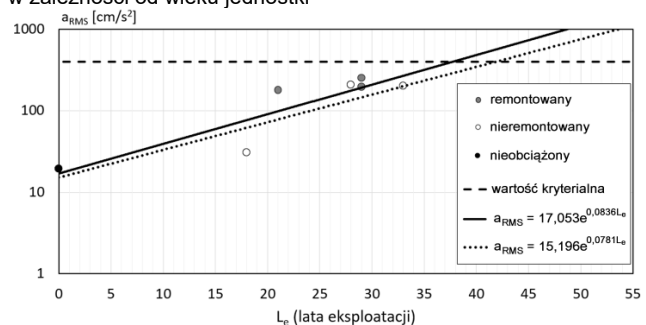
### Wartości skuteczne przyspieszenia drgań w zależności od czasu eksploatacji transformatorów

Następnym etapem badań była analiza wartości skutecznych przyspieszenia drgań całkowitych uzyskanych na transformatorach 16 i 25 MVA. Zgodnie z tabelą 1 wartość ta nie powinna przekraczać 400 cm/s<sup>2</sup>. Uśrednione wartości skuteczne przyspieszenia drgań całkowitych zmierzonych dla 11 transformatorów o mocy 16 MVA przedstawia rysunek 3, natomiast rysunek 4 – dla 7 transformatorów o mocy 25 MVA. Na obu rysunkach kolorem czarnym zaznaczono jednostki, które podczas pomiarów pracowały na biegu jałowym. Czarne linie ciągłe przedstawiają aproksymacje punktowe za pomocą funkcji wykładniczej. Przecięcie linii aproksymującej z linią oznaczającą wartość kryterialną (na rysunkach zaznaczona linią przerywaną), określa czas, po którym stan transformatora przestanie być uważany za normalny. Ze względu na trzy transformatory, które zostały poddane renowacji, na rysunku 4 wyznaczono dwie linie aproksymujące - ciągłą linię aproksymującą wyznaczono z

uwzględnieniem wszystkich przebadanych jednostek, natomiast linię kropkowaną jedynie dla transformatorów wcześniej nieremontowanych.



Rys.3. Uśrednione wartości skuteczne przyspieszenia drgań całkowitych z 6 punktów pomiarowych dla transformatorów 16 MVA w zależności od wieku jednostki



Rys.4. Uśrednione wartości skuteczne przyspieszenia drgań całkowitych z 6 punktów pomiarowych dla transformatorów 25 MVA w zależności od wieku jednostki

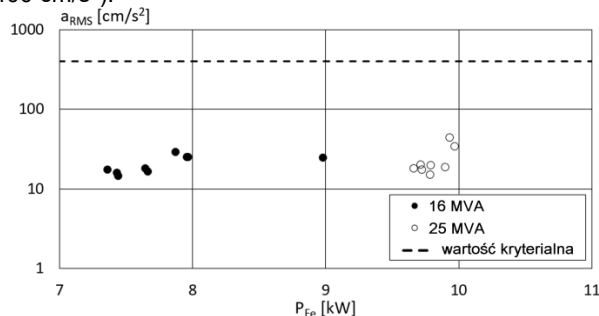
Porównując zmiany wartości  $a_{RMS}$  można zauważyć, że dla transformatorów o większej mocy znamionowej dynamika zmian jest znacznie większa niż dla transformatorów o mocy mniejszej. Dodatkowo na podstawie przeprowadzonych pomiarów można stwierdzić, że transformatory o mocy znamionowej 25 MVA charakteryzują się wyższymi wartościami skutecznymi przyspieszenia drgań całkowitych niż transformatory 16 MVA będące w tym samym wieku. Różna dynamika zmian wartości  $a_{RMS}$  w czasie dla transformatorów o różnej mocy znamionowej sugeruje, że również wartości kryterialne powinny być dla nich odmienne. Z wykresów wynika, że im dłużej transformator pozostaje w użyciu, tym większe osiąga wartości skuteczne przyspieszenia drgań. Obciążenie transformatorów, wśród których znana jest jego aktualna wartość, wahało się od 10% do 49%.

