

METODY OCENY INDYWIDUALNEJ EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA PODSTAWIE SYGNAŁÓW RZECZYWISTYCH

Szymon BARCZENTEWICZ, Bogusław ŚWIĄTEK, Andrzej FIRLIT, Krzysztof PIĄTEK,
Krzysztof CHMIELOWIEC

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

tel.: +48 12 617 28 57 e-mail: barcent@agh.edu.pl
tel.: +48 12 617 28 67 e-mail: boswiatek@agh.edu.pl
tel.: +48 12 617 28 36 e-mail: afirlit@agh.edu.pl
tel.: +48 12 617 28 20 e-mail: kpiatek@agh.edu.pl
tel.: +48 12 617 28 93 e-mail: kchmielo@agh.edu.pl

Streszczenie: W pracy przedstawiono zostało porównanie metod oceny indywidualnej emisji harmonicznych i wahań napięcia, na podstawie zagregowanych 10-minutowych wartości. Zaprezentowane przykłady wykorzystania opisanych metod bazują na pomiarach wykonanych w sieci dystrybucyjnej. Otrzymane wyniki potwierdzają zasadność wykorzystania danych 10-minutowych do oceny emisji analizowanych zaburzeń.

Słowa kluczowe: zaburzenia elektromagnetyczne, harmoniczne napięcia, wahania napięcia, ocena indywidualnej emisji.

1. OCENA INDYWIDUALNEJ EMISJI

Indywidualna emisja zaburzenia to taka, której źródłem jest wyłącznie rozważany odbiornik niespokojny, bez uwzględnienia innych źródeł emisji. Perspektywa instalacji coraz większej ilości odnawialnych źródeł energii oraz zwiększanie ilości odbiorników nieliniowych w sieci elektroenergetycznej potęguje złożoność procesu oceny indywidualnej emisji zaburzeń. Wymusza to konieczność opracowania skutecznej metody takiej oceny. Najlepiej, gdyby ocena mogła być przeprowadzona z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury pomiarowej (stacjonarnych i mobilnych analizatorów jakości energii elektrycznej). W pracy przedstawiono dwie metody oceny indywidualnej emisji harmonicznych oraz metodę oceny wahań napięcia.

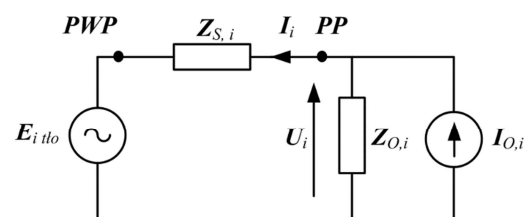
1.1. Emisja harmonicznych napięcia

Standard IEC 61000-3-6 [1] definiuje poziomy emisji poszczególnych harmonicznych w punkcie przyłączenia PP. Poziomy emisji harmonicznych napięcia definiowany jest jako wektor różnicy pomiędzy napięciem zmierzonym w punkcie wspólnego przyłączenia PWP i napięciem harmonicznym tła. Poziomy emisji harmonicznych napięcia zależy od impedancji harmonicznej sieci. Raporty techniczne IEC [1,2] wymagają, aby pomiary zagregowanych, 10-minutowych wartości skutecznego prądu i napięcia, wykorzystywanych do oceny indywidualnej emisji harmonicznych, były wykonywane przez odpowiednio długi czas: minimum tydzień.

Jeną z metod oceny indywidualnej emisji harmonicznych na podstawie zagregowanych danych 10-minutowych jest metoda CIREC/CIGRE C4.109 [4]. Metoda

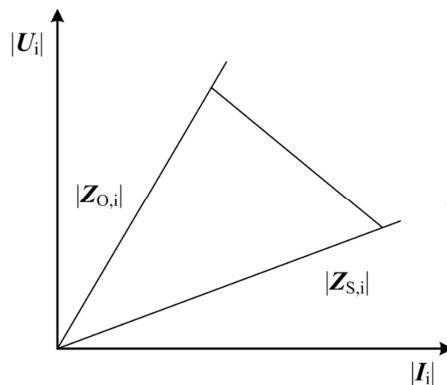
oparta jest na dłuższej (minimum tydzień) obserwacji 10-minutowych wartości skutecznego napięcia i prądu w punkcie PP. Rysunek 1 przedstawia schemat zastępczy sieci do oceny indywidualnej emisji dla poszczególnych harmonicznych.

