

PORADNIK

elektro.info.pl

Miernictwo i termowizja





Redakcja

termoenergia

Adres redakcji
ul. Karczeńska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 65 61
faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl



Reklama: Karolina Rosa, krosa@medium.media.pl
Hanna Witkowska, hwitkowska@medium.media.pl

Redakcja: Magdalena Szewczyk, mszewczyk@elektro.info.pl



Grupa MEDIUM
Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K.
ul. Karczeńska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24, faks 22 810 27 42
ISBN 978-83-64094-10-1

Spis treści

• Zastosowanie biernej termografii do kontroli elementów sieci elektroenergetycznych	4
• Metodyka prowadzenia badań termowizyjnych – wprowadzenie.	10
• Urządzenia pomiarowe i analizatory sieci serii DMG	16
• Na co zwrócić uwagę przy wykonywaniu badań termowizyjnych	22
• Zastosowanie kamer termowizyjnych do oceny wykonywania instalacji elektrycznej	28
• Jak zwiększyć niezawodność instalacji elektrycznej?	34
• Przeglądy okresowe przy zastosowaniu termowizji.	38
• Pomiar częstotliwości - wprowadzenie.	44
• Bezpieczniej z termowizją.	50
• Badania jakości energii elektrycznej wymagania stawiane przyrządom pomiarowym	54
• Liczniki energii elektrycznej a dyrektywa MID	64
• MeternetPRO – system zdalnego odczytu, rejestracji danych oraz sterowania i powiadamiania	68
• Inteligentne cyfrowe liczniki energii elektrycznej jako element systemu Smart Power Grids	72
• Jaką rezystancję akumulatora w rzeczywistości mierzy tester METRACELL BT PRO?	82
• Mobilne stanowisko do pomiaru prądów fazowych SEM TS 12	86
• Oscyloskopy	90
• Oscyloskopy cyfrowe - podstawowe parametry użytkowe	94
• Diagnostyka wylądowań niezupełnych kabli SN oparta na napięciu wolnozmennym VLF i oscylacyjno-tłumionym DAC.	98
• Katalog firm	111

Termowizja z FLIR Systems

Kamery Termowizyjne, Przyrządy pomiarowe, Oprogramowanie.

Autoryzowany dystrybutor w Polsce, Premium Partner FLIR Systems, 2019 Platinum Partner

■ Kamery ■ Przyrządy ■ Szkolenia ■ Serwis



Kamery termowizyjne

Mobilne pomiarowe kamery termowizyjne FLIR.



Przyrządy pomiarowe

Urządzenia wspierające badania i analizy termowizyjne FLIR.



Programy do analiz

Programy do analiz
Najbardziej mobilna oferta oprogramowania dla termowizji.

Termoenergia 

Dane do zamówienia

Termoenergia

Autoryzowany Dystrybutor Flir Systems

tel: +48 501 243 376

tel: +48 22 300 05 35

kontakt@termoenergia.pl

kameratermowizyjna.pl

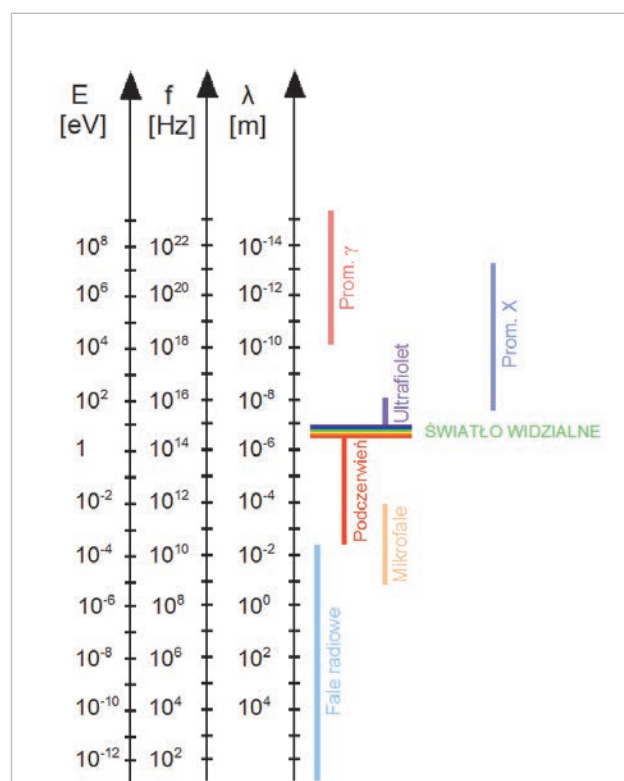
zastosowanie biernej termografii do kontroli elementów sieci elektroenergetycznych

mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Promieniowanie podczerwone, to promieniowanie elektromagnetyczne o długości fali z zakresu 0,76–2000 μm . Zakres ten leży tuż obok pasma widzialnego dla człowieka jednak jest on już niedostępny dla zmysłu wzorku, choć można go odczuwać poprzez zmysły związane z receptorami na skórze (odczuwanie bólu, zimna albo ciepła). Właśnie poprzez dotyk człowiek zawsze intuicyjnie próbował stworzyć mapę kilku- lub kilkunastopunktowy obraz rozkładu temperatury interesujących go obiektów, ale dopiero pojawienie się w drugiej połowie XX wieku kamer termowizyjnych umożliwiło realizację tych potrzeb.

Obecnie uzyskiwane kamerami termowizyjnymi obrazy termiczne mają rozdzielczość wystarczającą nie tylko do obserwacji obiektu i jego otoczenia, ale również na zauważenie w tym obrazie szczegółów niosących informacje o zachowaniu jego mniejszych fragmentów. Mimo znacznie mniejszej niż dla pasma widzialnego rozdzielczości przestrzennej detektorów termicznych małe jest prawdopodobieństwo pominięcia niewielkich detali, gdy obserwowane zjawisko cechuje silna emisja ciepła [1, 2]. Dodatkowo zastosowanie różnych obiektywów pozwala na obserwację obiektów z bezpiecznej odległości. Bezkontaktowy pomiar na odległość eliminuje zagrożenia wynikające ze zbytniego zbliżenia się do obiektów bardzo gorących lub z innych przyczyn bhp.

Różnorodność informacji, jaką pośrednio niesie dwuwymiarowy rozkład temperatur, zainteresował naukowców z wielu dziedzin nauki, a w tym również z zakresu pomiarów i ob-



Rys. 1. Widmo promieniowania elektromagnetycznego

serwacji instalacji i urządzeń elektrycznych. Technika obrazowa pozwala w wygodny sposób obserwować różnice w emisji ciepła kilku obiektów usytuowanych obok siebie, które w świetle widzialnym wyglądają identycznie. Obrazy termowizyjne pozwalają ocenić stan urządzeń elektrycznych i zestyków, symetryczność obciążenia w układach trójfazowych, a wzrost temperatury pozwala wnioskować o usterkach mogących spowodować awarię. Zjawiska zwiększonej emisji ciepła pozwalają, jeśli tylko wiedza operatora jest wystarczająca, na wnioskowanie nie tylko o stanie zarejestrowanych w obrazie powierzchni, ale również o zjawiskach zachodzących wewnątrz obiektów [1, 3]. Obserwacje termowizyjne obiektów mogą pozwolić na uniknięcie różnego typu awarii, a w skrajnych przypadkach również pożaru.

obraz termowizyjny

Aktywną termografią podczerwieni nazywano metodę wykrywania defektów zawartych w mierzonych obiektach na podstawie analizy odpowiedzi badanego materiału na

zewnętrzną stymulację obiektu przez impuls energii. Informacją jest zarówno pojedynczy obraz, jak i sekwencja obrazów odpowiedzi obiektu. Dla odróżnienia metod badawczych opartych na detekcji promieniowania podczerwonego dla tych niewymagających dostarczenia dodatkowej energii w trakcie pomiaru przyjęto nazwę termografii biernej lub pasywnej, gdzie całość interesującej nas informacji zawiera się w pojedynczym obrazie [2].

Termografia opiera się na detekcji i rejestracji promieniowania podczerwonego emitowanego przez obiekty, których temperatura jest wyższa od zera bezwzględnego i przekształceniu tego promieniowania (np. poprzez układ wielu światłoczułych elementów) na proporcjonalny do ilości tego promieniowania sygnał elektryczny, który poddany obróbce cyfrowej daje dwuwymiarowy obraz. Otrzymany obraz termalny jest odwzorowaniem pola

Materiał	Emisyjność w temp. 0°C
Aluminium polerowane	0,05
Aluminium niepolerowane	0,07
Aluminium silnie utlenione	0,25
Mosiądz zmatowiony	0,22
Mosiądz polerowany	0,03
Cegła standardowa	0,85
Brąz porowaty surowy	0,55
Brąz polerowany	0,1
Żeliwo – surowy odlew	0,81
Żeliwo polerowane	0,21
Cement	0,54
Miedź polerowana	0,01 (0,05 dla 100°C)
Miedź oczyszczona polerowana	0,07
Miedź utleniona	0,65
Miedź utleniona szczeniła	0,88
Taśma izolacyjna czarne tworzywo	0,95
Szkło	0,92
Żelazo walcowane na gorąco	0,77
Żelazo utlenione	0,74
Żelazna blacha galwanizowana, polerowana	0,23
Żelazo blacha galwanizowana utleniona	0,28
Żelazo błyszczące wytrawiane	0,16
Żelazo zgrzewane polerowane	0,28
Lakier czarny matowy	0,97
Lakier czarny błyszczący	0,87
Lakier biały	0,87
Sadza	0,96 (0,95 dla 20°C)
Olów szary	0,28
Guma	0,93
Stal galwanizowana	0,28
Stal silnie utleniona	0,88
Stal świeżo walcowana	0,24
Stal niepolerowana	0,96
Stal skorodowana	0,69
Stalowa blacha niklowana	0,11
Stalowa blacha walcowana	0,56

Tab. 1. Współczynniki emisyjności dla typowych materiałów [1, 2, 4]

temperaturowego na powierzchni badanego obiektu. Dzięki temu możliwe jest uwidocznienie kierunków przepływu ciepła, szybki przegląd dużych powierzchni czy znalezienie punktowych źródeł ciepła.

Wyniki takich badań otrzymujemy w postaci barwnych obrazów zwanych termogramami. W największym uproszczeniu każdej barwie zarejestrowanej na termogramie odpowiada na skali temperatur określona temperatura zarejestrowana przez kamerę termowizyjną. Z reguły barwami jasnymi oznacza się powierzchnie o wysokiej temperaturze, natomiast kolorami ciemniejszymi oznacza się powierzchnie o temperaturze niższej. Ponadto do analizy zarejestrowanych obrazów termalnych wykorzystuje się programy komputerowe, które umożliwiają precyzyjne określenie temperatury w wyznaczonym miejscu. Porównując termogramy wykonane w różnym czasie lub na różnych obiektach łatwo wyłoić tendencje i różnice, dzięki określeniu pola temperatury na powierzchni urządzenia [3, 4]. Poszczególne punkty – piksele zarejestrowanego przez kamerę termowizyjną obrazu odwzorowują w uproszczeniu powierzchniową gęstość mocy promieniowania podczerwonego z obserwowanego przez kamerę obiektu. Jak wspomniano to wcześniej, jest ona proporcjonalna do temperatury. Często takie uproszczenie ograniczające się do wizualizacji różnic emisji promieniowania i jedynie jego jakościowej oceny jest zupełnie wystarczające. Zmniejszone oczekiwania dotyczące precyzyjnego, bezkontaktowego wyznaczania temperatur obiektu zaowocowały szeregiem rozwiązań tańszych, prostszych i bardzo funkcjonalnych kamer, lecz o nieco gorszych cechach metrologicznych. Natomiast zwiększanie rozdzielczości detektorów oraz nieco inne konstrukcje teleobiektywów dały impuls do rozwoju diagnostyki termowizyjnej na coraz większą odległość.

Jednakże niezależnie od różnic w konstrukcjach detektorów, optyki, toru przetwarzania sygnałów, redukcji szumów, kalibracji, oprogramowania do analizy obrazów i innych elementów toru pomiarowego wciąż największe znaczenie w precyzyjnych pomiarach temperatur obiektów i interpretacji wyników ma zrozumienie przez operatora zjawisk fizycznych oraz jego doświadczenie. Interpretacja termogramów wymaga uwzględnienia wielu czynników. Przede wszystkim związanych z istniejącymi w obserwowanej przestrzeni różnicami współczynników emisyjności powierzchni obiektów, ich geometrii, stanu tych powierzchni, odwzorowania ich przez układy optyczne i zjawiska wynikające z warunków środowiskowych, w których wykonywany jest pomiar. W dokładniejszej analizie termogramów wspiera obsługę specjalistyczne oprogramowanie. Komputerowa analiza termogramów umożliwia bardzo przydatne przedstawianie wyników pomiaru wzdłuż wybranej linii, wykreślenie izoterm w określonym przedziale temperatury czy wyznaczenie rozkładów temperatury w postaci histogramów z całego obrazu lub wybranego pola. Bardzo przydatne jest również komputerowe nałożenie termogramu na obraz uzyskany z kamery

rejestrującej obraz w paśmie widzialnym, co ułatwia powiązanie uzyskanych wyników z subtelnymi detalami obiektu [3, 4].

czynniki wpływające na obraz

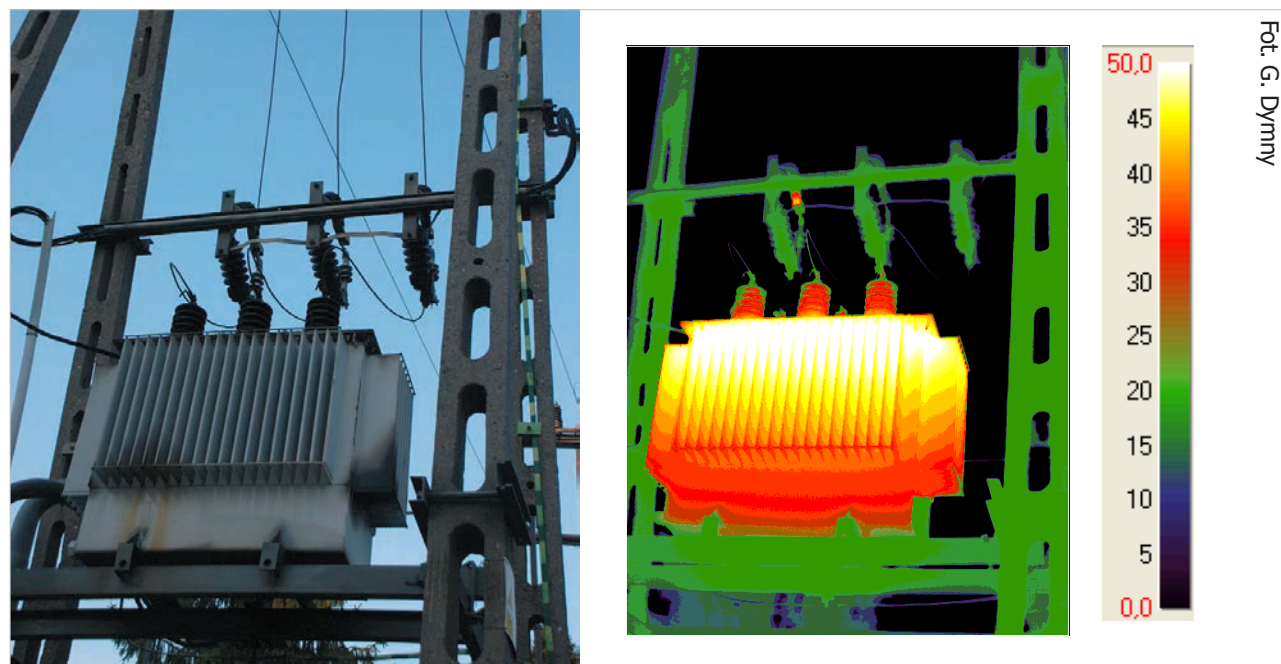
Mimo wizualnego podobieństwa geometrii obserwowanych obiektów (przewody, złącza) emisja promieniowania termicznego może być z nich bardzo różna, gdyż jak to już wspomniano, zależy również od własności materiałów, emisyjności jego powierzchni oraz kierunku obserwacji. Wspomnianą zdolność emisyjną w niezbyt szerokich zakresach fal, dla których czułe są detektory, przy niezbyt dużych różnicach temperatur, prostopadłym kierunku obserwacji dla danego rodzaju materiału i typu jego powierzchni można odczytać z gotowych tabel (**tab. 1.**). Współczynnik ten można wprowadzić do nastaw kamery korygując wskazywane temperatury, redukując w ten sposób błędy wynikające z wcześniej przyjętych uproszczeń. Można też skalibrować kamerę używając obiektu o wcześniej sprawdzonej emisyjności lub odczytów z dodatkowego termometru stykowego [1].

Szczególną specyfiką cechują się obserwacje i pomiary pozalaboratoryjne, w otwartej przestrzeni. Występuje tu nagrzewanie pewnych fragmentów obiektu przez słońce, zaś w innych obszarach widoczne są cienie. Wiele powierzchni jest również oświetlanych promieniowaniem odbitym od innych powierzchni, stąd jeśli jest taka możliwość, warto obserwować obiekt pod różnym kątem w celu lokalizacji tych zjawisk. Podczas pomiaru zmieniając kąt obserwacji, odbicia te zmieniają swoją pozycję w obrazie i łatwiej jest uniknąć pomyłek z interpretacją wyników. W pomiarach zdarza się też, że występuje chłodzenie wiatrem oraz mogą wystąpić takie czynniki atmosferyczne, jak deszcz, śnieg czy mgła, które bardzo znacząco zmniejszają sygnał docierający do kamery. Ponadto pomiar mokrych obiektów może zawierać znaczące błędy, ponieważ powierzchnia mierzonego przedmiotu chłodzi się podczas wyparowywania cieczy i ma inne własności emisyjne. Wszystkie te czynniki powodują, że najlepsze pomiary, z najmniejszym błędem uzyskuje się wtedy, gdy dokonywane są w nocy lub rano przy pełnym zachmurzeniu [4].

wykrywanie anomalii

Termografię bierną stosuje się do wykrywania usterek we wszystkich obwodach elektrycznych, pod warunkiem, że ich powierzchnia nie jest osłonięta i można ją bezpośrednio obserwować za pomocą kamery termowizyjnej [2].