### Analiza $a_{RMS}$ dla transformatorów nowych w zależności od posiadanych strat jałowych

Kolejny etap badań dotyczył wpływu posiadanych strat jałowych na wartości skuteczne przyspieszenia drgań transformatorów nowych o mocy 16 i 25 MVA. Na rysunku 5 przedstawiono uśrednione wartości  $a_{RMS}$  z 6 środkowych punktów pomiarowych (A2, B2, C2, D2, E2 i F2). Jednostki podzielono ze względu na moc znamionową, ponieważ zgodnie z wcześniejszymi badaniami wyższe wartości skuteczne przyspieszeń drgań całkowitych uzyskuje się dla jednostek o większej mocy znamionowej.

Wszystkie nowe transformatory przebadano podczas ich pracy na biegu jałowym. Jednostki o mocy niższej charakteryzują się niższymi wartościami strat jałowych niż transformatory o mocy wyższej. Porównując uzyskane wyniki w obrębie jednej mocy znamionowej można zauważyć, że wraz ze wzrostem wartości strat jałowych, rośnie wartość rejestrowanej na kadzi wartości skutecznej przyspieszenia drgań całkowitych. Jednakże zmiany

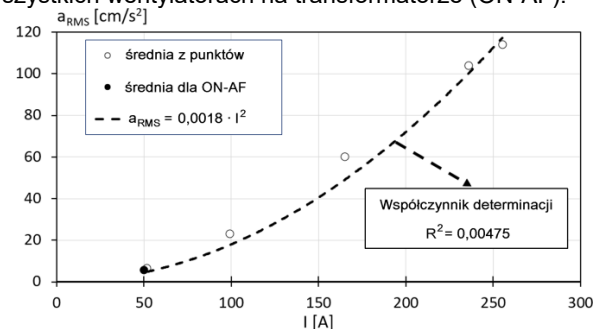
przyspieszenia drgań w analizowanym zakresie strat nie są zbyt duże i stanowią maksymalnie 10% wartości kryterialnej ( $400 \text{ cm/s}^2$ ).



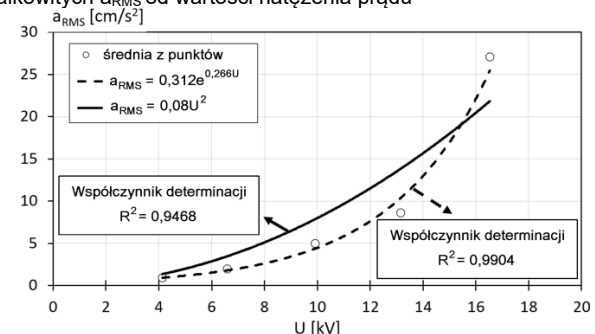
Rys.5. Zależność średniej wartości skutecznej przyspieszeń drgań całkowitych  $a_{RMS}$  od wartości strat jałowych ( $P_{Fe}$ ) transformatorów o mocy 16 MVA i 25 MVA.

### Analiza $a_{RMS}$ dla nowego transformatora 40 MVA w zależności od przyłożonego napięcia i natężenia prądu

Celem tej części badań była weryfikacja zależności matematycznych opisujących drgania uzwojeń oraz rdzenia (wzory 1 i 3). Na rysunku 6 zostały przedstawione wyniki pomiarów wartości skutecznej przyspieszenia drgań w zależności od wartości prądu przepływającego przez uzwojenia, natomiast na rysunku 7 – w zależności od wartości przyłożonego napięcia. Również tutaj posłużono się średnią z 6 punktów pomiarowych uznawanych za standardowe. Na rysunku 6 zaznaczono również wartość  $a_{RMS}$  dla pomiarów przeprowadzonych przy włączonych wszystkich wentylatorach na transformatorze (ON-AF).



Rys.6. Zależność średniej wartości skutecznej przyspieszeń drgań całkowitych  $a_{RMS}$  od wartości natężenia prądu



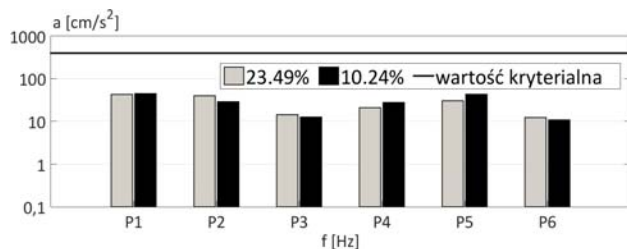
Rys.7. Zależność średniej wartości skutecznej przyspieszeń drgań całkowitych  $a_{RMS}$  od wartości napięcia