Lokalizacja dominującego źródła energii w punkcie przyłączenia PP wynika z położenia punktów na charakterystyce napięcia harmonicznej od prądu harmonicznej (Rysunek 2). Jeśli punkty koncentrują się wokół impedancji sieci, to odbiorca jest dominującym źródłem harmonicznych. Sieć zasilająca jest dominującym źródłem, jeśli punkty na charakterystyce koncentrują się wokół impedancji odbiorcy. Kiedy punkty leżą pomiędzy liniami impedancji, zarówno dostawca jak i odbiorca są odpowiedzialni za emisję harmonicznych.



Rys. 1. Schemat zastępczy sieci do oceny indywidualnej emisji harmonicznych w punkcie PP, gdzie:

U_i – napięcie harmonicznej,
 I_i – prąd harmonicznej,
 $E_{i,tlo}$ – napięcie harmonicznej tła pochodzące z systemu elektroenergetycznego w punkcie wspólnego przyłączenia PWP
 $I_{O,i}$ – prąd i-tej harmonicznej generowany przez odbiorcę,
 $Z_{S,i}$ – impedancja zastępcza systemu dla i-tej harmonicznej,
 $Z_{O,i}$ – impedancja zastępcza odbiorcy dla i-tej harmonicznej.

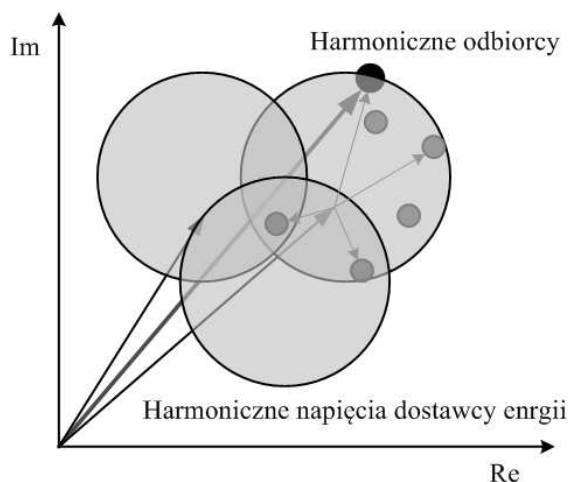


Rys. 2. Zasada działania metody CIGRE/C4.109. [3]

Ocena emisji harmonicznej napięcia oparta jest na 95 percentylu zarejestrowanej harmonicznej prądu I_i , pomnożonej przez odpowiadającą impedancję harmoniczną Z_s , tak jak w [3]:

$$\Delta U = U_i - E_{i\ tto} = Z_s I_i. \quad (1)$$

W niektórych przypadkach takie rozumowanie może prowadzić do błędnych wniosków [5, 6]. W przypadku generowania energii przez źródła rozproszone, ocena emisji może nie być możliwa. Harmoniczne o różnych charakterach mogą sumować się w nieznanym sposobie, wprowadzając wysoką niepewność do oceny emisji harmonicznego napięcia, co zobrazowano na rysunku 3.