Technika detekcji kamerą termowizyjną miejsc potencjalnych awarii czy wad w instalacji pozwala na szybkie ich wykrywanie, a bezkontaktowa obserwacja nie wymaga wyłączeń poszczególnych obwodów. Prawidłowo pracujące zestyki nie powinny wykazywać wyraźnie wyższych temperatur połączonych elementów, w wadliwych zaś zwiększona re-

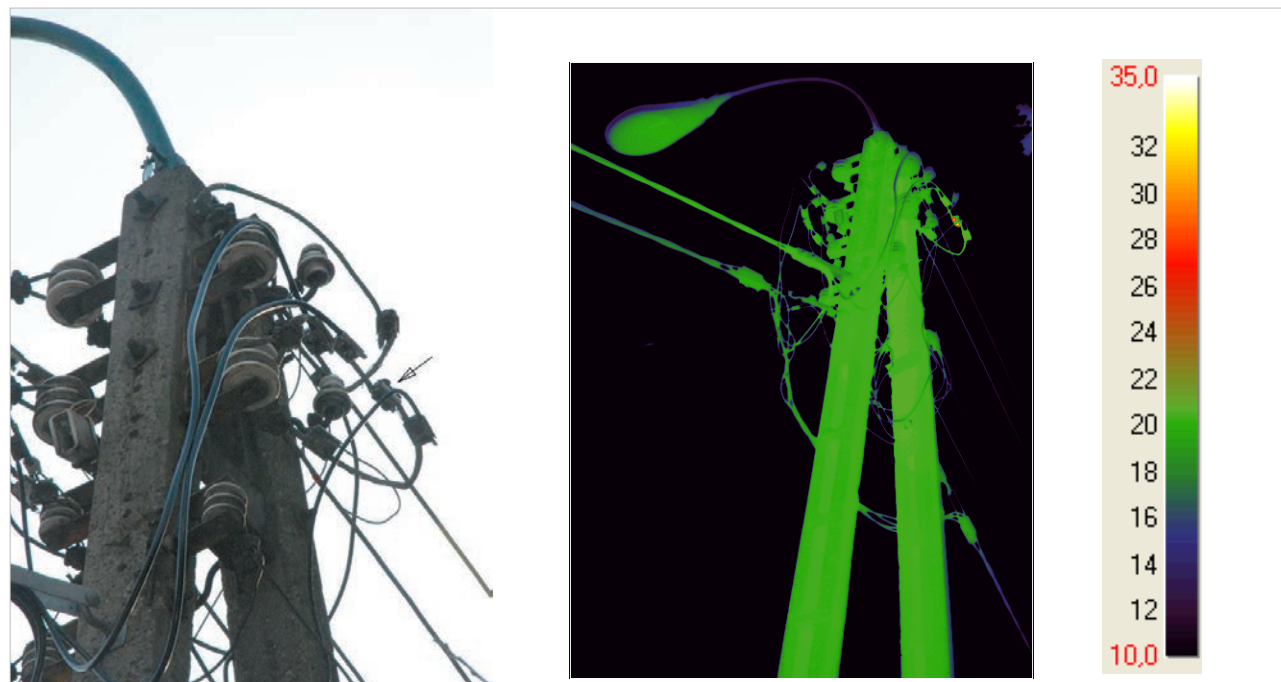


Fot. G. Dymny

Fot. 1. Zdjęcie w świetle widzialnym i podczerwieni (zakres spektralny 8–14 μm) napowietrznej stacji transformatorowej

zystancja lub/i zmniejszony przekrój powierzchni styku podczas przepływu prądu prowadzi do wzrostu temperatury zestyku proporcjonalnie do lokalnej rezystywności oraz prądu obciążenia.

Wykrycie nadmiernie nagranych obszarów może wskazywać na nieprawidłowy montaż elementów lub ich uszkodzenie (**fot. 1.**). Podwyższona temperatura górnej części kadzi transformatora świadczy o konieczności sprawdzenia poziomu oleju. Natomiast obraz widzialny uwidacznia zacieki świadczący najprawdopodobniej o wycieku oleju z transfor-



Fot. 2. Zdjęcie w świetle widzialnym i podczerwieni linii napowietrznej nn, której konstrukcja została wykorzystana do instalacji opraw oświetleniowych

Fot. G. Dymny

matora. Dodatkowej analizy wymagają anomalie termiczne zestyku jednej z faz rozłącznika SN. W tym przypadku przyczyną może być źle dokręcony przewód.

Fotografia 2. wskazuje na wzrost temperatury sztukowanego przewodu neutralnego. Oprócz wzrostu rezystancji zestyku może to świadczyć o asymetryczności obciążenia poszczególnych faz.

podsumowanie

Po skierowaniu kamery na jakiś obiekt, podzespół, część instalacji, budynek, linię technologiczną czy energetyczną linię przesyłową, na ciekłokrystalicznym wyświetlaczu ukazuje się obraz odwzorowujący promieniowanie obiektu w podczerwieni. Warunki pomiarowe niekiedy uniemożliwiają obserwację obiektu z dogodnej odległości i pod dogodnym kątem. Różne są potrzeby wykonania badań termowizyjnych – raz konieczne jest wykrycie i lokalizacja anomalii z szacunkowym określeniem zakresu odchyłeń od normy, innym razem dokładna ocena wartości temperatury i klasyfikacja wady. Spotyka się temperaturę obiektów przewyższającą temperaturę otoczenia o kilka stopni, jak również o kilkadziesiąt i kilkaset stopni. We wszystkich tych sytuacjach bierna termografia oparta na jednej konfiguracji sprzętowej pozwala na wykrycie małych gradientów temperatury, dzięki czemu można monitorować powstające zagrożenia.

literatura

1. R. Jóźwicki, L. Wawrzyniuk. Technika podczerwieni. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2014.
2. W. Oliferuk. Termografia podczerwieni w nieniszczących badaniach materiałów i urządzeń, Biuro Gamma, Warszawa 2008.
3. B. Więcek, G. De Mey, Termowizja w podczerwieni: podstawy i zastosowania, Wydawnictwo PAK, Warszawa 2011.
4. R. Gustawson, Termography – a practical approach, Norbo KraftTeknik AB, 2009.

metodyka prowadzenia badań termowizyjnych – wprowadzenie

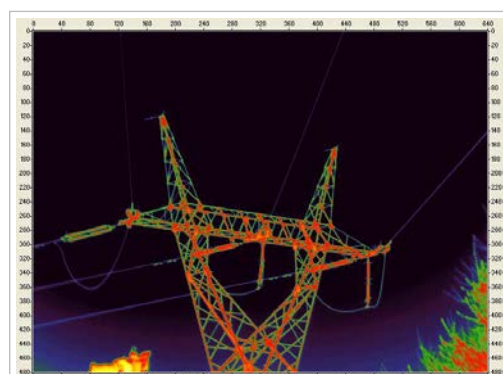
mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Kamery termowizyjne umożliwiają wykrycie i zarejestrowanie promieniowania podczerwonego (ang. IR – infrared) emitowanego przez badany obiekt, którego temperatura jest wyższa od zera bezwzględnego, a następnie przekształcenie tego promieniowania na obraz w widzialnym dla nas zakresie barw. Każdej barwie zarejestrowanej na termogramie odpowiada na skali temperatur określona temperatura zarejestrowana przez kamerę termowizyjną.

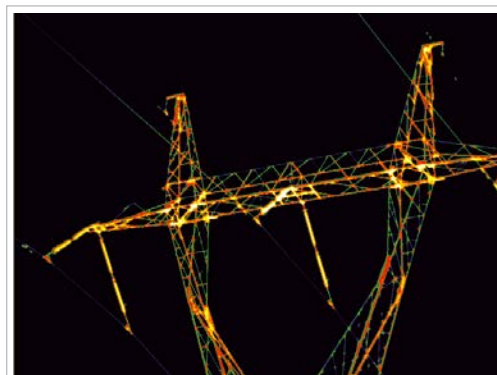
Kamery dysponują najczęściej 5–8 paletami barwowymi. Z reguły barwami jasnymi oznacza się powierzchnie o wysokiej temperaturze, natomiast kolorami ciemniejszymi – powierzchnie o temperaturze niższej [1, 2].

detektor bolometryczny

Działanie bolometru polega na radiacyjnej wymianie ciepła między obiektem a detektorem poprzez obiektyw. W konsekwencji detektor pochłania lub emituje promieniowanie podczerwone i zmienia swoją temperaturę – ogrzewa się lub ochładza. Wzrost wartości temperatury detektora zmienia wartości jego parametrów, co umożliwia zamianę sygnału optycznego na elektryczny. Najczęściej możemy spotkać 3 typy bolometrów, które znalazły szerokie zastosowanie w praktyce. Są to bolometry rezystancyjne, piroelektryczne i termoelektryczne [1].



Fot. 2. Punkty (50;350) i (110; 350) przedstawiają pozorne zwiększenie temperatury poprzez zsumowanie strumieni od przewodów napowietrznych znajdujących się bliżej i dalej



Fot. 1. Widoczne błędy związane z odległością od obiektu oraz zbyt małą rozdzielczością

Bolometry rezystancyjne wykorzystują wpływ temperatury na rezystancję półprzewodnika (a-Si – z amorficznego krzemu, VO_x – z tlenku wanadu lub innych materiałów). Bolometry piroelektryczne działają na zasadzie zmiany polaryzacji elektrycznej dielektryka wywołanej zmianą wartości temperatury, a działanie termoelementów (termopar radiacyjnych) polega na generacji napięcia termoelektrycznego na złączu dwóch materiałów [1].

streszczenie

W artykule omówiono metodykę prowadzenia badań termowizyjnych oraz możliwe źródła błędów pomiarowych.

Detektory bolometryczne rezystancyjne mogą być w postaci membrany półprzewodnikowej o powierzchniach np. $(17 \times 17) \mu m^2$, zawieszane na kontaktach w odległości $2,5 \mu m$ od podłoża. Na podłożu znajduje się zwierciadło. Przestrzeń pod detektorem spełnia podwójną funkcję. Jest rezonatorem optycznym o długości fali $\lambda/4 = 10 \mu m/4 = 2,5 \mu m$. Sprzężenie optyczne zwiększa absorpcję promieniowania przez detektor dla zakresu LWIR (zakres podczerwieni długofalowej) 7–14 μm . Ponadto, zwierciadło podczerwieni pod detektorem zmniejsza radiacyjną wymianę ciepła między detektorem a podłożem. Zapewnia to lepszą izolację termiczną detektora, a jest to warunkiem dużej jego czułości [1].

Detektor bolometryczny jest umieszczony na membranie, w próżniowej obudowie, w odległości $2,5 \mu m$ od zwierciadła i ok. 1 mm od germanowego okna, które przepuszcza promieniowanie podczerwone obiektu. Wewnątrz obudowy panuje obniżone ciśnienie. Dzięki temu można pominąć przenoszenie ciepła drogą konwekcji naturalnej. Przy konwekcyjnej wymianie ciepła przez atmosferę o obniżonym ciśnieniu, stosuje się pojęcie drogi swobodnej, którą przebywają cząsteczki gazu między kolejnymi kolizjami. Jeśli droga ta jest dłuższa niż odległość między detektorem a jego obudową, to konwekcyjne przenoszenie ciepła można pominąć. Przykładowo, w temperaturze pokojowej, dla ciśnienia $p = 0,001 \text{ hPa}$, średnia droga swobodna cząstek powietrza wynosi 0,1 m, co oznacza, że przy odległościach między detektorem a obudową ($2,5 \mu m - 1 \text{ mm}$), efekt konwekcyjnego przenoszenia ciepła jest do pominięcia. Droga swobodna cząstek gazu zależy jednak od ciśnienia [1].

Z powodu niewielkiej wartości ciśnienia wewnątrz obudowy, przenoszenie ciepła z/do detektora przez wewnętrzną atmosferę w obudowie odbywa się jedynie na zasadzie przewodnictwa cieplnego. Wartość współczynnika przewodności cieplnej gazów zależy od ciśnienia, temperatury i wielkości przestrzeni, w której zachodzi wymiana ciepła. Dla powietrza przewodność cieplną w takich warunkach można wyznaczyć z równania [1]:

$$\lambda(p, T, d) = \frac{0,0284}{1 + \frac{d}{p \cdot T}}$$

gdzie:

p – ciśnienie,

d – odległość między detektorem podczerwieni a powierzchnią obudowy,

T – temperatura, w K.

Wypadkowa wartość rezystancji termicznej powietrza o ciśnieniu 0,1 Pa, przy temperaturze detektora o wartości 25°C , dla detektora o wymiarach $(17 \times 17) \mu m^2$, może być oszacowana na poziomie ok. $2 \cdot 10^{10} \text{ K/W}$.

W każdej kamerze termowizyjnej przed przystąpieniem do badań termowizyjnych należy określić wartość [1]:

- emisyjności obiektu ε ,
- temperatury otoczenia (tła),
- temperatury atmosfery,
- współczynnika transmisji atmosfery (toru pomiarowego).

W niektórych kamerach podaje się dodatkowo [1]:

- odległość kamery od badanego obiektu.
- wartości parametrów uproszczonego modelu transmisji atmosfery,
- wilgotność względną powietrza.

Wartość temperatury atmosfery to, w ogólnym przypadku nie jest równa temperaturze otoczenia (obiektów w otoczeniu, tła).

współczynnik emisyjności

Emisyjność (współczynnik emisyjności) jest cechą danego materiału i jest definiowany jako stosunek energii promieniowania ciała do energii emitowanej przez ciało doskonale czarne w danej temperaturze, w danym kierunku i danej długości fali.

Emisyjność materiałów zależy od kilku czynników [1, 2]:

- stanu powierzchni, chropowatości,
- długości fali,
- rodzaju materiału i jego składu chemicznego,
- stanu skupienia,
- temperatury,
- grubości próbki,
- właściwości cienkiej warstwy (o ile taka jest na badanym materiale).

W praktyce badań termowizyjnych wykorzystuje się emisyjność całkowitą do półprzestrzeni (ang. Hemispherical Total Emissivity) – ε , kierunkową – $\varepsilon(\theta)$ oraz widmową – $\varepsilon(\lambda)$.

Emisyjność widmowa do półprzestrzeni określona jest zależnością [1]:

$$\varepsilon(\lambda, T) = \frac{m(\lambda, T)}{m_c(\lambda, T)} = \frac{m(\lambda, T)}{\frac{2\pi^5 k^4}{15 h^3 c^2} T^4} = \frac{m(\lambda, T)}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1 \right)}$$

W zależności tej $m(\lambda, T)$ i $m_c(\lambda, T)$ oznaczają egzytancje energetyczne monochromatyczne (widmowe gęstości mocy promieniowania) danego ciała i ciała doskonale czarnego, dla długości fali λ , w temperaturze T .

Jednym z podstawowych czynników, wpływających na niepewność pomiaru wartości temperatury metodą radiacyjną, jest emisyjność obiektu [1]. Ciała charakteryzują się różnymi warto-

ściami emisyjności. W literaturze podawane są wartości emisyjności wybranych materiałów w różnych warunkach. Wartość emisyjności należy określić przed przystąpieniem do badań termowizyjnych. Umożliwia to oprogramowanie systemu mikroprocesorowego w kamerze lub oprogramowanie komputerowe do wykonywania raportów. W niektórych kamerach termowizyjnych zamiast wartości emisyjności, która w ogólnym przypadku nie jest znana, można wybrać rodzaj materiału, z jakiego jest wykonany badany obiekt.

Do najpopularniejszych sposobów wyznaczenia temperatury należy metoda kolorymetryczna z termometrem stykowym oraz metoda ciała referencyjnego. W pierwszym przypadku pomiar wartości temperatury dokonuje się metodą stykową w wybranym miejscu. Poprzez zmianę wartości emisyjności w kamerze doprowadza się, aby wartości temperatury w obu pomiarach były takie same. Ważna jest w tym przypadku wartość temperatury tła [1].

Natomiast w drugiej metodzie stosuje się obiekt badany i referencyjny o znanej emisyjności umieszczone obok siebie w tej samej temperaturze. Dokonuje się dwóch pomiarów wartości temperatury: ciała referencyjnego i obiektu badanego. W tym przypadku również jest ważna wartość temperatury tła. Dokonuje się zmiany wartości emisyjności obiektu i ciała referencyjnego, tak by wartość temperatury obu ciał była taka sama [1].

dokładność pomiaru

Kamery termowizyjne rejestrują obraz za pośrednictwem detektora, który odwzorowuje powierzchniowy rozkład temperatury badanego obiektu. W układzie elektronicznym kamery, każdemu pikselowi takiego obrazu są przyporządkowane liczby o wartości uzależnionej od rozdzielczości przetwornika analogowo-cyfrowego zastosowanego w kamerze. Produkowane obecnie kamery termowizyjne są wyposażone najczęściej w przetwornik 14-bitowy. Każdemu pikselowi obrazu termowizyjnego zarejestrowanemu przez kamerę przyporządkowane są wartości z zakresu (0–16383) [1, 2].