Wyznaczona na rysunku 6 linia trendu jest funkcją kwadratową, warto również zauważyć wysoki współczynnik determinacji bliski jedynce. Potwierdzałoby to założenie teoretyczne, że wartość drgań zależy od kwadratu prądu przepływającego przez uzwojenia. Wyznaczona dla zależności  $a_{RMS}$  od wartości napięcia (rys.7) linia trendu jest funkcją kwadratową o dość wysokim współczynniku korelacji, natomiast lepszy współczynnik osiągnięto dla przybliżenia funkcją wykładniczą (wykres tej funkcji na rysunku 7 zaznaczono linią przerywaną). Nie jest tu więc

możliwe stwierdzenie, tak jak w przypadku zależności od prądu przepływającego przez uzwojenia, że zostały tu potwierdzone założenia teoretyczne, ponieważ przybliżenie funkcją wykładniczą wydaje się być dokładniejsze.

### Analiza wartości skutecznych przyspieszenia drgań dla jednostek przebadanych dwukrotnie

Ostatnim etapem badań była analiza wartości skutecznych przyspieszenia drgań zmierzonych dwukrotnie w odstępie miesiąca dla trzech transformatorów eksploatowanych o mocy: 10 MVA (49 lat w eksploatacji), 16 MVA (7 lat w eksploatacji) oraz 16/10/10 MVA (38 lat w eksploatacji). Dzięki zastosowaniu znaczników magnetycznych (rys.2b) pomiary na kadzi danej jednostki wykonano dokładnie w tych samych miejscach. Ze względu na odmienne obciążenie analizowano różnice w otrzymywanych wartościach skutecznych przyspieszenia drgań całkowitych we wszystkich 6 punktach środkowych w zależności od wartości aktualnego obciążenia procentowego transformatora. Na rysunku 8 przedstawiono porównanie otrzymanych  $a_{RMS}$  dla transformatora o mocy 16 MVA, linią czarną zaznaczono wartość kryterialną 400  $cm/s^2$ .



Rys.8. Wartości skuteczne przyspieszenia drgań całkowitych  $a_{RMS}$  na transformatorze o mocy 16 MVA dla różnych wartości obciążeń

Analizując powyższy wykres można zauważyć, że mimo ponad dwukrotnie niższego obciążenia podczas drugich pomiarów różnice w otrzymywanych wartościach  $a_{RMS}$  są niewielkie. Największą rozbieżność wyników otrzymano w punkcie P5, gdzie różnica wynosiła 12,7  $cm/s^2$ , co stanowi niewiele ponad 3% wartości 400  $cm/s^2$ . Natomiast średnie wartości  $a_{RMS}$  obliczone z 6 punktów dla obu wartości obciążeń różnią się jedynie o 1,22  $cm/s^2$  (0,3% wartości kryterialnej). Przybliżenie zależności  $a_{RMS}$  od obciążenia w postaci funkcji wykładniczej przedstawiono w [13], co dowodzi nieliniowości tego zjawiska. Różnica w otrzymanych tam wartościach  $a_{RMS}$  pomiędzy 10% a 24% mocy znamionowej transformatora wyniosła około 3  $cm/s^2$ , co stanowi zaledwie 0,875% wartości kryterialnej. Warto jednak zauważyć, że transformatory analizowane w tym artykule mają moc znamionową ponad 10-krotnie mniejszą niż jednostka opisywana w [13]. Można więc stwierdzić, że obciążenie transformatora będzie miało jeszcze mniejszy wpływ na uzyskiwaną wartość skuteczną przyspieszenia drgań w przypadku jednostek o znacznie niższych mocach.

### Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że istnieje szansa na doprecyzowanie metody wibroakustycznej poprzez uwzględnienie mocy znamionowej, aktualnego napięcia i obciążenia transformatora, na co wskazują:

- różne trendy zmian  $a_{RMS}$  i rozkładów widmowych dla transformatorów o różnej mocy znamionowej,
- fakt, że wartość skuteczna przyspieszenia drgań całkowitych, jak i składowych widma częstotliwościowego zwiększają swoje wartości wraz ze wzrostem czasu eksploatacji transformatora,

- występowanie zależności przyspieszenia drgań od prądu i napięcia.