Rys. 3. Nieokreślony sposób sumowania się harmonicznym na przestrzeni zespolonej

Drugą z metod oceny indywidualnej emisji harmonicznym jest metoda oparta o prawo sumowania. Jest ona zalecana w przypadku, gdy nie dysponujemy informacją o impedancji harmonicznym w punkcie, w którym przeprowadzamy analizę. Ocena indywidualnej emisji poszczególnych harmonicznym, zgodnie z prawem sumowania, według normy IEC 61000-3-6 [1], może być wyrażona wzorem:

$$U_i = \alpha \sqrt{\sum_n U_{in}^\alpha} = \alpha \sqrt{(U_{in}^\alpha)_{tto} + (U_{in}^\alpha)_{emisja}} \quad (2)$$

gdzie:

- U_i –wartość harmonicznym napięcia (rzędu h),
- U_{in} – wartość indywidualnego poziomu emisji (rzędu i),
- α - wykładnik przyjmowany arbitralnie.

W tabelcy 1 przedstawiono wartości wykładnika α dla poszczególnych harmonicznym. Wartości w tabelcy wynikają z badań eksperymentalnych i zawarte zostały w normie [1].

Tabelca 1. Wartości wykładnika α dla poszczególnych wartości harmonicznym[1]

α	Rząd harmonicznym
1	$i < 5$
1,4	$5 \leq i \leq 10$
2	$i > 10$

1.2. Generacja wahań napięcia

Pomiar napięcia dostarcza jedynie informacji o sumarycznym wahaniach, pochodzącym od wszystkich odborników niespokojnych obecnych w sieci zasilającej, i mających wpływ na poziom zaburzenia w rozważanym punkcie. Dla oceny czy emisja wahań napięcia, spowodowana pracą odbornika traktowanego indywidualnie, nie przekracza poziomu emisji, który został mu przyznany na etapie ustalania warunków technicznych przyłączenia, niezbędne jest opracowanie odpowiednich metod kontroli [8].

Literatura [1, 5, 6] do oceny indywidualnej emisji wahań napięcia zaleca wykorzystanie metody opartej o prawo sumowania. Empirycznie określono zależność na wypadkową wartość wskaźnika krótkookresowego migotania światła, spowodowanego przez kilka źródeł emisji:

$$P_{st} = \alpha \sqrt{\sum_n P_{stn}^\alpha} \quad P_{lt} = \alpha \sqrt{\sum_n P_{lt_n}^\alpha}, \quad (3)$$

gdzie: P_{st} (P_{lt}) – wskaźniki migotania pochodzące od poszczególnych, samodzielnie pracujących źródeł zaburzenia [7].

Współczynnik α przyjmuje wartości w zależności od charakterystyki źródła wahań:

- $\alpha=4$ stosowany do sumowania wahań napięcia pochodzącym od pieców łukowych, które pracują w sposób wykluczający równoczesność roztopiania;
- $\alpha=3$ stosowany powszechnie dla większości rodzajów zmian napięcia w przypadku, gdy prawdopodobieństwo jednoczesnej pracy źródeł jest niewielkie;
- $\alpha=3,2$ stosowany dla prostej linii części charakterystyki $P_{st}=1$;
- $\alpha=2$ stosowany w przypadku, gdy zbieżność pracy różnych źródeł jest możliwa, np. przy równoczesnej pracy kilku pieców łukowych lub ciągłej pracy kilku elektrowni wiatrowych, przyłączonych w niewielkiej odległości;
- $\alpha=1$ stosowany przy sumowaniu zgodnym zmian napięcia (duże prawdopodobieństwo równoczesnej pracy odborników niespokojnych).

Badania empiryczne wykazały, że prawo sumowania, które w najlepszym stopniu odpowiada wynikom pomiarów, zależy od wartości percentyla stosowanego do oceny zaburzenia [3]. Przykładowo, w przypadku dwóch pieców łukowych sumowanie jest praktycznie liniowe ($\alpha=1$) do poziomu prawdopodobieństwa (p) równego 50%, natomiast staje się kwadratowe ($\alpha=2$) dla $p \approx 90$ %. Dla $p \geq 95$ % bardzo trudno przyjąć wartości współczynnika α ,

a zmierzony poziom wahań napięcia jest spowodowany prawie wyłącznie przez najbardziej zaburzający odbiornik ($\alpha \geq 4$).