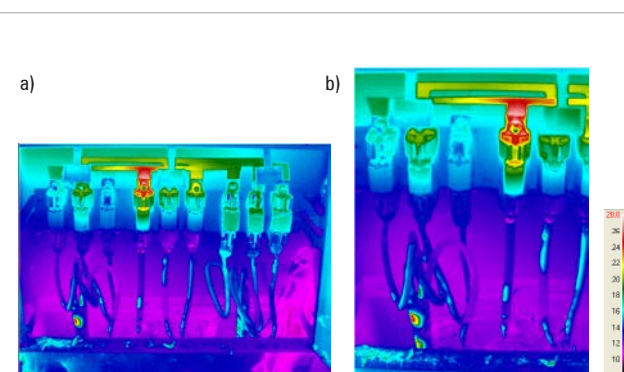
Dokładność pomiaru temperatury kamerą termowizyjną określają przede wszystkim dwie składowe błędy: błąd wyznaczania emisyjności obiektu oraz błąd współczynnika transmisji atmosfery. W wielu przypadkach pomiaru wartości temperatury kamerą termowizyjną pomija się tłumienie atmosfery ze względu na niewielką wilgotność ($RH < 60\%$), brak gazów przemysłowych i niewielką odległość między kamerą a obiektem ($< 20\text{ m}$) [1].

Wartość błędu pomiaru temperatury kamerą termowizyjną jest najmniejsza, gdy wartości egzytancji (widmowa gęstość mocy promieniowania) otoczenia i atmosfery mają wartości zbliżone do wartości egzytancji badanego obiektu. W takim przypadku również wpływ wartości emisyjności i współczynnika transmisji atmosfery na ten błąd jest najmniejszy.

Przy ocenie niepewności nie do pominięcia jest wartość temperatury tła (obiektów w otoczeniu). Zmienne wartości egzytancji otoczenia wpływają na niepewność pomiaru wartości temperatury metodą radiacyjną. Wpływ otoczenia jest tym większy, im mniejsza jest wartość emisyjności badanego obiektu. Dodatkowo, należy uwzględnić błąd pomiaru wprowadzany przez samą kamerę i określony poprzez wartość współczynnika NETD [1].

Parametr NETD (ang. *Noise Equivalent Temperature Difference*) w tłumaczeniu na język polski oznacza różnicę temperatury równoważną szumowi. Parametr ten jest znany również pod nazwą rozdzielczości temperaturowej (progu rozdzielczości) i jest zdefiniowany zależnością [1]:

$$\text{NETD} = \frac{u_n}{r_u} = \frac{u_n}{\frac{\Delta u}{\Delta T}}$$



Fot. 3. Analiza obrazu w podczerwieni oraz zdjęcia w świetle widzialnym pozwala zauważyć wpływ oświetlenia słonecznego na pomiary (około 5°C różnicy). Dopiero analiza zdjęć wykonanych pod różnym kątem obserwacji w podczerwieni umożliwia identyfikację miejsc potencjalnych awarii (prawdopodobne zawilgocenie pod palczatką z lewej strony b). Oczywiście miejsca, które wymagają interwencji, są dobrze widoczne oraz różnice użytych materiałów i stanu ich powierzchni

Parametr NETD zdefiniować można jako stosunek wartości skutecznej szumu u_n (np. napięciowego lub/i wyrażonego w jednostkach izotermicznych) kamery i czułości napięciowej r_u [1].

Kolejnym parametrem obserwacyjnym, który wymaga zdefiniowania, jest wilgotność powietrza otaczającego obserwowany obiekt. Wpływa ona zasadniczo na przepuszczalność promieniowania podczerwonego emitowanego przez obserwowany obiekt, która dodatkowo zależy również od dystansu kamery od obserwowanego obiektu. Dla małych odległości od obserwowanego obiektu błąd spowodowany niewprowadzeniem odpowiedniej wilgotności powietrza nie stanowi problemu. Przy większych odległościach wpływa znacząco na uzyskane wyniki. Operator kamery powinien również wprowadzić do danych pomiarowych temperaturę otoczenia podczas wykonywanych badań [3, 4].

Zadana kamerze temperatura otoczenia jest dla niej punktem referencyjnym, do którego odnosi wizualizowane pola temperatur obiektu. Jeżeli operator nie ustawi prawidłowo tego parametru, otrzyma wskazania, które mogą sugerować np. prze-marzanie ściany budynku. Osoba dokonująca pomiarów termowizyjnych powinna tak operować ustawieniami kamery termowizyjnej, by niwelować wpływ zakłócających parametrów środowiska pomiarowego. Dzięki temu uzyska większą dokładność odczytu temperatury, co pozwoli na dokładniejsze i szybsze znalezienie np. anomalii temperaturowych badanego urządzenia lub obiektu. W tym celu należy stosować pomocnicze urządzenia pomiarowe, takie jak termohigrometr lub dalmierz laserowy (jeżeli kamera nie posiada tych funkcji) [3, 4].

Nieprawidłowe użytkowanie urządzeń termowizyjnych nie jest jednak związane jedynie z zaniechaniem kompensacji negatywnych parametrów środowiska pomiarowego. Inne błędy i niepewności popełniane przez operatorów kamer związane są z niedostosowaniem parametrów obserwacyjnych kamery do właściwości fizycznych obserwowanego obiektu. Każdy materiał, z wyjątkiem ciała doskonale czarnego, charakteryzuje się pewną emisyjnością promieniowania z zakresu podczerwieni, pewną absorpcją promieniowania i pewną jego refleksyjnością. Dlatego do wartości definiowanych w kamerze termowizyjnej wprowadzono współczynnik emisyjności. Współczynnik emisyjności zawiera się w przedziale od 0 do 1. Współczynnik emisyjności zależy od faktycznej temperatury ciała, właściwości materiału (koloru, stopnia obróbki jego powierzchni) oraz otaczającego go środowiska. Powinien być każdorazowo zadany kamerze. Jest to jedna z niezbędnych do wprowadzenia w kamerze termowizyjnej informacji wpływających na uzyskanie wiarygodnych danych metrologicznych.

literatura

1. B. Więcek i inni, Termografia i spektrometria w podczerwieni Zastosowania przemysłowe, PWN, Warszawa 2017
2. pod red. H. Madury, Pomiary termowizyjne w praktyce, Agenda Wydawnicza PAK, Warszawa 2004.
3. W. Oliferuk, Termografia podczerwieni w nieniszczących badaniach materiałów i urządzeń, Biuro Gamma, Warszawa 2008.
4. T. Karwat, Wpływ parametrów obserwacyjnych kamery termowizyjnej na uzyskane wyniki badań, „Izolacje” nr 5/2009.

urządzenia pomiarowe i analizatory sieci serii DMG

Norbert Borek – Lovato Electric

Lovato Electric, poszerzając już bogatą ofertę urządzeń pomiarowych i analizatorów sieci serii DMG, dodaje do tej grupy dwa nowe modele, które zaprojektowano by uzupełniły ofertę urządzeń ekonomicznych, ze zwróceniem szczególnej uwagi na stosunek ceny do jakości: DMG600 i DMG610.

Poniżej przedstawiamy ogólną charakterystykę elektryczną nowych modeli, która sprawia, że urządzenia można stosować w różnych aplikacjach:

- zasilanie pomocnicze: 100...440 VAC - 120...250 VDC;
- wejścia pomiaru napięcia: 3F+N: 50...720 VAC (znamionowo 600 VAC);
- odpowiednie do zastosowania w układach: 3-fazowych z przewodem neutralnym lub bez, zrównoważonych 3-fazowych, 2-fazowych, jednofazowych, w układzie Arona (odczyt w układzie 3-fazowym bez przewodu neutralnego z użyciem tylko 2 przekładników prądowych);
- możliwość zastosowania przekładnika napięciowego, co umożliwia pracę w układzie SN;
- wejścia pomiaru prądu: 3F – 25 mA...6AAC przez przekładnik prądowy;
- programowalna strona wtórna przekładnika: /5 A lub /1 A;
- dokładność pomiaru napięcia i prądu: 0.5% dla pomiaru;
- dokładność pomiaru energii: EN 62053-21 klasa 1 (czynna) – klasa 2 EN 62053-23 (bierna);
- pomiar w 4 kwadrantach, odpowiednie do układów kogeneracji;
- stopień ochrony IP54;
- podświetlany ekran LCD z ikonami;
- wbudowany port RS-485 w DMG610.

port optyczny na panelu przednim

DMG600 i DMG610 są wyposażone w port optyczny na panelu przednim przeznaczony do programowania przy użyciu kabla CX01 oraz modułu WiFi o kodzie CX02. Te same zalety, co w innych urządzeniach Lovato Electric z portem optycznym, zostały wprowadzone również w nowych miernikach:

- brak konieczności odłączania zasilania, by podłączyć się do urządzenia;
- elektryczne bezpieczeństwo (brak fizycznego połączenia);
- stopień ochrony IP54;
- wygoda pracy.

Dzięki wbudowanemu portowi optycznemu i bezpośredniemu połączeniu do PC przez port USB (CX01) lub Wi-Fi (CX02) mamy możliwość programowania parametrów pracy.

Przy użyciu kabla CX01 (USB) możliwe jest również wgrywanie najnowszego oprogramowania wewnętrznego, w celu wprowadzenia najnowszych funkcji, bez konieczności wymiany miernika, odłączania i ponownego podłączenia przewodów.

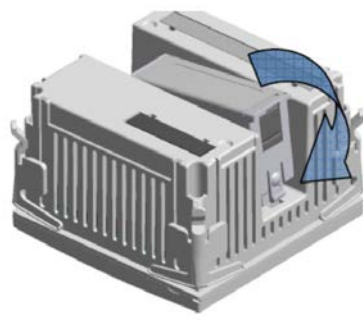
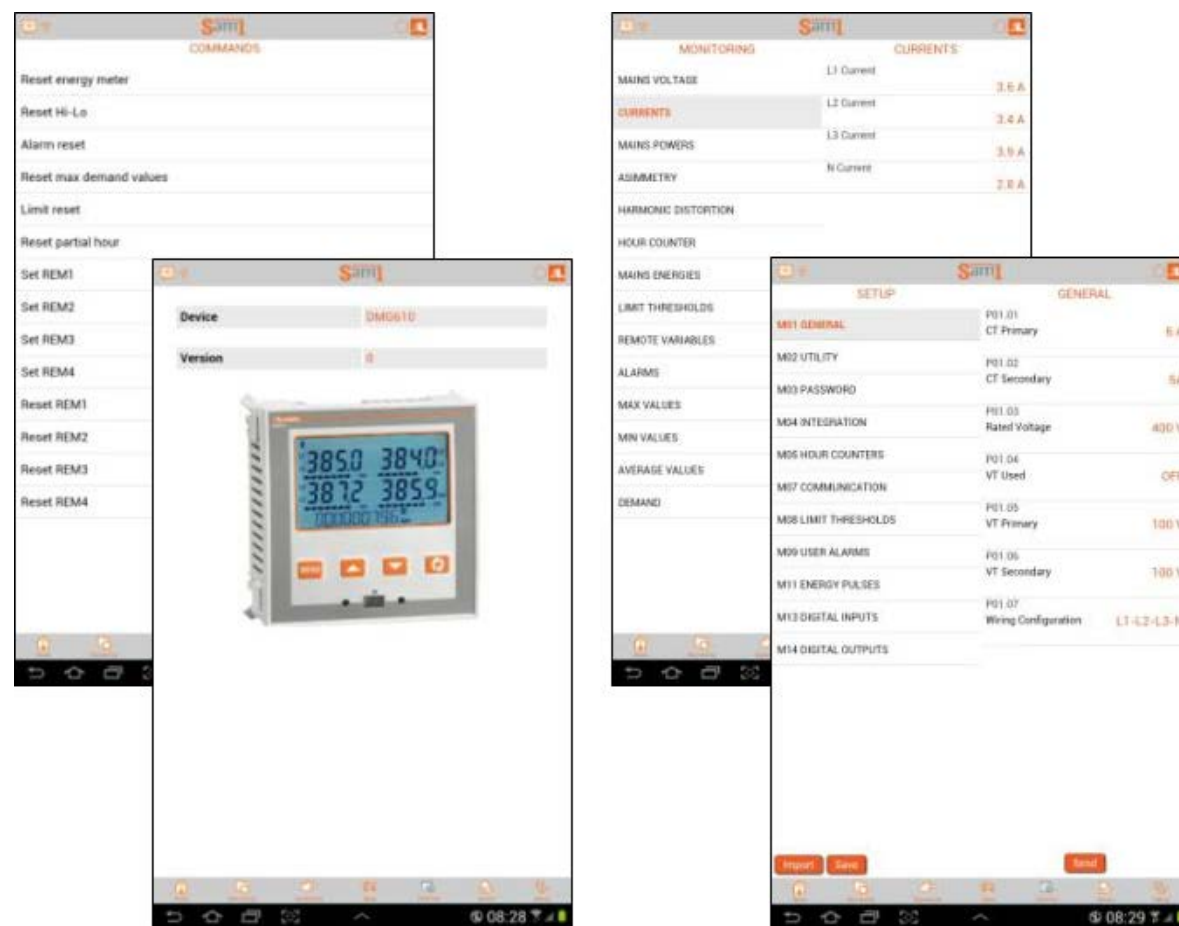
Dodatkowo, dzięki wbudowanej pamięci w CX02 (WiFi), użytkownik może dokonać kopii ustawionych parametrów lub klonowania urządzenia:

- kopiowanie parametrów: wszystkie parametry DMG mogą zostać zapisane w pamięci CX02 i w razie konieczności wgrane do tego samego urządzenia (funkcja backupu) lub do innego urządzenia o tej samej charakterystyce (replikacja ustawień, użyteczna funkcja, jeśli instalacja wymaga zmiany tylko kilku parametrów, na przykład zmiana wartości przekładnika prądowego);
- klonowanie urządzenia: poza kopiowaniem parametrów można zapisać w pamięci bieżące stany liczników energii i liczników godzin i dokonać pełnej replikacji DMG do innego urządzenia tego samego typu lub przywrócenia kopii bezpieczeństwa DMG wykonanej wcześniej (na przykład w przypadku, kiedy użytkownik nie chce uwzględniać poboru energii z pewnego okresu, w którym były przeprowadzane testy systemu).

Dodatkowo CX02 stanowi punkt dostępowy dla aplikacji SAM1. DMG600 i DMG610 są już kompatybilne z aktualną wersją SAM1 (dostępny do pobrania dla Apple iOS i Androida). Dzięki SAM1 mamy możliwość:

- wizualizacji na smartfonie i tablecie wszystkich pomiarów miernika;
- wysyłania komend, takich jak kasowanie liczników lub włączanie/wyłączanie wyjść miernika;
- ustawiania parametrów, zapisu kopii w pliku i ponownego wgrywania w razie potrzeby (plik można wysłać e-mailem);





- wyświetlania alarmów użytkownika, jeśli są aktywne.

możliwość rozbudowy

Konfiguracja urządzenia w różnych instalacjach może mieć wiele wariantów, na przykład jeśli chodzi o typ komunikacji (USB, RS-485, Ethernet) lub

liczbę wymaganych wejść i wyjść, by miernik mógł wykonać pewne działania w razie potrzeb. To oznacza, że jednostka powinna być dostępna w wielu wykonaniach, co generuje koszty magazynowania. DMG600 i DMG610 w zamian oferują al-

ternatywne rozwiązanie przy zastosowaniu modułów rozszerzeń serii EXP..., które są dostępne już dla innych urządzeń Lovato Electric. Moduły rozszerzeń, kompatybilne z innymi urządzeniami, umożliwiają redukcję kosztów magazynu, a przede wszystkim

gwarantują elastyczność konfiguracji i łatwość zmiany funkcjonalności już działającego systemu.

DMG600 i DMG610 są wyposażone w otwór montażowy na jeden moduł EXP umożliwiający dodanie:

- wejść i wyjść cyfrowych (typ półprzewodnikowy do generowania impulsów energii, a przekaźnikowy do kontroli cewek);
- komunikacji USB, RS-232, RS-485 i ethernet.

Moduły rozpoznawane i ustawiane do użytkowania są automatycznie przez jednostkę bazową.

Szczególny kształt tylnej części obudowy umożliwia zastosowanie modułu bez zwiększania wymiarów zewnętrznych oraz miejsca wymaganego w obudowie, ponieważ wymiary modułu EXP dopasowane są do wymiarów obudowy i wynoszą tylko 65 mm z uwzględnieniem modułu rozszerzeń.

wyświetlacz

Nowy wyświetlacz z ikonami, z podświetleniem zapewniającym dobrą widoczność nawet w niekorzystnych warunkach oświetlenia, został zaprojektowany, by zapewnić pełny interfejs użytkownika i w prosty sposób wizualizować wszystkie dostępne pomiary oraz umożliwić programowanie parametrów.