Warto zauważyć, że zbadane dotychczas transformatory remontowane (w których naruszona została struktura uzwojeń i rdzenia) wykazują przyspieszenia drgań wyższe niż wskazuje linia trendu. Natomiast ze względu na niewielką liczbę przebadanych jednostek wysuwanie wniosków na ten temat jest jeszcze przedwczesne.

Dla nowych transformatorów różnych typów, ale o tej samej mocy znamionowej, można zauważyć korelację między wartością skuteczną przyspieszenia drgań całkowitych a wartością strat jałowych. Nie jest to jednak korelacja silna. Zmiany wartości  $a_{RMS}$  drgań całkowitych przy dla strat jałowych w zakresie 7-10 kW nie przekraczają 10% wartości kryterialnej przyjętej jako 400  $cm/s^2$ .

Dwukrotne przebadanie transformatora o mocy 16 MVA przy różnych wartościach obciążenia (10,24% i 23,49%) nie wykazało znaczących zmian wartości  $a_{RMS}$ .

**Autorzy:** dr hab. inż. Jarosław Gielniak, prof. PP, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 61-138 Poznań, E-mail: [jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl](mailto:jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl);  
mgr inż. Magdalena Czerniak, Instytut Elektrotechniki, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 61-138 Poznań, E-mail: [magdalena.czerniak@put.poznan.pl](mailto:magdalena.czerniak@put.poznan.pl);  
mgr inż. Kamil Lewandowski, Instytut Elektrotechniki, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 61-138 Poznań, E-mail: [kamil.wo.lewandowski@doctorate.put.poznan.pl](mailto:kamil.wo.lewandowski@doctorate.put.poznan.pl)

### LITERATURA

- [1] Vandevelde, L., Melkebeek, J. A., Magnetic forces and magnetostriction in electrical machines and transformer cores, *IEEE Transactions on Magnetics* (2003), vol. 39, no. 3, 1618-1621
- [2] Lavalle, J.C., Failure Detection in Transformer Using Vibrational Analysis, MS dissertation, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 1986
- [3] Bartoletti, C., Desiderio, M., Di Carlo, D., Fazio, G., Muzi, F., Sacerdoti, G.; Salvatori, F. Vibro-Acoustic Techniques to Diagnose Power Transformers, *IEEE Transactions on Power Delivery* (2004), vol. 19, no. 1, 221-229
- [4] Jin M., Pan J., Huang H., Zhou J., Vibration transmission from internal structures to the tank of an oil-filled power transformer, *Applied Acoustics* (2016), Vol. 113, No. 1, 1-6
- [5] Shengchang J., Yongfen L., Yanming L., Research on Extraction technique of Transformer Core Fundamental Frequency Vibration Based on OLCM, *IEEE Transactions on Power Delivery* (2006), vol. 21, no. 4, 1981-1988
- [6] Krupiński R., Kornatowski E., The Use of Generalized Gaussian Distribution in Vibroacoustic Detection of Power Transformer Core Damage, *Energies* (2020), 13, 2525.
- [7] Kaźmierski M., Olech W., Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów; *ZPBE ENERGOPOMIAR – ELEKTRYKA Sp. z o. o.* (2013), 286-293
- [8] Borucki S., Cichoń A., Majchrzak H., Zmarzły D., Evaluation of the Technical Condition of the Active Part of the High Power Transformer Based on Measurements and Analysis of Vibroacoustic Signals, *Archives of Acoustics* (2017), vol. 42, no. 2, 313-320
- [9] Borucki S., Cichoń A., Boczar T., Diagnostyka transformatorów energetycznych z wykorzystaniem metody wibroakustycznej. *PAK* (2009), vol. 55, no. 1, 19-22
- [10] Bagiński A., et al. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów; *ZPBE ENERGOPOMIAR – ELEKTRYKA Sp. z o. o.* (2012)
- [11] Shengchang J., Lingyu Z., Yanming L., Study on transformer tank vibration characteristics in the field and its application. *Przegląd Elektrotechniczny* (2011), vol. 87, no. 2, 205-211
- [12] Gielniak J., Czerniak M., Investigation of Distribution Transformers Vibrations in Terms of Core and Winding Condition Assessment, *Energies* (2022), vol.15, no.13, 1-18
- [13] Borucki S., Cichoń A., Wpływ zmiany obciążenia transformatora energetycznego na wyniki analizy sygnałów wibroakustycznych. *Przegląd Elektrotechniczny* (2010), vol. 87, no. 7, 45-47