W ocenie poziomu emisji, na podstawie analizy porównawczej pomiarów, z rozważanym zaburzającym odbiornikiem (P_{st} z odbiornikiem) i bez niego ($P_{st\ tlo}$, bez odbiornika), można wykorzystać prawo sumowania emisji:

$$P_{st} = \alpha \sqrt{\sum_n P_{st_n}^{\alpha}} = \alpha \sqrt{(P_{st}^{\alpha})_{tlo} + (P_{st}^{\alpha})_{emisja}} \quad (4)$$

Jednakże, ten sposób budzi pewne wątpliwości. Pomiary wskaźników nie zostały przeprowadzone w tym samym czasie i wynik może być zakłócony ewentualnymi zmianami warunków pracy innych zaburzających odbiorników, bądź zmianami konfiguracji sieci zasilającej (zmieniającymi w szczególności moc zwarciovą).

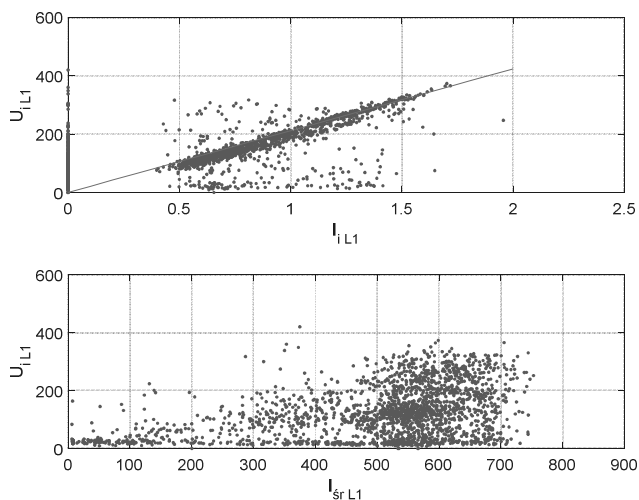
2. WYNIKI

W niniejszym podrozdziale przedstawiono przykładową realizację opisanych metod. Prezentowana realizacja opiera się na danych rzeczywistych zmierzonych w punkcie z dużym odbiorem niespokojnym.

2.1. Harmoniczne

Liczba próbek dla poszczególnych faz to $M_{L1}, M_{L2}, M_{L3} = 2159$. Napięcie znamionowe w punkcie to $U_N=110$ kV. Harmoniczna poddana analizie to $i=27$.

Rysunek 4 przedstawia zależność 27 harmonicznej napięcia od 27 harmonicznej prądu oraz napięcia 27 harmonicznej od wartości średniej prądu dla fazy L1. Kolorem czerwonym zaznaczono linię impedancji wyznaczonej z mocy zwarcioviej S_{zw} .



Rys. 4. Zależność napięcia 27 harmonicznej od prądu 27 harmonicznej oraz napięcia 27 harmonicznej od wartości średniej prądu dla fazy L1

W analizowanym przypadku większość danych grupuje się wokół prostej impedancji, w takim przypadku za zaburzenie odpowiada odbiorca, zatem można przystąpić do oceny indywidualnej emisji odbiorcy. Lokalizacja źródła zaburzeń wskazuje również na stałość mocy zwarcioviej podczas pomiarów. Wyznaczono 95 percentyl prądu harmonicznej CP95 $\{I_i\}$ oraz 95 percentyl napięcia harmonicznej CP95 $\{U_i\}$, a następnie maksymalną wartość

skuteczną prądu odbiorcy I_{max} . Napięcie całkowite to wartość CP95 harmonicznej napięcia, wyznaczona dla przedziału prądu od 0 do 10% I_{max} .

W tablicy 2 przedstawiono wyniki oceny indywidualnej emisji wykorzystując metodę CIRED/CIGRE C4.109 (Ind. Emis. I), jak i metodę opartą na prawie sumowania (Ind. Emis. II), opisaną w normie IEC 61000-3-6, stosując rekomendowane w normie wartości współczynnika $\alpha = 2$.