W razie konieczności na wyświetlaczu energii czynnej, w dole ekranu, pojawia się przewijany tekst o 4 znakach wskazujący:

- alarm konfigurowany przez użytkownika;
- informacja dla użytkownika;
- opis menu ustawień lub parametrów.

pomiary

DMG600 i DMG610 mają szeroki wybór pomiarów. Jeśli jakieś pomiary nie są wymagane, mogą zostać ukryte, by zmniejszyć liczbę wyświetlanych stron do przewijania, kiedy użytkownik chce wyświetlić interesujące go dane.

progi limitów

Na każdym z pomiarów użytkownik może ustawić 4 niezależne progi do generowania alarmów lub aktywacji wyjść po przekroczeniu ustawionych wartości. Użytkownik może zdecydować, czy aktywacja oparta będzie na wartości maksymalnej, minimalnej

Pomiary	Wartości chwilowe	Wart. Min.	Wart. Maks.	Maks. zapotrzebowanie
NAPIĘCIA MIĘDZYFAZOWE L1-L2, L2-L3, L3-L1, ekwiwalent	•	•	•	
NAPIĘCIA FAZOWE L1, L2, L3, ekwiwalent	•	•	•	
PRĄDY FAZOWE I W PRZEWODZIE N L1, L2, L3, N (N kalkulowany)	•	•	•	•
MOC CZYNNĄ Całkowita i na każdą z faz	•	•	•	•
MOC BIERNĄ Całkowita i na każdą z faz	•	•	•	•
MOC POZORNĄ Całkowita i na każdą z faz	•	•	•	•
WSPÓŁCZYNNIK MOCY Całkowity i na każdą z faz	•	•	•	
NIEZRÓWNOWAŻENIE MOCY CZYNNIEJ Wyrażone w kW pomiędzy L1 i L2, L2 i L3, L3 i L1	•	•	•	
CZĘSTOTLIWOŚĆ	•	•	•	
ASYMETRIA NAPIĘĆ Fazowych i międzyfazowych	•	•	•	
ASYMERIA PRĄDÓW	•	•	•	
ZNIEKSZTAŁCENIA HARMONICZNE (THD) Napięcie fazowych, międzyfazowych i prądów	•	•	•	

lub obu wartościach, z opóźnionym zadziałaniem lub odpadaniem, do ochrony systemu przed niezamierzonym zadziałaniem oraz progami histerezy, by uniknąć migotania przy granicach progów.

Status czterech limitów jest wyświetlany na specjalnej stronie, na której migające wskaźniki odzwierciedlają przekroczenie limitów.

alarmy i sygnalizacja przez migający ekran

Dostępne są 4 alarmy użytkownika, które można przypisać do progów limitów lub aktywacji wejść cyfrowych, z konfigurowalnym opisem użytkownika. Kiedy pojawia się alarm, podświetlona zostaje ikona alarmu i przewijany jest opis na stronie miernika. Przez ustawienie parametru użytkownik może aktywować migotanie ekranu w przypadku alarmu: alarm jest widoczny z pewnej odległości, bez konieczności stosowania dodatkowego sygnalizatora optycznego.

zarządzanie maksymalnym zapotrzebowaniem mocy

Standardowo w umowie z zakładem energetycznym określone jest maksymalne zapotrzebowanie na moc czynną. By pomóc użytkownikowi kontrolować ten limit, mierniki DMG600 i DMG610 mają specjalną funkcję kontroli zapotrzebowania. To znaczy:

- 4 metody integracji mocy czynnej i biernej:
 - stałe okno;
 - średnia ruchoma;
 - synchronizacja przez wejście cyfrowe (typowe rozwiązanie stosowane przez zakłady energetyczne);
 - wiadomość synchronizująca przez port szeregowy (modbus);
- możliwość ustawienia progu na wartości średniej mocy, w celu aktywacji wyjścia rozłączającego niepriorytetowe obciążenie i osiągnięcia limitu mocy lub sygnalizacji, by użytkownik sam zredukował pobór mocy.

kompatybilność z oprogramowaniem Synergy

DMG600 i DMG610 są kompatybilne z aktualną wersją Synergy, którą można pobrać z strony www.lovatoelectric.com. Dzięki wbudowanemu portowi RS-485 miernik DMG610 może być bardzo szybko dodany do istniejącej sieci, bez konieczności stosowania dodatkowych akcesoriów lub modułów rozszerzeń. Jakkolwiek, gdy wymagany jest inny rodzaj komunikacji, to miernik DMG, dzięki modułom EXP może zostać wyposażony np. w port Ethernet (moduł EXP1013), odpowiedni do pracy z dynamicznym lub statycznym adresem IP, co sprawia, że konfiguracja DMG w sieci jest bardzo podobnie przeprowadzana jak konfiguracja komputera.

reklama



LOVATO Electric Sp. z o.o.

ul. Zachodnia 3,
55-330 Błonie k. Wrocławia
tel. +48 71 79 79 010,
faks +48 71 79 79 020
info@lovatoelectric.pl,
www.lovatoelectric.pl

na co zwrócić uwagę przy wykonywaniu pomiarów termowizyjnych?

mgr inż. Karol Kuczyński

Technologia zobrazowania w podczerwieni stała się jednym z najbardziej popularnych narzędzi diagnostycznych w zastosowaniach przemysłowych. Termowizja, wykrywając bezkontaktowo anomalie termiczne, które są na ogół niewidzialne dla oka ludzkiego, umożliwia podjęcie działań prewencyjnych, zanim nastąpi kosztowna awaria.

W ciągu ostatnich kilkunastu lat kamery termowizyjne zmniejszyły się do kompaktowych rozmiarów i można je pomylić z kamerą wideo lub aparatem cyfrowym. Obecnie możemy mieć je wbudowane w smartfon lub nabyć przystawkę termowizyjną do naszego telefonu. Są proste w obsłudze, a wbudowane oprogramowanie często daje możliwości nakładania obrazów termicznych na obraz w świetle widzialnym i komunikowania się z innymi urządzeniami pomiarowymi, dostarczając dodatkowych informacji o badanym obiekcie [1, 2, 5]. Przykładowo, może to być prąd mierzony przez miernik cęgowy lub termometr kontaktowy stosowany do sprawdzenia temperatury wskazywanej przez kamerę.

kamery termowizyjne

Są bardzo skutecznym narzędziem diagnostycznym w elektroenergetyce. Przeglądy rozdzielni średniego oraz niskiego napięcia pozwalają na bezdotykowe wykrywanie wad i uszkodzeń instalacji elektrycznych bez konieczności wyłączeń. Praca badanych urządzeń pod obciążeniem minimum 30% jest warunkiem niezbędnym do przeprowadzenia badania. Umożliwia to szybkie wykrywanie miejsc potencjalnych awarii oraz nie powoduje przestojów w pracy zakładów przemysłowych. Badania instalacji elektrycznych bardzo rzadko przeprowadzane są w domach mieszkalnych, gdzie zapotrzebowanie na moc elektryczną jest małe, choć mogłoby zapobiec niejednemu pożarowi. Z tego powodu głównymi zlecniodawcami termowizyjnych inspekcji instalacji elektrycznych są przede wszystkim zakłady przemysłowe. Badania przeprowadzane są nie tylko w celu rozpoznania stanu instalacji elektrycznej i przez to zapewnienia bezawaryjnej pracy w zakładzie, ale także ze względu na wymogi firm ubezpieczeniowych [1, 2, 3, 5].



Fot. 1. Przykład przeglądu rozdzielni nn z użyciem kamery termowizyjnej

Kamera termowizyjna rejestruje termogramy, czyli rozkład temperatur na powierzchni badanych urządzeń elektrycznych. Odpowiednia interpretacja termogramu, uwzględniając wpływ środowiska, zastosowanych materiałów oraz obciążenia torów prądowych, ma ogromne znaczenie przy zakwalifikowaniu zarejestrowanego defektu i wykonaniu niezbędnej naprawy. Aby wykonać właściwy pomiar, należy uwzględnić czynniki wpływające na ten pomiar, a w szczególności współczynnik emisyjności.

współczynnik emisyjności

W celu uwzględnienia wpływu rodzaju materiału, z którego wykonany jest badany obiekt, oraz stanu jego powierzchni, wprowadzony został współczynnik emisyjności, który opisuje stosunek ilości energii emitowanej przez ciało do energii, która powinna być wyemitowana. Wartość współczynnika emisyjności zależy dodatkowo od: geometrii powierzchni, temperatury materiału i szybkości jej zmian, długości fali oraz czasu i kąta obserwacji. Przykładowo, beton ma współczynnik emisyjności 0,95, czyli emituje tylko 5% energii mniej niż wynika to ze wzoru Plancka. Natomiast wypolerowana powierzchnia aluminiowa ma współczynnik 0,05, co oznacza, że prawie nie emituje energii. Znajomość współczynnika emisyjności jest konieczna do określenia dokładnej temperatury obiektu, nie jest natomiast niezbędna do diagnostyki. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku badań diagnostycznych, np. połączeń elektrycznych, łożysk, uzwojeń silników, izolacji ścian pieców, zależy nam na znalezieniu anomalii temperaturowych [5]. Przykładem może być zdjęcie elementów rozdzielni nn, gdzie wzrost temperatury dwóch pól rozłącznika bezpiecznikowego i kabli jest spowodowany większym obciążeniem spowodowanym przez odbiorniki (fot. 1.).

Wzór Plancka dla zdolności emisyjnej ciała doskonale czarnego wyrażonej za pomocą długości fali można opisać zależnością [5]:

$$\lambda_b = \frac{2\pi c^2 h}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{\exp\left(\frac{hc}{\lambda kT}\right) - 1}$$

gdzie:

λ_b – zdolność emisyjna ciała doskonale czarnego wyrażonej za pomocą długości fali,
 c – prędkość światła = 3×10^8 m/s,

h – stała Plancka = $6,62 \times 10^{-34}$ J s,

k – stała Boltzmanna = $1,38 \times 10^{-23}$ J/K,

T – temperatura bezwzględna ciała doskonale czarnego, w K,

λ – długość fali, w $[\mu\text{m}]$.

parametry zależne od operatora

Urządzenia termograficzne są dość specyficznymi przyrządami pomiarowymi, w których samo wykonanie pomiaru nie jest problemem dla większości osób. Prawidłowe nastawienie parametrów obserwacyjnych kamery termowizyjnej i późniejsza interpretacja wyników są jednak skomplikowane. Podstawowym błędem pomiarów jest niedostosowywanie parametrów obserwacyjnych kamery do środowiska pomiarowego, w którym pracujemy. Kamera termowizyjna obserwuje obiekty z pewnego dystansu. W przestrzeni pomiędzy kamerą a obiektem jest wiele czynników zakłócających. Operator kamery powinien dostosować ustawienia kamery do środowiska pracy, a mianowicie wprowadzić odpowiednią odległość od obiektu, temperaturę otoczenia, wilgotność, jak również uwzględnić promieniowanie odbite od obserwowanego obiektu [3]. Różnica między rzeczywistą temperaturą obiektu a temperaturą zmierzoną kamerą termowizyjną z typowego dystansu obserwacyjnego 6 m może wynosić około 3°C . Nie jest to błąd znaczący, ale biorąc pod uwagę możliwość nakładania się kolejnych błędów, może prowadzić do nieprawidłowych wniosków. Potwierdziły to badania przedstawione w literaturze [4, 6].

Następnym parametrem obserwacyjnym, który wymaga zwrócenia uwagi, jest wilgotność powietrza otaczającego obserwowany obiekt. Wpływa ona zasadniczo na przepuszczalność promieniowania podczerwonego emitowanego lub odbitego przez obserwowany obiekt [3].

Kolejne błędy wykonywane przez operatorów związane są z niedostosowaniem parametrów obserwacyjnych kamery do właściwości fizycznych obserwowanego obiektu. Każdy materiał, z wyjątkiem ciała doskonale czarnego, charakteryzuje się pewną emisją promieniowania z zakresu podczerwieni, absorpcją promieniowania i jego refleksyjnością. Wprowadzono współczynnik emisyjności, za pomocą którego można skorygować odczyty kamery termowizyjnej, tym samym uzyskując wiarygodne dane metrologiczne. Z punktu widzenia pomiarów termowizyjnych instalacji elektrycznych tzw. emisyjność mierzonego obiektu jest bardzo istotna. Wprowadzono tę wielkość w celu odniesienia promieniowania ciała rzeczywistego do „wzorca”, jakim jest ciało doskonale czarne. Współczynnik emisyjności określa zdolność danego ciała do emitowania własnej energii z pominięciem energii odbitej i przepuszczanej. Współczynnik emisyjności zawiera się w przedziale od 0 do 1. Z praktyki wynika, że im jest on bliższy 1 dla danego ciała, tym

pomiar jest prostszy i daje dokładniejsze wyniki. Współczynnik emisyjności zależy od faktycznej temperatury ciała, właściwości materiału oraz otaczającego go środowiska. Często spotykane w instalacjach elektrycznych materiały polerowane czy czarna izolacja przewodów, wymuszają kalibrację kamery o odpowiedni współczynnik emisyjności, właściwy dla obserwowanego obiektu. Współczynnik ten powinien być każdorazowo zadany kamerze. Jeżeli znamy dokładnie materiał, sprawa jest prosta, jeżeli nie znamy, wymagane jest przeprowadzenie prób, które pozwolą ustalić faktyczny współczynnik emisyjności danego obiektu [3].

Aby określić właściwy współczynnik emisyjności, wystarczy na element urządzenia, którego mierzymy temperaturę o nieznaną emisyjność, nakleić kawałek taśmy (znacznik) o znanym współczynniku (zazwyczaj 0,97). Następnie należy podgrzać równomiernie obiekt do temperatury wyższej od pokojowej o co najmniej 20 K. Kolejnym krokiem jest zarejestrowanie termogramu za pomocą kamery z ustawionym współczynnikiem emisyjności o wartości 0,97. Z powstałego obrazu termowizyjnego odczytać należy temperaturę taśmy. Następnie należy skierować kamerę na obszar pozbawiony taśmy (znacznika) i tak zmieniać współczynnik emisyjności w kamerze, aż temperatura badanego urządzenia będzie taka sama jak temperatura wcześniej zmierzonej taśmy (znacznika).

Błędnie określony współczynnik emisyjności skutkuje rozbieżnościami między temperaturą rzeczywistą a wskazywaną przez kamerę, co sprawia, że uzyskane wyniki nie mogą być wykorzystane w procesie badawczym, a przyjęte jako poprawne mogą być powodem błędnej diagnostyki lub wniosków z badań.

Należy także pamiętać, że niektóre materiały odbijają promieniowanie cieplne podobnie jak lustro odbija światło widzialne. Przykładem może być wypolerowany metal. Odbicia mogą prowadzić do niewłaściwej interpretacji obrazu w podczerwieni i błędnego pomiaru temperatury nawet o kilkadziesiąt stopni Celsjusza [4]. Dodatkowo odbicie własnego promieniowania podczerwonego operatora, grzejnika lub żarówki może spowodować pojawienie się fałszywych punktów o podwyższonej temperaturze. Z tego powodu operator powinien wybierać odpowiedni kąt obserwacji obiektu, aby uniknąć takich odbić.

Ze względu na różne współczynniki emisyjności zamontowanych podzespołów systemu elektroenergetycznego, duże prawdopodobieństwo wystąpienia promieniowania odbitego, dużą liczbę elementów wypolerowanych, zanieczyszczenia, chropowatość powierzchni oraz zmienną dynamikę pracy urządzeń pomiar rzeczywistej wartości temperatury może być trudny do wykonania. Rejestrowany przez kamerę termowizyjną wzrost temperatury podzespołu może być spowodowany stanem większego obciążenia prądowego, a nie wadliwą pracą czy też błędnie przeprowadzonym montażem. Istotnym czynnikiem mającym wpływ na wynik pomiaru jest emisyjność cieplna materiałów znajdujących się

Materiał	Emisyjność*
Aluminium polerowane	0,05
Aluminium niepolerowane	0,07
Aluminium silnie utlenione	0,25
Mosiądz zmatowiony	0,22
Mosiądz polerowany	0,03
Brąz porowaty surowy	0,55
Brąz polerowany	0,1
Miedź polerowana	0,01
Miedź oczyszczona polerowana	0,07
Miedź utleniona	0,65
Miedź utleniona szerniała	0,88
Taśma izolacyjna czarne tworzywo	0,95
Żelazo walcowane na gorąco	0,77
Żelazo utlenione	0,74
Żelazna blacha galwanizowana, polerowana	0,23
Żelazo blacha galwanizowana utleniona	0,28
Żelazo błyszczące wytrawiane	0,16
Żelazo zgrzewane polerowane	0,28
Lakier bakelitowy	0,93
Lakier czarny matowy	0,97
Lakier czarny błyszczący	0,87
Lakier biały	0,87
Sadza	0,96
Nikiel czysty polerowany	0,05
Porcelana glazurowa	0,92
Guma	0,93
Stal galwanizowana	0,28
Stal silnie utleniona	0,88
Stal świeżo walcowana	0,24
Stal niepolerowana	0,96
Stal skorodowana	0,69
Stalowa blacha niklowana	0,11
Stalowa blacha walcowana	0,56

Objaśnienia: * Wartość emisyjności materiałów jest mierzona w temperaturze 0°C, jednak w temperaturze pokojowej różnice są niewielkie.

Tab. 1. Współczynniki emisyjności dla wybranych materiałów [7, 8, 9]

w obszarze wykonywanego pomiaru [6]. I tak możemy zaobserwować, że współczynnik emisyjności ε dla miedzi zmienia się w zakresie od 0,01 (miedź polerowana) do 0,88 (miedź utleniona), czyli ponad czterdziestokrotnie.

zastosowanie kamer

Obszar zastosowań kamer termowizyjnych nieustannie się rozszerza i dawno już wykroczył poza zakres związany bezpośrednio z diagnostyką urządzeń elektroenergetycznych, zyskując uznanie również w medycynie, audycie energetycznym izolacji budynków oraz elektronice, kontroli jakości i ratownictwie [4, 5]. Kamera termowizyjna jest dobrym narzędziem do prowadzenia przeglądów technicznych urządzeń, umożliwiającym szybkie i bezpieczne zlokalizowanie problemów oraz niesprawności, jeszcze zanim nastąpi awaria lub uszkodzenie. Jest to możliwe zarówno w przypadku zewnętrznych i wewnętrznych instalacji elektrycznych, urządzeń mechanicznych, jak również instalacji przemysłowych [1, 5].