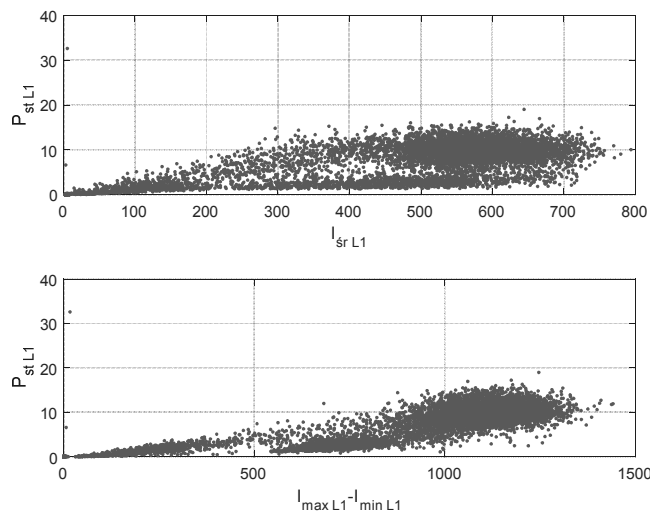
Różnice pomiędzy wynikami obu zaimplementowanych metod są niewielkie, sięgające maksymalnie dziesiątej części procenta. Przeprowadzona analiza wykazała, że źródłem harmonicznych w badanym punkcie jest odbiorca. Obliczono, że odpowiada on za zaburzenie w około 80% do 90% w poszczególnych fazach.

Tablica 2. Wyniki oceny indywidualnej emisji harmonicznyc

Faza	CP95 $\{I_i\}$ [A]	CP95 $\{U_i\}$ [V]	Max $\{I_{RMS}\}$ [A]	N	$E_{i\ tlo}$ [V]	Ind. Emis. I [%]	Ind. Emis. II [%]
L1	1,36	288,2	752,9	78	74,2	79,62	78,97
L2	1,58	341,4	745,1	83	46,8	87,78	87,84
L3	1,36	765,3	765,3	77	36,3	89,04	88,94

2.2. Wahania napięcia

Liczba próbek dla poszczególnych faz $ML1, ML2, ML3 = 8641$. Napięcie znamionowe w punkcie to $U_N=110$ kV. Rysunek 5 przedstawia zależność wskaźnika migotania światła P_{st} od agregowanej wartości skutecznej prądu oraz zależność wskaźnika migotania światła P_{st} od różnicy wartości maksymalnych prądu I_{max} i wartości minimalnych prądu I_{min} dla fazy L1.



Rys. 5. Zależność wskaźnika migotania światła P_{st} od wartości średniej prądu oraz charakterystyka wskaźnika migotania światła P_{st} od różnicy wartości maksymalnych prądu I_{max} i wartości minimalnych prądu I_{min} dla fazy L1

Potwierdzeniem wpływu odbiorcy na poziom wahań napięcia jest zależność wskaźnika P_{st} od różnicy wartości max i min prądu. Jak widać na rysunku 5, zależność jest silna. W przypadku algorytmizacji zagadnienia można wykorzystać np. współczynnik korelacji. Można więc wskazać odbiorcę jako dominującego sprawcę zaburzenia. Analogiczna sytuacja zachodzi dla dwóch pozostałych faz.

Wyznaczony został 95 percentyl CP95 wahań napięcia $\{P_{st}\}$. Następnie wyznaczono maksymalną wartość prądu skutecznego odbiorcy I_{max} .

Bardzo istotnym dla poprawności wnioskowania jest wybór wartości prądu, poniżej której przyjmuje się, że odbiorca generujący zaburzenie nie pracuje. Wartość graniczna prądu powinna wynikać z praktyki (obserwacja specyfiki odbiorcy w dłuższej skali czasu). Obliczono $P_{st\ tta}$, będące wartością 95 percentyla wahań napięcia (P_{st}), wyznaczoną dla przedziału prądu od 0 do 10% I_{max} .

Jako zasadę należy przyjąć, że wartość tego prądu powinna być możliwie mała, w stosunku do maksymalnego prądu odbiorcy w analizowanym okresie, oraz, że liczba zarejestrowanych danych pomiarowych, w czasie tak zdefiniowanego braku pracy zaburzającego odbiornika, będzie wystarczająco duża dla wyznaczenia wiarygodnej miary statystycznej w postaci percentyla CP95. W prezentowanej realizacji wartość graniczna prądu została zdefiniowana jako 10% zmierzonej wartości maksymalnej prądu. Wyniki oceny indywidualnej emisji przedstawiono w tablicy 3. W każdej z faz to odbiorca jest głównym źródłem wahań napięcia a jego indywidualna emisja wynosi w poszczególnych fazach od 94,18% do 95,14.

Tablica 3. Wyniki oceny indywidualnej emisji wahań napięcia

Faza	CP95 $\{P_{st}\}$	Max $\{I_{RMS}\}$	N	$P_{st\ tta}$	Ind. Emisja [%]
L1	12,6895	793,71	1432	12,6885	94,18
L2	12,2731	772,53	1447	12,2724	94,74
L3	12,9883	790,64	1426	12,9892	95,14

3. WNIOSKI

W pracy przedstawiono wybrane metody ceny indywidualnej emisji wahań napięcia oraz harmonicznycn napięcia. Opisané metody zostały zaimplementowane i przetestowane na podstawie pomiarów rzeczywistych

w sieci elektroenergetycznej. Otrzymane wyniki potwierdzają zasadność wykorzystania danych 10-minutowych do oceny emisji analizowanych zaburzeń.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Electromagnetic compatibility (EMC)—limits—assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems, IEC Tech. Rep. 61000-3-6, 1996.
2. Electromagnetic compatibility (EMC)—limits—assessment of emission limits for fluctuating loads in mv and hv power systems, IEC Tech. Rep. 61000-3-7, 1996.
3. Jaeger E. D. E., Disturbance Emission Level Assessment Techniques (CIGRE / CIRED Joint Working Group C4-109), in 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009, no. 0470, pp. 8–11
4. Assesment of emission limits for the connection of disturbing installtions to power systems, JointWorking Group CIGRE/CIRED C4.103 (formerly CIGRE C4.06), 2007, Final Rep.
5. Peterson B., Rens J., Botha G., and Desmet J.: A Discriminative Approach to Harmonic Emission Assessment,” in IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2015, no. June.
6. Peterson B., Rens J., Botha G., and Desmet J.: On The Assessment of Harmonic Emission in Distribution Networks: Opportunity for the Prevailing Harmonic Phase Angle, IEEE Instrumentation and Measurement, 2016
7. Guide to quality of electrical supply for industrial installations, Part 5: Flicker, UIEPQ 1999
8. Wiczyński G.: Voltage-fluctuation-based identification of noxious loads in power network, IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, vol. 58, no. 8, Aug. 2009, pp. 2893–2898.

ELECTROMAGNETIC DISTURBANCES ASSESSMENT ON A DISTRIBUTION NETWORK USING REAL MEASUREMENTS

The assessment of individual emission of electromagnetic disturbances in distribution networks is a very demanding task. The paper presents a comparison of methods for assessing individual harmonic emissions and voltage fluctuations, based on aggregated 10-minute values. IEC technical reports suggest that measurements of the aggregated 10-minute RMS current and voltage, used to assess individual harmonic emissions, should be performed for a sufficiently long time - a minimum of a week. The work used real measurements made in the distribution network. The obtained results confirm the legitimacy of using 10-minute data to assess the emissions of the analyzed disturbances.

Keywords: electromagnetic disturbances, voltage harmonics, voltage fluctuations, individual emission assessment.