Praktyka wykazuje, że pomiary urządzeń elektrycznych powinno się wykonać nawet wtedy, gdy obciążenie jest niskie. Niewykrycie wad nie zmieni wiedzy o instalacji, natomiast ich wykrycie dowodzić będzie rangi zagrożenia. Wykonywanie w takich sytuacjach pomiarów uzasadnione

jest również faktem, że jednoczesna obserwacja znacznego obszaru, a przy tym wysoka wyróżnialność małych różnic temperatury powoduje, że pominięcie ewidentnej wady, nawet słabo skonstruowanej, jest bardzo mało prawdopodobne. Kamery termowizyjne mają rozdzielczości termiczne na poziomie poniżej 0,1°C, podczas gdy istotne wady to przyrosty temperatury kilkunasto- czy kilkudziesięciostopniowe. Jedyny mankament badań przy niskim obciążeniu to mniej precyzyjna klasyfikacja wady, niż przy większych obciążeniach. Zwykle przyjmuje się, że jeśli podwyższenie temperatury przekracza 20°C, to badanym fragmentem rozdzielni należy się zająć bezzwłocznie.

literatura

1. Red. H. Madury, Pomiary termowizyjne w praktyce, Agenda Wydawnicza PAK, Warszawa 2004.
2. W. Oliferuk, Termografia podczerwieni w nieniszczących badaniach materiałów i urządzeń, Biuro Gamma, Warszawa 2008.
3. T. Karwat, Termowizja instalacji elektrycznych narzędziem oceny zagrożenia pożarowego, „elektro.info” 5/2010.
4. A. Polak, M. Barański, Termograficzne badania maszyn elektrycznych – na co należy zwrócić uwagę, Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne Nr 76/2007.
5. K. Kuczyński, G. Dymny, Kamery termowizyjne w inżynierii bezpieczeństwa – technologia i przykłady zastosowania, „elektro.info” 11/2014.
6. R. Kowalczyk, K. Pacholski, J. Walczak, R. Olbrycht, Praktyczne zastosowanie badań termowizyjnych przez energetykę zawodową, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 55/2017.
7. Materiały firmy Flir.
8. Materiały firmy Fluke.
9. Materiały firmy Sonel.

zastosowanie kamer termowizyjnych do oceny wykonania instalacji elektrycznej

mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Przez ostatnie stulecie zbudowano wiele urządzeń pomiarowych w zakresie podczerwieni, ale największe możliwości i popularność zyskały rozwiązania w połączeniu z technikami dwuwymiarowego obrazowania. Pozwalają one poznawać świat „widziany” w tym zakresie spektralnym własnymi oczami. Prawie do końca XX wieku wszystkie produkowane kamery termowizyjne wyposażone były w detektory wymagające chłodzenia. Pojawienie się kamery z mikrobolometrycznym detektorem niechłodzonym zmieniło tę sytuację. Detektor dokonuje konwersji energii promieniowania podczerwonego na sygnał elektryczny, który może być zmierzony, a jego wielkość przeliczona na odpowiadającą jemu temperaturę ciała czarnego.

Po uwzględnieniu właściwości badanego obiektu oraz parametrów otoczenia, otrzymamy rzeczywistą temperaturę tego obiektu. Najczęściej obecnie spotykanym detektorem jest detektor bolometryczny, który pod wpływem mierzonego promieniowania zmienia swoją rezystancję. Posiada dobre własności pomiarowe i brak wymogu schładzania do niskiej temperatury w czasie pracy. Ma on jednak nieco niższą czułość w porównaniu z detektorami fotonowymi [1, 2].

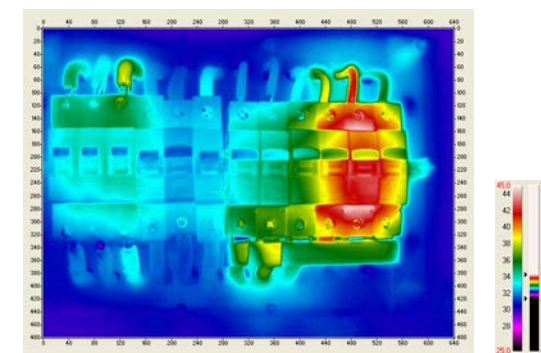
przetworniki pomiarowe

Można powiedzieć, że praktycznie każde ciało jest źródłem promieniowania cieplnego. Widmo tego promieniowania jest widmem ciągłym od fal rentgenowskich aż po mikrofałe. W tym zakresie znajduje się również pasmo podczerwieni (obejmujące w swym zakresie fale λ o długościach od 780 nanometrów do 1 milimetra). Warto przy tym zauważyć, że ciała o temperaturze pokojowej emitują najwięcej promieniowania o długości fali rzędu $10\text{ }\mu\text{m}$. Oczywiście rzeczywiste obiekty nie tylko emitują to promieniowanie, ale również je częściowo pochłaniają, przepuszczają oraz odbijają [1].

Do celów pomiarowych wykorzystuje się pewną część pasma w zakresie od 2 do $14\text{ }\mu\text{m}$ z wyłączeniem przedziału $5,6\text{--}7,5\text{ }\mu\text{m}$. Spowodowane jest to silnymi własnościami tłumiącymi atmosfery, a głównie obecnością dwutlenku węgla i pary wodnej. Najczęściej stosowane są dwa zakresy spektralne: $2\text{--}5\text{ }\mu\text{m}$ oraz $7,5\text{--}14\text{ }\mu\text{m}$. Produkowane obecnie kamery termowizyj-

ne z detektorami niechłodzonymi pracują zwykle w zakresie $7,5\text{--}14\text{ }\mu\text{m}$ [1].

Emitowany strumień promieniowania cieplnego jest zazwyczaj różny dla różnych obiektów i zależy od ich własności fizykochemicznych. I nawet gdy temperatura tych ciał jest taka sama, każdy z obiektów ma określoną, własną zdolność do emitowania promieniowania, którą to zdolność opisuje się współczynnikiem zwanym emisyjnością. Emisyjność zależy od temperatury, składu chemicznego, stanu fizycznego powierzchni (chropowato-



Fot. 1. Widok wyłączników nadmiarowoprądowych w podczerwieni

ści, warstwy tlenków, zanieczyszczeniach) i wielu innych czynników, a także od kierunku obserwacji. Można stąd wyciągnąć wniosek, że dla pomiaru technikami wykorzystującymi moc promieniowania emitowanymi przez obiekt niepewność określenia emisyjności decyduje o niepewności całego pomiaru.

Czułość kamery termowizyjnej określa, jakie najmniejsze zmiany temperatur jest w stanie wykryć przetwornik kamery. Czułość przetwornika ma istotne znaczenie przy wykrywaniu niewielkich różnic temperatury. Detektory bolometryczne stosuje się w konstrukcji kamer działających w zakresie $7,5\text{--}14\text{ }\mu\text{m}$. Wymiar pojedynczych pikseli w matrycy detektorów wynosi zazwyczaj ok. $17\text{ }\mu\text{m}$ [1].

Najczęściej w praktyce warsztatowej obraz termiczny wykorzystywany jest do obserwacji odstępstw od prawidłowego stanu obiektu lub porównywania kilku obrazów termicznych. Często w takich pomiarach stosowane są stosunkowo proste kamery obserwacyjne, wspomagane specjalnie dostosowanym do potrzeb oprogramowaniem. Warunki pomiarowe niekiedy uniemożliwiają obserwację obiektu z dogodnej odległości i pod dogodnym kątem. W badaniach urządzeń elektroenergetycznych i energetycznych spotykane są zarówno obiekty duże, takie jak kotły, elektrofiltry, kominy, transformatory, jak i obiekty małe, np. nóż odłącznika, przepust izolatora ściennego. Najlepiej gdy kamera zapewnia odpowiednią rozdzielczość rejestrowanych obrazów, przy jednoczesnym dużym polu widzenia. Większość obecnie stosowanych kamer to kamery wyposażone w matryce detektorów o liczbie pikseli: 60×60 , 80×80 , 120×120 , 160×120 , 240×180 , 320×240 , 640×480 , 640×512 lub 1280×1024 .

układ optyczny

Oprócz matrycy detektorów do odwzorowania promieniowa podczerwonego potrzebny jest jeszcze odpowiedni układ odwzorowujący. Konstrukcyjnie obiektywy dla kamer

termowizyjnych różnią się od tych dla zakresu widzialnego przede wszystkim rodzajem materiału z jakiego wykonane są elementy optyczne (np. krzem lub german). Materiały te są transmisyjne w zakresie podczerwieni. Podobnie jak dla zakresu widzialnego dla jeszcze lepszej transmisji promieniowania podczerwonego oraz tłumienia zbędnych zakresów promieniowania elementy optyczne obiektywu pokrywa się dodatkowymi warstwami optycznym. W obiektywach stosowanych w kamerach termowizyjnych wartość ogniskowej jest stała. Stąd też w wielu kamerach możliwa jest wymiana standardowego obiektywu na teleobiektyw (obiektyw o małym kącie widzenia) lub obiektyw szerokokątny. Powinno dążyć się do tego, aby analizowany obiekt maksymalnie wypełnił pole widzenia. Również dlatego jest to tak ważne, że przecież nie zawsze metodą osiągnięcia takiego efektu jest dobór odległości, z jakiej prowadzimy obserwację. Są sytuacje, w których nie możemy odsunąć się odpowiednio daleko od badanego obiektu, czy wprost przeciwnie – podejść odpowiednio blisko w przypadku elementów sieci i instalacji znajdujących się pod napięciem [1].

Do szczególnie istotnych parametrów obiektywu należy zaliczyć: pole widzenia (FOV – *Field Of View*), odległość ogniskową oraz rozdzielczość geometryczną (IFOV – *Instantaneous Field Of View*). Pole widzenia obiektywu należy rozumieć, jako ostrosłup, którego wierzchołek znajduje się w ogniskowej. FOV to kąt pomiędzy przeciwnymi ścianami tego ostrosłupa. Z uwagi na proporcje wymiarów matrycy detektorów zazwyczaj pole widzenia w kierunku pionowym (VFOV) jest inne niż pole widzenia w kierunku poziomym (HFOV). Ogniskowa to odległość pomiędzy matrycą a dobrze odwzorowaną płaszczyzną obrazu. Im dłuższa jest ogniskowa, tym większe jest powiększenie, a im krótsza – tym większe jest pole widzenia.

Rozdzielczość geometryczna oznacza kąt ostrosłupa, którego podstawą jest obszar powierzchni emitujący promieniowanie oświetlające pojedynczy piksel detektora kamery. Wielkość tego obszaru jest wymiarem najmniejszego obiektu, jaki może być poprawnie badany przy pomocy kamery termowizyjnej. Zależy on od rozdzielczości kamery (czyli liczby pikseli przetwornika) oraz jej pola widzenia. Aby poprawnie zmierzyć temperaturę na powierzchni jakiegoś obiektu, powierzchnia ta musi być na tyle duża, aby wymieniony wycinek w całości zmieścił się na niej. Otrzymana wartość temperatury zmierzona przez pojedynczy piksel detektora jest zawsze wartością uśrednioną w obszarze wycinka badanej powierzchni. W przypadku kamery o niższej rozdzielczości drobne elementy stają się nieczytelne. Piksele brzegowe zarejestrują temperaturę pośrednią między temperaturą badanego obiektu i temperaturą tła obiektu. Efekt ten występuje zawsze na brzegach badanych obiektów, niezależnie od ich wymiarów. Wynika stąd wniosek, że im więcej pikseli pokrywa powierzchnię badanego obiektu, tym lepszy jakościowo jest wynik pomiarów.

Wartość parametru IFOV podawana jest w dokumentacji technicznej kamer najczęściej w miliradianach (mrad). Znając tę wartość, można łatwo obliczyć minimalną wielkość obiektu rozróżnialnego przez kamerę według zależności [1]:

$$c = \text{IFOV} \times d$$

gdzie:

d – odległość między badanym obiektem i kamerą.

Wielkość „c” otrzymujemy w [mm], jeśli IFOV jest wyrażone w [mrad], a odległość „d” w [m]. Wartość IFOV wyrażoną w [mrad] można łatwo obliczyć, jeśli znamy rozmiar matrycy NH i kąt widzenia obiektywu FOV:

$$\begin{aligned} \text{IFOV} &= \\ &= 1000 \pi (\text{HFOV} / 180) \times \text{NH} \end{aligned}$$

gdzie:

NH – liczba pikseli w poziomej linii matrycy,

HFOV – kąt pola widzenia w kierunku poziomym, w [°].

Podane wcześniej zależności pozwalają na obliczenie wymiaru „c” elementarnego obszaru rozróżnialnego przez kamerę. Na podstawie wartości IFOV oraz odległości badanego obiektu od kamery „d” może być wyznaczona minimalna wielkość obiektu, dla którego przez pojedynczy detektor (piksel) kamery zostanie zarejestrowana poprawna wartość temperatury. Często zdarza się bowiem, że ze względów bezpieczeństwa (bezpieczna odległość od obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego) lub z braku odpowiednich warunków nie można dostatecznie blisko podejść do badanego obiektu i wówczas rzeczywista wartość wymiaru „c” będzie zbyt duża, aby zobaczyć kamerą interesujące nas elementy instalacji.

W dostarczanych przez producentów tabelach lub wykresach można dobrać właściwy obiektyw do planowanej inspekcji termowizyjnej. Na podstawie wykresów można ocenić wymiary obserwowanego obszaru dla danego typu obiektywu [1].

Obiektywy o małych kątach widzenia używane są do diagnostyki trudno dostępnych, nie-dużych obiektów z większych odległości. Obiektywów szerokokątnych używa się, gdy chce się zwiększyć pole widzenia (np. zobaczyć badany obiekt w całości), a nie ma możliwości oddalenia się od obiektu. Od rodzaju obiektywu zależy również minimalna odległość, z jakiej można uzyskać wyraźny termogram.

warunki pomiarów i oprogramowanie

Pomiary termowizyjne to skomplikowany proces, w którym kluczowymi elementami są wiedza i umiejętności operatora kamery termowizyjnej. Zakup nawet najbardziej zaawansowanej kamery termowizyjnej nie zapewni niedoświadczonemu operatorowi uzyskania



Fot. 2. Widok wyłączników nadmiarowoprądowych w świetle widzialnym

wiarygodnych rezultatów. Do poprawnego wykonania pomiarów, a następnie właściwej interpretacji uzyskanych wyników niezbędna jest wiedza o właściwościach cieplnych obserwowanych materiałów [3].

Każdy z obiektów będących w przestrzeni między kamerą a obserwowanym obiektem emituje pewną ilość promieniowania podczerwonego, pewną absorbuje i przepuszcza, tym samym wpływając na wielkości rejestrowane przez kamerę. Atmosfera, chmury i opady również wysyłają promieniowanie podczerwone, przez co zniekształcają wyniki pomiarów. Oszacowanie zakłóceń powodowanych przez te czynniki jest bardzo trudne [3].

Z reguły większość zakłóceń występujących w środowisku można wyeliminować poprzez odpowiednią kalibrację kamery termowizyjnej i odpowiednie dobranie warunków pomiarów (np. pory dnia lub nocy, nasłonecznienie, brak opadów, mała prędkość wiatru). Zdarzają się jednak sytuacje, w których sygnały zakłócające z otoczenia nie mogą być wyeliminowane. Wówczas operator powinien dobrać odpowiedni obiektyw, zmienić kierunek obserwacji, zmniejszyć dystans do obserwowanego obiektu, usunąć zakłócające źródła ciepła lub ograniczyć ich wpływ.

Promieniowanie słoneczne może w sposób istotny zakłócać pomiary, w szczególności poprzez nagrzanie powierzchni obiektu. Wpływ słońca jest szczególnie uciążliwy dla obiektów o niskiej emisyjności. Istotnym elementem poprawiającym możliwości i jakość pracy z urządzeniami termograficznymi jest oprogramowanie dostarczane razem ze sprzętem pomiarowym. Dobrej jakości oprogramowanie daje możliwość analizy zarejestrowanych obrazów termograficznych i pozwala na zauważenie prawidłowości, które były niemożliwe do wychwycenia na małym wyświetlaczu kamery. Inną ważną cechą oprogramowania jest możliwość automatycznego generowania raportów, czy nawet automatycznej wstępnej analizy zdjęć termograficznych [3].



Fot. 3. Na wejściu rozłącznika bezpiecznikowego zarejestrowano niewielką zmianę temperatury względem otoczenia

pomiary wewnątrz budynków

Podczas wykonywania zdjęć termograficznych instalacji wewnątrz budynków istotna jest analiza faktycznie rejestrowanych temperatur i warunków pracy badanej instalacji, a nie kolorów prezentowanych na wyświetlaczu. Na **fotografii 1. i 2.** pokazano zdjęcia termograficzne przedstawiające różne temperatury przewodów i zabezpieczeń poszczególnych faz. Za pomocą miernika cęgowego dokonano pomiarów prądu na poszczególnych fazach, który wynosił 16 A, 45 A, 5 A. Dokonany pomiar potwierdził istniejącą asymetrię obciążenia i konieczność wymiany zabezpieczeń oraz wyrównanie obciążenia poszczególnych faz. Natomiast na rozłączniku bezpiecznikowym pokazanym w świetle podczerwonym (**fot. 3.**) zarejestrowano na wejściu niewielką zmianę temperatury około 6°C.

podsumowanie

Pomiary termowizyjne to skomplikowana dziedzina metrologii wymagająca dużej wiedzy z zakresu właściwości materiałów, umiejętności oceny warunków środowiskowych. Jednak metoda obrazowania w podczerwieni daje możliwość zobaczenia zjawisk, których nie widać gołym okiem. Obrazy termiczne wyświetla się najczęściej w postaci barwnej, by łatwiej zauważyć niewielkie zmiany temperatury poszczególnych fragmentów obiektu z uwagi na ograniczoną rozdzielczość przestrzenną typowych kamer [3].

literatura

1. B. Więcek i inni, Termografia i spektrometria w podczerwieni Zastosowania przemysłowe, PWN, Warszawa 2017.
2. pod red. H. Madury, Pomiary termowizyjne w praktyce, Agenda Wydawnicza PAK, Warszawa 2004.
3. T. Karwat, Termowizja – zasady ogólne, środowisko pomiarowe, budowa kamer, przykłady zastosowania, „elektro.info” 10/2009.

jak zwiększyć niezawodność instalacji elektrycznej?

TERMOCENT Sp. z o.o.

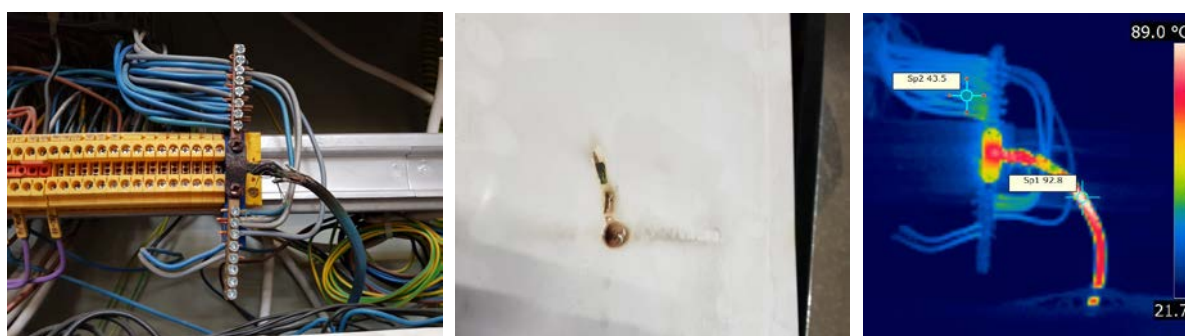
Instalacja elektryczna znajduje się w każdym budynku i jest częścią układu niskiego napięcia. Powinna być wykonana z niezwykłą starannością oraz dokładnością. Co więcej, jej projekt, a także przebieg muszą być optymalne do potrzeb i zastosowania budynku. Bardzo ważne jest również regularne badanie stanu instalacji, które może uratować życie wielu osób. Dlaczego? Ponieważ niewykryte defekty stwarzają zagrożenie związane z wypadkiem lub pożarem.

Niestety, bardzo często badania instalacji elektrycznej wykonuje się w ostatniej chwili, kiedy może już występować wysokie ryzyko pożarowe. W związku z tym bardzo ważne jest regularne wykonywanie pomiarów okresowych, najlepiej przy wykorzystaniu kamer termowizyjnych oraz detektorów ultradźwięków. Wyniki pomiarów są podstawą decyzji o dalszej eksploatacji instalacji bądź jej remoncie. Jeśli zostanie wykryta wada urządzenia lub złącza, należy ją natychmiast zabezpieczyć, aby nie doszło do wypadku, a następnie naprawić albo dokonać wymiany.

W jaki sposób zwiększyć niezawodność infrastruktury instalacji elektrycznej?

Warto skorzystać z badania termowizyjnego. Dzięki niemu będziemy pewni, że budynek jest bezpieczny i bez usterek.

Termowizja jest wykorzystywana na szeroką skalę w budownictwie. Za pomocą kamery termowizyjnej można sprawdzić, w którym miejscu w budynku dochodzi do największych



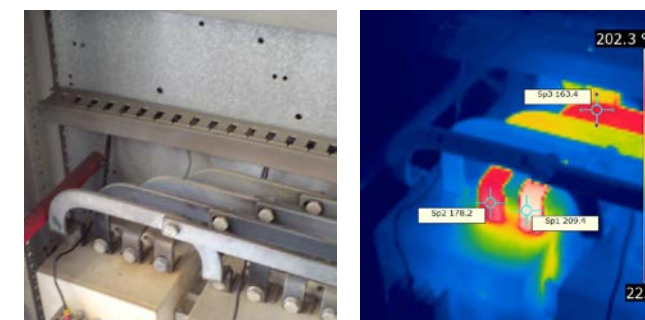
Najsłabsze ogniwo w magazynie z materiałem za 8 milionów złotych

szych strat ciepła. Możliwe jest także zweryfikowanie stanu instalacji elektrycznej przy standardowym obciążeniu. Pomiary umożliwiają również sprawdzenie, czy firma budowlana dobrze wywiązała się ze swoich obowiązków. Inwestor może zawrzeć w umowie klauzulę, że wstrzyma część zapłaty, np. na jeden rok, by w sezonie grzewczym sprawdzić, czy w budynku nie dochodzi do nadmiernych strat ciepłych.

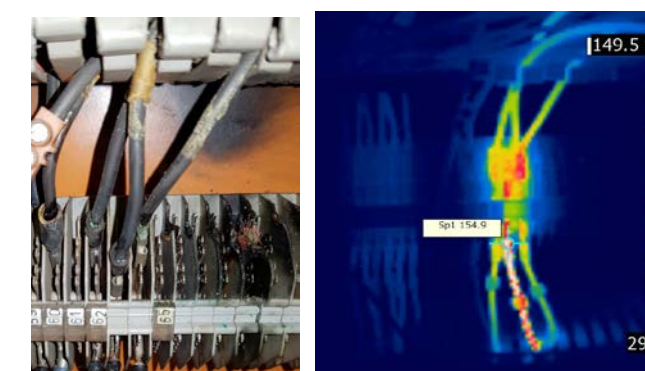
Kamera termowizyjna umożliwia bezdotykowe sprawdzenie instalacji elektrycznej przy standardowym obciążeniu, bez konieczności wyłączenia zasilania. Urządzenie to rejestruje termogramy, czyli rozkład temperatur na powierzchni badanych urządzeń elektrycznych. Odpowiednia interpretacja termogramu, przy uwzględnieniu wpływu środowiska, zastosowanych materiałów oraz obciążenia torów prądowych, ma ogromne znaczenie podczas zakwalifikowania zarejestrowanego defektu i wykonania niezbędnej naprawy. Aby wykonać właściwy pomiar, należy uwzględnić czynniki wpływające na niego, a w szczególności współczynnik emisyjności.

Na rynku jest wiele firm, które wykonują tego rodzaju pomiary. Z której usługi warto skorzystać, czym się kierować przy wyborze?

Firma TERMOCENT wykonuje profesjonalne pomiary termowizyjne. Dzięki temu jest w stanie precyzyjnie określić źródło usterek czy wycieków, sprawdzić działanie instalacji grzewczej. Diagnostyka także usterek w maszynach. Pomiary termowizyjne są niezastąpione na halach produkcyjnych. Dzięki nim można przeprowadzić audyt energetyczny i zoptymalizować zużycie energii, a tym samym ograniczyć koszty eksploatacyjne. To także prosty sposób na sprawdzenie działania urządzeń. Łatwo można wykryć, czy łożyska lub inne części nadmiernie się nie przegrzewają, a tym samym uniknąć poważnych kosztów związanych z nie zaplanowanym serwisem lub wymianą urządzeń.



Przegrzane złącza Systemu zasilania rezerwowego



Zaniedbania i awarie

Przegląd termowizyjny krok po kroku

Podstawowy krok to postawienie diagnozy, jakie potrzeby ma Klient. Podczas pierwszej rozmowy czy spotkania z Klientem firma TERMOCENT skupia się przede wszystkim na uzyskaniu informacji, czego oczekuje Klient w ramach współpracy. Następnie wspólnie z nim określa zakres badań oraz robi wstępną wycenę, która zależy od celu wykonania badania. Trzeci krok to umówienie terminu spotkania pomiarowego. Co ważne, firma obsługuje Klientów na terenie całej Polski! W momencie pomiaru, wykwalifikowani inżynierowie obserwując obiekty na ekranie kamery termowizyjnej, lokalizują anomalie i niepożądane zjawiska fizyczne. Ocenia się, w jaki sposób można je poprawić lub usunąć usterkę. Przedostatni krok to dokładna analiza wyników termowizyjnych – wykonując badanie dokumentuje istotne wyniki zapisując termogram (zdjęcie termowizyjne) oraz zdjęcie optyczne wybranego elementu. Na koniec realizacji badania Klient otrzymuje raport końcowy, który jest efektem wizualnym pracy TERMOCENT. Raport może być podstawowy lub rozszerzony wraz ze sprawozdaniem.

Wyniki przesyłane są drogą elektroniczną w formie pliku PDF. Czym różni się usługa TERMOCENT od innych badań termowizyjnych?

Przegląd termowizyjny to podstawowa usługa w ofercie TERMOCENT, która dostarcza kompleksową ocenę parametrów technicznych budynku lub lokalu mających istotny wpływ na komfort termiczno-wilgotnościowy użytkowników m.in. poziom strat ciepła przez poszczególne przegrody zewnętrzne (ściany, okna, dach), ryzyko wystąpienia grzybów i pleśni czy szczelność połączeń. Ponadto firma wykonuje zdjęcia termowizyjne i opinie techniczne, analizuje i przedstawia najlepsze rozwiązania.



Straty 10 milionów złotych

Wszystkie istotne informacje porównywane są do wymagań warunków technicznych (rozporządzeń, norm itp.). Dzięki czemu lokalizowane są faktycznie występujące defekty lub nadmierne straty ciepła. Sposób naprawy/ulepszeń jest określany w trakcie przeglądu termowizyjnego wraz z oceną kosztów i efektywności ekonomicznej inwestycji oraz wpływem na po-

prawę komfortu użytkowników. W ramach skorzystania z usługi TERMOCENT nasi Klienci otrzymują odpowiedź na pytanie: co warto zrobić, żeby mieszkało się przyjemniej, zdrowiej i taniej.

Czym się różni raport podstawowy od rozszerzonego ze sprawozdaniem?

Raport podstawowy łączy termogram ze zdjęciem optycznym i opisuje miejsce jego wykonania. Raport rozszerzony dodatkowo wykazuje, jakie anomalie oraz wady są w budynku. Ponadto wykonuje odpowiednie obliczenia i porównuje je z wymaganiami norm technicznych.

Wady instalacji elektrycznych

Każda instalacja elektryczna w budynku mieszkalnym, biurowym czy obiekcie przemysłowym składa się praktycznie z tych samych elementów. Jej podstawą jest rozdzielnia główna, najczęściej zawierająca wyłącznik główny, zabezpieczenia nadprądowe i łączniki różnicowoprądowe oraz system zasilania rezerwowego. Drugi ważny element stanowi sieć przewodów elektrycznych i miejscowych źródeł podłączenia do sieci. Większość z nas myśli, że taka instalacja jest odporna na wszelkiego rodzaju usterki. Jednak wady i uszkodzenia pojawiają się bardzo często, a ich późne wykrycie może okazać się kosztowne w skutkach.

Sprawność instalacji jest niezwykle istotna w obiektach wszelkiego typu, np. tych związanych z transportem. W każdym tunelu mogą występować awarie zasilania powodujące np. ryzyko zatrzymania pociągu wewnątrz tunelu. Za pomocą badania ultradźwiękowego oraz termowizyjnego instalacji elektrycznych można ujawnić najsłabsze ogniwo, które wymaga naprawy.

Zaniedbania polegające na braku kontroli instalacji elektrycznej oraz niewykonywaniu okresowych pomiarów mogą doprowadzić do kosztownych konsekwencji. Koszty napraw i strat w produkcji mogą sięgać aż kilkuset tysięcy złotych przy jednym zdarzeniu! Istnieje również możliwość wystąpienia całkowitego spalenia obiektu i straty rzędu 10 milionów złotych. Należy dbać o prawidłowy stan instalacji elektrycznych jest bardzo ważna.

Zaniedbania w tym zakresie mogą doprowadzić do dużych strat finansowych, a przede wszystkim stanowić zagrożenie dla życia ludzkiego. Głównie z tego powodu istotne jest przeprowadzanie regularnych przeglądów instalacji, dzięki którym możliwe jest odpowiednio szybkie zlokalizowanie ewentualnych usterek oraz zapobieżenie ich skutkom.

TERMOCENT
Z NAMI OCENISZ SWÓJ BUDYNEK

TERMOCENT Sp. z o.o.
Ponad 3100 obiektów
przebudowanych w całej Polsce
tel. +48 530 105 398
kontakt@termocent.pl
www.termocent.com

przeglądy okresowe przy zastosowaniu termowizji

mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Pomiary w okresie eksploatacji służą do oceny aktualnego stanu technicznego urządzeń pod względem niezawodności i bezpieczeństwa pracy. Wyniki pomiarów są podstawą decyzji o dalszej eksploatacji lub dokonaniu odpowiednich napraw czy wymiany. Okresowe pomiary mają za zadanie potwierdzić skuteczność działania zastosowanych środków ochrony oraz zapewnić bezpieczeństwo użytkowania urządzeń i instalacji. Przyczynami powodującymi powstawanie pożarów w instalacjach elektrycznych są najczęściej uszkodzenia izolacji powodujące zwarcia lub znaczny prąd upływności. Jeżeli miejsce zwarcia znajdzie się w otoczeniu materiałów łatwopalnych, a zainstalowane zabezpieczenie nie zapewni wyłączenia odpowiednio szybko, to może to być przyczyną powstania pożaru. Inną przyczyną może być zły dobór przekrojów kabli i przewodów oraz ich zabezpieczeń, powodujący znaczne nagrzewanie się kabli i przewodów, a także znajdujących się w bezpośrednim otoczeniu materiałów łatwopalnych, co może prowadzić do powstania pożaru. Aby temu zapobiec, warto dokonać pomiaru temperatury.

ogledziny przy użyciu termowizji

Mimo rozwoju technologii i coraz bardziej uniwersalnych i przyjaznych urządzeń pomiarowych pomiar temperatury jest wciąż pomiarem trudnym, w którym dokładność wykonania pomiaru zależy od wyboru właściwego przyrządu pomiarowego oraz od sposobu prowadzenia pomiarów.

Podstawowym sposobem podziału przyrządów mierzących temperaturę jest podział na przyrządy stykowe i bezstykowe. Pierwsze podczas wykonywania pomiaru znajdują się w bezpośrednim kontakcie z ciałem lub ośrodkiem, którego temperaturę się mierzy i niestety wymieniają z nim ciepło. Druga grupa to bezstykowe przyrządy wykorzystujące zjawisko wysyłania promieniowania temperaturowego (ciepłego) przez ciało lub ośrodek, którego temperaturę się mierzy. Przyrządy te przetwarzają określoną część wysyłanego promieniowania temperaturowego na inną wielkość fizyczną, która po odpowiednim wzmocnieniu i konwersji daje się zmierzyć na drodze elektrycznej. Kamery termowizyjne i pirometry, o których w tej grupie trzeba wspomnieć w pierwszej kolejności, dzięki takiej zasadzie działania mają szereg zalet,

wśród których warto wymienić przede wszystkim brak wprowadzania zakłóceń w mierzone pole temperaturowe, możliwość stosowania dla wysokich temperatur, a także do pomiarów obiektów stanowiących zagrożenie dla ludzi przy bliskim kontakcie.

Zastosowanie w takich pomiarach detektorów matrycowych umożliwiło pomiar połowy i uzyskanie dwuwymiarowej informacji, a więc możliwe do przedstawienia w formie obrazu. Obrazy termowizyjne umożliwiają najprostszą cieplną identyfikację obserwowanych obiektów. Dzięki prostocie rozumienia obrazu ocena dwuwymiarowej matrycy danych stała się bardzo intuicyjna. Bez trudu dostrzegamy w obiektach odstępstwa od oczekiwanej normy. Czułość współczesnych kamer termowizyjnych wynosi 0,1K, co oznacza, że można rozróżnić punkty obrazu, których temperatura różni się o taką wartość. Nie jest to równoważne dużej dokładności sprzętu termowizyjnego. Błąd pomiaru temperatury za pomocą kamery termowizyjnej to najczęściej obecnie 2% zakresu pomiarowego. Na szczęście w obserwacjach terenowych bezwzględna wartość temperatury nie jest aż tak istotna. Bardziej użyteczna jest różnica temperatury między wybranymi obszarami obrazu, a ta wynika nie z dokładności aparatury, lecz z jej czułości. Jeśli jednak potrzebujemy zmierzyć temperaturę z błędem nie większym niż to zakłada producent sprzętu pomiarowego, to musimy prawidłowo rozpoznać różne zjawiska fizyczne i je odpowiednio skompensować. Nie zawsze jest to możliwe dla całego obserwowanego obrazu. Szukając przyczyn trudności w wyznaczaniu wiernego rozkładu wartości temperatury, warto w pierwszej kolejności zwrócić uwagę na stan badanej powierzchni. W bezwzględnym wyznaczaniu temperatury technikami termowizyjnymi niezbędna jest znajomość emisyjności badanego obiektu, której wartość zmienia się w zakresie 0–1 i która określa zdolność badanej powierzchni do emisji promieniowania. W polu widzenia kamery w obserwacjach pozalaboratoryjnych są zazwyczaj obszary o znacząco różnych współczynnikach emisyjności. Jeśli w pewnych punktach potrzebny jest dokładniejszy pomiar temperatury niż w pozostałych, to w przybliżeniu można oszacować emisyjność obiektu poprzez zastosowanie dodatkowego stykowego pomiaru temperatury. W termogramie należy tak zmieniać wartość współczynnika emisyjności, aby wskazana temperatura była jak najbardziej zbliżona do uzyskanej metodą stykową. Nie należy przy tym również zapomnieć o wprowadzeniu właściwej temperatury otoczenia i innych możliwych nastaw w kamerze. Aby nie komplikować analizy obrazów termicznych, warto też wybrać na rejestrację obrazów stabilne warunki pogodowe, czyli w pierwszej kolejności zachmurzone niebo przed i podczas pomiaru oraz suche mierzone powierzchnie.

Technika detekcji kamerą termowizyjną miejsc potencjalnych awarii czy wad w instalacji pozwala na szybkie ich wykrywanie, a bezkontaktowa obserwacja nie wymaga wyłączeń poszczególnych obwodów. Prawidłowo pracujące zestyki nie powinny wykazywać wyraźnie



Zdjęcie w świetle widzialnym i podczerwieni rozdzielnic nn w budynku

wyższych temperatur połączonych elementów, w wadliwych zaś zwiększona rezystancja lub/i zmniejszony przekrój powierzchni styku podczas przepływu prądu prowadzą do wzrostu temperatury zestyku proporcjonalnie do lokalnej rezystywności oraz prądu obciążenia.

wymagania prawne

Zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jednolity DzU z 2016r., poz. 290 z późniejszymi zmianami), obiekty powinny być w czasie ich użytkowania poddawane przez właściciela lub zarządcę okresowej kontroli, co najmniej raz na 5 lat.

Zgodnie z art. 61. Prawa budowlanego właściciel lub zarządca obiektu budowlanego jest obowiązany:

- 1) utrzymywać i użytkować obiekt zgodnie z przeznaczeniem,
- 2) zapewnić, dochowując należytej staranności, bezpieczne użytkowanie obiektu w razie wystąpienia czynników zewnętrznych oddziałujących na obiekt, związanych z działaniem człowieka lub sił natury, takich jak: wyładowania atmosferyczne, wstrząsy sejsmiczne, silne wiatry, intensywne opady atmosferyczne, osuwiska ziemi, zjawiska lodowe na rzekach i morzu oraz jeziorach i zbiornikach wodnych, pożary lub powódzie, w wyniku których następuje uszkodzenie obiektu budowlanego lub bezpośrednie zagrożenie takim uszkodzeniem, mogące spowodować zagrożenie życia lub zdrowia ludzi, bezpieczeństwa mienia lub środowiska.

Artykuł 62 ust. 1 pkt 2 stwierdza, że obiekty budowlane powinny być w czasie ich użytkowania poddawane przez właściciela lub zarządcę kontroli okresowej, co najmniej raz na 5 lat. Polegać ma ona na sprawdzeniu stanu technicznego i przydatności do użytkowania obiektu budowlanego, w tym estetyki obiektu budowlanego oraz jego otoczenia. Kontrolą tą powinno być objęte również badanie instalacji elektrycznej i piorunochronnej w zakresie stanu sprawności połączeń, osprzętu, zabezpieczeń i środków ochrony od porażeń, rezystancji izolacji przewodów oraz uziemień instalacji i aparatów. W trakcie kontroli okresowej należy dokonać sprawdzenia wykonania zaleceń z poprzedniej kontroli.

Obowiązek corocznej kontroli okresowej (art. 62 ust. 2.) nie obejmuje właścicieli i zarządców:

- 1) budynków mieszkalnych jednorodzinnych;
- 2) obiektów budowlanych:
 - a) budownictwa zagrodowego i letniskowego,

b) wymienionych w art. 29 ust. 1 ustawy Prawo budowlane.

Artykuł 62 ustęp 5 Prawa budowlanego mówi: „Kontrole stanu technicznego instalacji elektrycznych, piorunochronnych, gazowych i urządzeń chłodniczych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. c, pkt 2 i pkt 6 oraz ust. 1b, mogą przeprowadzać osoby posiadające kwalifikacje wymagane przy wykonywaniu dozoru nad eksploatacją urządzeń, instalacji oraz sieci energetycznych i gazowych”. Wynika stąd jednoznacznie, że pomiary elektryczne powinny wykonywać osoby posiadające uprawnienia do dozoru instalacji lub sieci elektroenergetycznych.

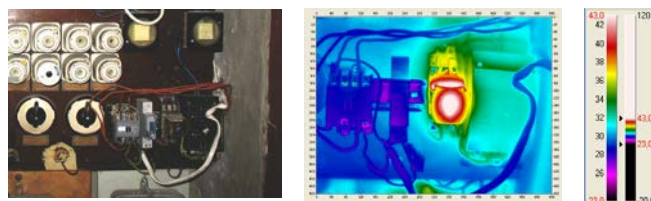
W Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity DzU z 2015 r., poz. 1422), zostało powołanych do stosowania szereg norm, w tym między innymi norma PN-HD 60364-6:2008 (§ 98 ust. 2). Zalecenia PN-HD 60364-6:2008 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie* – dotyczą również częstości sprawdzania okresowego instalacji użytkowanej w pomieszczeniu, w którym może wystąpić większe ryzyko uszkodzenia lub zniszczenia. Częstość sprawdzania okresowego instalacji powinna być ustalana z uwzględnieniem rodzaju instalacji i wyposażenia, jej zastosowania i działania, częstości i jakości konserwacji oraz wpływów zewnętrznych, na które jest narażona. Dla podanych przypadków, w zależności od warunków środowiskowych, może wystąpić większe ryzyko eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, mogą być wymagane krótsze okresy:

- miejsca pracy lub pomieszczenia, w których występuje ryzyko porażenia prądem elektrycznym, pożaru lub wybuchu spowodowanego degradacją izolacji,
- miejsca pracy lub pomieszczenia, w których znajdują się instalacje zarówno niskiego, jak i wysokiego napięcia,
- obiekty gromadzące publiczność,
- tereny budowy;
- instalacje bezpieczeństwa (np. oświetlenia awaryjnego).

norma PN-HD 60364-6:2008

Norma PN-HD 60364-6:2008 wyróżnia pojęcia związane z kontrolą stanu instalacji, w szczególności:

- a) sprawdzanie – wszystkie czynności, za pomocą których kontroluje się zgodność instalacji elektrycznej z odpowiednimi wymaganiami normy HD 60364. Sprawdzanie obejmuje oględziny, próby i protokołowanie;
- b) oględziny – kontrola instalacji elektrycznej za pomocą zmysłów (wzrok, słuch, powonienie, dotyk) w celu upewnienia się, czy wyposażenie elektryczne zostało prawidłowo dobrane i zainstalowane – w tym celu możemy zastosować kamerę termowizyjną w celu wykrycia miejsc o znacznie podwyższonej temperaturze;



Zdjęcie w świetle widzialnym i podczerwieni przełącznika do sterowania oświetleniem

Zgodnie z PN-HD 60364-6:2008 okresowe sprawdzania i próby powinny obejmować co najmniej: oględziny dotyczące ochrony podstawowej (przed dotykiem bezpośrednim) i ochrony przeciwpożarowej; pomiary rezystancji izolacji; badania ciągłości przewodów ochronnych; badania ochrony przy uszkodzeniu (przed dotykiem pośrednim) – czyli sprawdzenie skuteczności ochrony przeciwporażeniowej i próby działania urządzeń różnicowoprądowych.

Zgodnie z PN-HD 60364-6:2008 okresowe sprawdzanie obejmujące szczegółowe badanie instalacji należy przeprowadzić bez jej demontażu lub z częściowym jej demontażem i uzupełnić właściwymi próbami i pomiarami, łącznie ze sprawdzeniem wykazującym, że spełnione są wymagania dotyczące czasów wyłączania RCD, aby zapewnić:

- bezpieczeństwo osób i zwierząt domowych przed porażeniem prądem elektrycznym i poparzeniem,
- ochronę obiektu przed zniszczeniem i pożarem oraz wydzielaniem się ciepła w wyniku uszkodzenia instalacji elektrycznej,
- potwierdzenia, że instalacja nie jest uszkodzona, a ewentualny ubytek nie wpływa na obniżenie się poziomu bezpieczeństwa,
- identyfikacji uszkodzeń instalacji i odstępstw od wymagań PN-HD 60364-6, które mogą spowodować niebezpieczeństwo.

Zakres sprawdzania okresowego powinien w szczególności obejmować:

- sprawdzenie dokumentacji eksploatacyjnej obiektu (instrukcje eksploatacji, książki i raporty urządzeń, dokumenty z oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw bieżących i remontów, protokoły z poprzednich prób i pomiarów okresowych),
- oględziny dotyczące ochrony podstawowej (ochrony przed dotykiem bezpośrednim),
- pomiar rezystancji izolacji,
- badanie ciągłości przewodów ochronnych,
- sprawdzenie ochrony dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu),
- próby czasów wyłączania RCD.

c) próba – użycie w instalacji elektrycznej środków (próbników, mierników), za pomocą których sprawdzana jest jej skuteczność. Obejmuje ona ustalenie wartości wielkości mierzonych za pomocą odpowiednich przyrządów pomiarowych w celu określenia stanów i wartości wykrywalnych za pomocą oględzin;

Osoba wykonująca badania okresowe powinna mieć możliwość zapoznania się z protokołami poprzednich badań. Jeżeli taka dokumentacja jest niedostępna, należy przeprowadzić niezbędne dalsze badania.

Stan izolacji ma decydujący wpływ na bezpieczeństwo obsługi i prawidłowe funkcjonowanie wszelkiego rodzaju urządzeń elektrycznych. Dobry stan izolacji to obok innych środków ochrony także gwarancja ochrony podstawowej, czyli ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym oraz zabezpieczenie przed powstawaniem pożaru. Mierząc rezystancję izolacji sprawdzamy stan ochrony podstawowej.

literatura

1. J. Wiatr, Poradnik projektanta elektryka, Dom Wydawniczy MEDIUM, Warszawa 2012.
2. A. Boczkowski, Wymagania techniczne dla instalacji elektrycznych niskiego napięcia w budynkach, Seria: zeszyty dla elektryków, DW Medium, Warszawa 2008.
3. F. Łasak, Wykonywanie pomiarów odbiorczych i okresowych w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia, seria „Zeszyty dla elektryków – nr 7”, DW Medium, Warszawa 2010.
4. K. Kuczyński, Kontrole i sprawdzenia okresowe instalacji elektrycznych w obiektach budowlanych, „elektro.info” 11/2011.
5. K. Kuczyński, G. Dymny, Zastosowanie biernej termografii do kontroli elementów sieci elektroenergetycznych, „elektro.info” 9/2015.
6. www.bezel.com.pl

pomiary częstotliwości – wprowadzenie

mgr inż. Karol Kuczyński

Pojęcie częstotliwości związane jest z sygnałem okresowym. Częstotliwość jest wielkością ściśle związaną z czasem, a określa się ją dla zjawisk powtarzających się periodycznie. Częstotliwość f przebiegu jest to liczba n powtórzeń przebiegu okresowego w jednostce czasu t .

$$f = \frac{n}{t} \quad (1)$$

gdzie:

n – liczba naturalna,

t – jednostka czasu.

Podstawową jednostką częstotliwości jest jeden herc ($1 \text{ Hz} = 1/\text{s}$). Jest to częstotliwość zjawiska powtarzającego się jeden raz na sekundę. Czas trwania jednego powtórzenia zjawiska periodycznego nosi nazwę okresu T . Zależność między częstotliwością f przebiegu periodycznego a jego okresem T jest następująca:

$$f = \frac{1}{T} \quad (2)$$

Pomiar częstotliwości sygnałów należy do bardzo ważnych zagadnień pomiarowych, ponieważ występowanie przebiegów okresowych w technice jest powszechne. Istotną właściwością cyfrowych pomiarów częstotliwości i czasu jest możliwość korzystania z bardzo dokładnych wzorców tych wielkości, do których zaliczamy atomowe rezonatory cezowe i powszechnie stosowane rezonatory kwarcowe. Z tego względu w 1967 r. przyjęto następującą definicję jednostki czasu: „**Sekunda jest to czas równy 9 192 631 770 okresów promieniowania, odpowiadający przejściu między dwoma nadsubtelnymi poziomami stanu podstawowego atomu cezu 133**”.

cyfrowy pomiar częstotliwości

Zasada cyfrowego pomiaru częstotliwości polega na zliczaniu liczby okresów zjawiska w określonym przedziale czasu. Rozróżnia się dwie metody cyfrowego pomiaru częstotliwości f_x [1, 2]:

- metodę bezpośrednią, polegającą na zliczaniu impulsów o częstotliwości f_x we wzorcowym czasie T_w ,
- metodę pośrednią, polegającą na zliczaniu impulsów o wzorcowej częstotliwości f_w w czasie równym krotności k okresu T_x badanego przebiegu.

bezpośredni pomiar

Schemat blokowy do pomiaru częstotliwości pokazano na **rysunku 1**. Natomiast przebiegi czasowe napięć w tym układzie ilustruje **rysunek 2**.

Wzmocnione we wzmacniaczu Wz napięcie U_1 o mierzonej częstotliwości f_x zostaje ukształtowane w układzie formującym UF_1 w ciąg impulsów U_2 , podawanych do bramki B . Układ taktujący, składający się z generatora wzorcowego GW , układu formującego UF_2 i dzielnika częstotliwości Df , wytwarza ciąg impulsów U_3 . Impulsy te sterują przerzutnikiem bramkującym PB .

Przerzutnik PB formuje impuls bramkujący U_4 o czasie trwania T_w . W tym czasie bramka jest otwarta i do licznika doprowadzane są impulsy o częstotliwości f_x [3, 4]. Liczba zliczonych impulsów w czasie T_w , pokazana przez wskaźnik W , wyznacza wartość mierzonej częstotliwości f_x :

$$f_x = \frac{1}{T_w} \cdot N \quad (3)$$

gdzie:

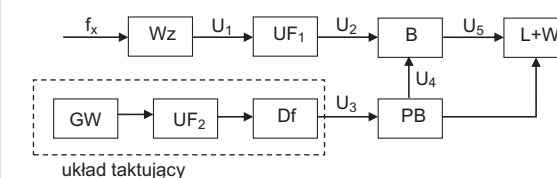
f_x – mierzona częstotliwość,

T_w – czas trwania impulsu bramkującego U_4 ,

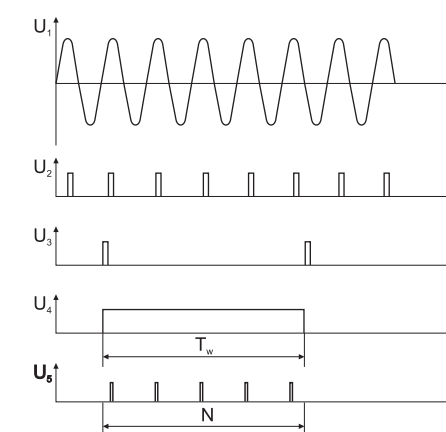
N – liczba zliczonych impulsów w czasie T_w .

Błąd pomiaru częstotliwości jest sumą trzech błędów składowych:

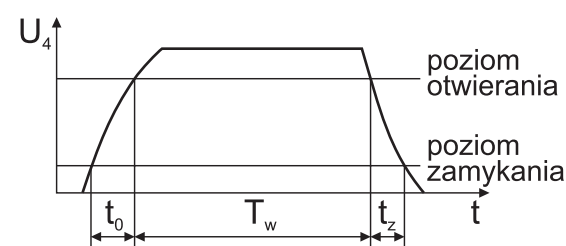
$$\delta_{fx} = \delta_{Tw} + \delta_B + \delta_N \quad (4)$$



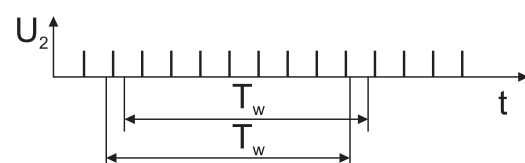
Rys. 1. Schemat blokowy układu do pomiaru częstotliwości metodą bezpośrednią, gdzie: **Wz** – wzmacniacz, **GW** – generator wzorcowy, **UF** – układy formujące, **Df** – dzielnik częstotliwości, **PB** – przerzutnik bramkujący, **B** – bramka, **L + W** – licznik z wyświetlaczem [3]



Rys. 2. Przebiegi czasowe przetwarzanych napięć w układzie pomiaru częstotliwości metodą bezpośrednią [3]



Rys. 3. Ilustracja powstawania błędu bramkowania [3]



Rys. 4. Ilustracja powstawania błędu zliczania [3]

$$\delta_N = \frac{\Delta N}{N} = \frac{1}{N} = \frac{1}{T_w \cdot f_x} \quad (5)$$

Jak wynika z powyższej zależności, błąd zliczania ogranicza od dołu zakres pomiaru częstotliwości. Im mniejsza jest wartość f_x , tym większy będzie błąd zliczania. Zmniejszenie błędu zliczania poprzez zwiększenie czasu T_w jest ograniczone ze względu na czas trwania pomiaru oraz ze względu na to, że przy zmianach częstotliwości f_x w czasie zliczania miernik, będzie uśredniał jej wartość [3, 4]. Po przekształceniu zależności (5) otrzymuje się równanie, które określa podstawową regułę błędu pomiaru częstotliwości:

$$\delta_N \cdot T_w \cdot f_x = 1 \quad (6)$$

Po założeniu, że δ_N nie może przekroczyć określonej wartości, można z charakterystyki $\delta_N \cdot T_w = f(f_x)$ określić odpowiednie wartości T_w i f_x .

pośredni pomiar częstotliwości

Wielkością mierzoną jest w tym przypadku czas T_x równy okresowi badanego przebiegu lub jego wielokrotności kT_x . Częstotliwość jest wyznaczana pośrednio, zgodnie z zależnością $f_x = 1/T_x$. Pomiar wykonuje się w układzie, którego schemat blokowy pokazano na **rysunku 5**. Przebiegi czasowe napięć w tym układzie ilustruje **rysunek 6**.

W porównaniu z układem przedstawionym na **rysunku 1**, nastąpiła tu zmiana funkcji pomiędzy generatorem częstotliwości wzorcowej f_w a źródłem częstotliwości mierzonej f_x [3, 4]. Zliczane są impulsy o częstotliwości f_w w czasie kT_x :

gdzie:

δ_{Tw} – błąd wzorca częstotliwości,

δ_B – błąd bramkowania, który wynika ze skończonego czasu otwierania i zamykania bramki oraz wpływu poziomu wyzwalania i szerokości impulsu bramkującego,

δ_N – błąd zliczania (dyskretyzacji), którego przyczyną jest przypadkowe przesunięcie w czasie względem siebie impulsu bramkującego (określającego czas zliczania) i impulsów częstotliwości mierzonej.

Wartość bezwzględna błędu zliczania (dyskretyzacji) $\Delta N = \pm 1$ impuls, stąd:

$$T_x = \frac{N}{k \cdot f_x} \quad (7)$$

$$f_x = \frac{1}{T_x} = \frac{k \cdot f_w}{N} \quad (8)$$

Błąd pomiaru częstotliwości jest, podobnie jak w metodzie bezpośredniej, sumą błędów: wzorca częstotliwości, bramkowania i zliczania. Błąd zliczania (dyskretyzacji), dla przypadku pomiaru pośredniego, wyraża się zależnością:

$$\delta_N = \frac{\Delta N}{N} = \frac{1}{N} = \frac{f_x}{k \cdot f_w} \quad (9)$$

Błąd ten ogranicza od góry zakres pomiaru częstotliwości. Jest tym mniejszy, im mniejsza jest częstotliwość mierzona i im większa jest częstotliwość wzorcowa i współczynnik podziału k .

W przypadku częstotściomierzy z kwarcowym generatorem wzorcowym dominującym składnikiem błędu jest na ogół błąd zliczania. Jeśli pominie się pozostałe składniki błędu pomiaru, można obliczyć dla danych częstotliwości wzorcowych, dla obu metod, graniczną wartość częstotliwości mierzonej f_{xgr} , wyznaczając zakres prawidłowego stosowania każdej z metod. Błąd zliczania w obu metodach jest taki sam, gdy częstotliwość graniczna:

$$f_{xgr} = \sqrt{f_{w1} \cdot f_{w2}} \quad (10)$$

gdzie:

f_{w1} – częstotliwość wzorcowa dla metody bezpośredniej $T_w = 1/f_{w1}$,

f_{w2} – częstotliwość wzorcowa dla metody pośredniej.

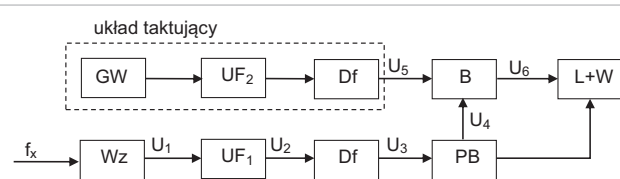
Zależność błędu zliczania od częstotliwości mierzonej, dla obu metod, przedstawiono na **rysunku 7**. Wynika z niego prawidłowe stosowanie odpowiedniej metody cyfrowego pomiaru częstotliwości [5]:

- dla $f_x \in (0, f_{xgr})$ – właściwa jest metoda pośrednia,
- dla $f_x \in [f_{xgr}, \infty)$ – właściwa jest metoda bezpośrednia.

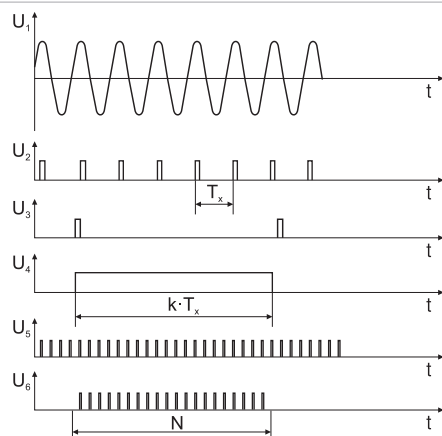
Największy błąd zliczania δ_{max} uzyskuje się dla częstotliwości granicznej f_{xgr} i jest on wyrażony zależnością:

$$\delta_{max} = \frac{1}{N_{min}} = \sqrt{\frac{f_{w1}}{f_{w2}}} \quad (11)$$

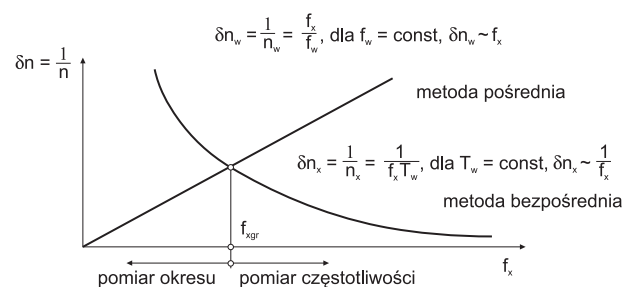
Można zauważyć, że najkorzystniejsze warunki występują w przypadku wyboru największej częstotliwości wzorcowej f_{w2} w metodzie pośredniej i najmniejszej częstotliwości



Rys. 5. Schemat blokowy układu do pomiaru częstotliwości metodą pośrednią, gdzie: **GW** – generator wzorcowy, **UF** – układy formujące, **Df** – dzielniki częstotliwości, **B** – bramka, **PB** – przerzutnik bramkujący, **Wz** – wzmacniacz, **L + W** – licznik z wyświetlaczem [3]



Rys. 6. Przebiegi czasowe przetwarzanych napięć w układzie pomiaru częstotliwości metodą pośrednią [3]



Rys. 7. Zależność względnego błędu zliczania I/N od częstotliwości mierzonej dla obydwu metod cyfrowego pomiaru częstotliwości [5]

wzorcowej f_{w1} w metodzie bezpośredniej ze zbioru dostępnych częstotliwości wzorcowych.

literatura

1. J. Dusza, G. Gortat, A. Leśniewski, Podstawy miernictwa, WPW, Warszawa 2002.
2. Z. Kuśmerek (redakcja), Metrologia elektryczna i elektroniczna. Ćwiczenia laboratoryjne, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1999.
3. D. Turzyniecka (redakcja), Laboratorium z metrologii elektrycznej i elektronicznej, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2000.
4. A. Bieńkowski, K. Kuczyński, Wprowadzające materiały pomocnicze do zajęć w Laboratorium Miernictwa Elektrycznego (preskrypt).
5. D. Koczela (redakcja), Miernictwo elektryczne. Ćwiczenia laboratoryjne, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001.
6. A. Chwaleba, M. Poniński, A. Siedlecki, Metrologia elektryczna, Warszawa 2010.

W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:



elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- ☐ budownictwa
- ☐ chłodnictwa
- ☐ ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- ☐ gazownictwa
- ☐ instalacji sanitarnych
- ☐ ochrony środowiska
- ☐ wentylacji i klimatyzacji
- ☐ instalacji elektrycznych
- ☐ informatyki
- ☐ oraz programy, słowniki, poradniki

księgarniatechniczna.com.pl

**Księgarnia Techniczna
Grupa MEDIUM**

ul. Karczewska 18

04-112 Warszawa

tel.: 22 810 21 24

faks 22 810 27 42

e-mail: eib@księgarniatechniczna.com.pl

www.księgarniatechniczna.com.pl

bezpieczniej z termowizją

Paweł Rutkowski – KAMERY IR

Jednym z najważniejszych zadań producentów (niezależnie od profesji) jest utrzymanie wysokiego poziomu ciągłości wytwarzania przy możliwie jak najniższych kosztach własnych i wysokim stopniu bezpieczeństwa.

Termografia (tworzenie mapy termalnej powierzchni badanego obiektu) jest nowoczesną techniką pozwalającą na identyfikację niepożądanych miejsc przegrzewania się elementów urządzeń elektrycznych, energetycznych, mechanicznych i innych podczas pełnego obciążenia. Problem ten dotyczy większości urządzeń związanych z wytwarzaniem, przesyłem, dystrybucją i konsumpcją mediów do których zaliczyć możemy: energię elektryczną, ciepłą wodę, parę wodną, gazy, lub inne, których niestabilność odzwierciedlana jest zmianą temperatury.

Podstawowe korzyści płynące z zastosowania systemów termowizyjnych w przemyśle to:

- krótszy czas i mniejsze koszty przestojów,
- tańsza eksploatacja,
- mniejsze koszty kontroli urządzeń,
- usprawniona i tańsza obsługa,
- zwiększone bezpieczeństwo pracy,
- diagnostyka pod pełnym obciążeniem.

Termograficzne systemy kontroli urządzeń przemysłowych znajdują szerokie zastosowanie w produkcji głównie dzięki dwóm swoim właściwościom: pozwalają operatorowi na badanie urządzenia pod pełnym obciążeniem oraz pokazują anomalie temperaturowe, a przecież każda niestabilność w pracy urządzenia właśnie objawia się zmianą temperatury.

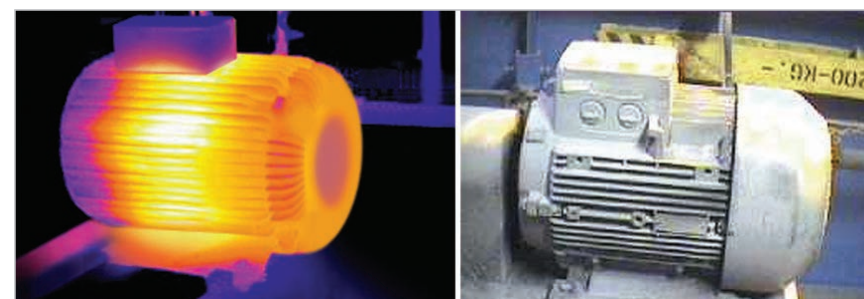


Fot. 1. FLIR E60

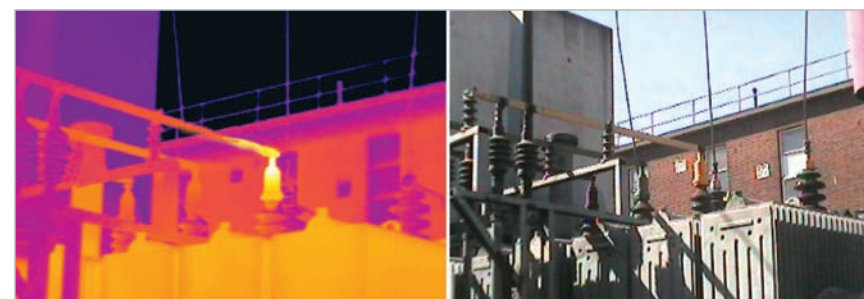


Fot. 2. FLIR T640

Oczywiście historycznie rzecz biorąc najwcześniejsze, a zarazem najszersze zastosowanie termowizja znajduje w układach elektrycznych, gdzie każda anomalia temperaturowa wiąże się z niewłaściwym montażem, nierównomiernym obciążeniem czy degradacją jakości danego elementu. Uszczegółowiając to zastosowanie możemy



Fot. 3. Silnik w trakcie pracy



Fot. 4. Transformator w trakcie pracy

powiedzieć, że termografia znajduje szerokie zastosowanie w całym łańcuchu dystrybucji energii elektrycznej, począwszy od elektrowni poprzez linie przesyłowe, podstacje, lokalne sieci elektryczne aż do końcowego użytkownika. Podstawowymi obiektami obserwacji w podczerwieni są napowietrzne linie przesyłowe, transformatory, układy tyrystorowe, wyłączniki, rozłączniki, odłączniki, bezpieczniki, silniki elektryczne i szeroko pojęte układy sterowania. Osobnym obszarem wykorzystania są układy mechaniczne, gdzie przez zwiększoną oporność układu lub nadmierne obciążenie dochodzi do niebezpiecznych przegrzewów, których efektem może być awaria, pożar lub zagrożenie życia. Przykładowe elementy badane kamerami to: łożyska, przekładnie, wymienniki ciepła, izolacje i wymurówki, szczelność zaworów, instalacje chemiczne (naprężenia termiczne) oraz ciepłownicze, paliwa alternatywne i ich transport i wiele innych.

Aktualnie szeroko rozwijającą się rodziną zastosowań jest wykrywanie gazów. W zasadzie każdy przemysł wykorzystuje jakieś gazy. Aktualne możliwości technologiczne pozwalają na redukcję niekontrolowanej emisji do atmosfery gazów węglowodorowych (metan, etan, propan, butan, LPG itd.), amoniaku, gazu SF₆ (niezwykle negatywnie wpływający na atmosferę), czy tlenku węgla (CO) który stanowi duże zagrożenie dla istot żywych. Jak widać technologia termowizyjna to idealne narzędzie w utrzymaniu ruchu z uwagi na swoje szerokie możliwości. Podsumowując pragniemy zwrócić uwagę na fakt, iż największe korzyści daje zastosowanie termografii do badań następujących kategorii urządzeń:



Fot. 5. Kamera termowizyjna FLIR T425

- wyposażenie specjalne, którego przestój powoduje wysokie straty w procesie produkcji,
- urządzenia średniego i wysokiego napięcia, których awaria może spowodować katastrofalne skutki o dużym zasięgu,
- starsze urządzenia, które nie przechodziły regularnych przeglądów,
- urządzenia pracujące w obszarach silnych wibracji (drgań), a więc szczególnie narażone są na utratę styczności połączeń.

Podstawowe zalety termowizji to:

- termograficzna kontrola urządzeń odbywa się podczas ich normalnej pracy, przy użyciu aparatury nie wymagającej bezpośredniego kontaktu z badanymi urządzeniami i stanowi nieniszczącą metodę testowania,
- uszkodzenia wykrywane są we wczesnej fazie ich powstawania, co pozwala jeszcze na uniknięcie poważniejszych awarii. Często „przegrzany” element może być łatwo naprawiony, podczas gdy w przypadku poważniejszego uszkodzenia konieczne jest już zastąpienie go nowym i złomowanie starego,
- wczesne wykrywanie uszkodzeń wpływa na poprawę możliwości planowania napraw i składania zamówień na nowe części.
- działania personelu remontowego podczas okresów wyłączeń poszczególnych urządzeń z eksploatacji mogą być lepiej zaplanowane a dostępne siły i środki wykorzystane w sposób bardziej efektywny.



Fot. 6. Pomiary kamerą termowizyjną



KAMERY IR/FLIR

Przedstawicielstwo Handlowe
Paweł Rutkowski
ul. Rakowiecka 39A/3,
02-521 Warszawa
tel. +48 22 849 71 90
faks +48 22 849 70 01
rutkowski@kameryir.com.pl
www.kameryir.com.pl



Tylko teraz
**roczny dostęp do wszystkich
płatnych treści**

97 zł



<https://wydawniczy.pl/32-dostep-online>

badania jakości energii elektrycznej

wymagania stawiane przyrządom pomiarowym

mgr inż. Krystian Szymaniec – Politechnika Opolska

Analiza jakości energii elektrycznej stanowi proces, którego miarą sukcesu nazwać można uzyskanie wyników w prawidłowo wykonanym badaniu oraz poprawnie przeprowadzoną ich interpretację w odniesieniu do założeń odpowiednich norm, np. PN-EN 50160 [1] lub przepisów techniczno-prawnych danego państwa. W zakresie jakości dostawy energii elektrycznej do podstawowych aktów prawnych obowiązujących w Polsce zalicza się ustawę Prawo energetyczne [2] oraz posiadające swe umocowanie w tej ustawie Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [3]. Efektem końcowym badania oraz analizy powinno być sformułowanie wniosków co do bieżącego stanu jakości energii na podstawie przyjętych kryteriów.

Przedstawienie wyników w formie spójnego i przejrzystego raportu z wykonanego badania stanowi dodatkowy atrybut procesu. Wnioskowanie co do przyczyn stwierdzonego stanu oraz próby rozwiązania problemów związanych z niską jakością energii stanowią odrębną problematykę i nie wchodzą w zakres zagadnień przedstawionych w niniejszym artykule, w którym opisano obecny stan wymagań, jakie stawia się analizatorom jakości energii elektrycznej.

wybór przyrządu pomiarowego

Dostępne na rynku analizatory jakości energii elektrycznej różnią się pomiędzy sobą ceną, wyposażeniem, cechami metrologicznymi oraz dużym wyborem dodatkowych funkcjonalności, stanowiących udogodnienia dla użytkownika, takich jak:

- możliwość odczytu bieżących informacji pomiarowych na wyświetlaczu analizatora,
- bezprzewodowa łączność z komputerem PC w zakresie małych odległości (do kilku metrów) realizowana poprzez przyłączany do komputera odbiornik radiowy,
- komunikacja za pośrednictwem sieci GSM,
- komunikacja radiowa poprzez sieć Wi-Fi, umożliwiającą zarówno bezpośrednie połączenie komputera z analizatorem, pracę w sieci lokalnej, jak również poprzez Internet,
- programowanie czasu wykonania pomiaru w celu jego automatycznego rozpoczęcia i zakończenia,

streszczenie

W artykule przedstawiono obecny stan wymagań dotyczących analizatorów jakości energii. Zwrócono uwagę na potrzebę certyfikacji przyrządów przez niezależne od producentów laboratoria. Opisano uregulowania w tym zakresie zamieszczone w najnowszych Polskich Normach dotyczących pomiarów jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających.

- przydzielanie odpowiedniej liczby zasobów pamięci wewnętrznej dla planowanego badania,
- możliwość zapisu danych na wymiennym nośniku pamięci,
- możliwość pracy przy niekorzystnych zewnętrznych warunkach atmosferycznych,
- funkcja antykradzieżowa i inne.

Wymienione powyżej udogodnienia niewątpliwie przyczyniają się do rozszerzenia zakresu zastosowań omawianych przyrządów, jednak podstawowe kryteria, determinujące jego wybór, związane są z celem, jaki przyświeca wykonywanym badaniom. Polska Norma PN-EN 61000-4-30 [4] definiuje trzy klasy pomiarowe dla każdego mierzonego parametru:

- klasa A (advanced – zaawansowany) używana w przypadku konieczności przeprowadzenia dokładnych pomiarów, np. dla celów kontraktowych, które wykonywane są podczas rozstrzygania sporów, weryfikacji z postanowieniami norm itp. Poczyniono również w [4] uwagę, że dowolne pomiary parametru przeprowadzone za pomocą dwóch różnych przyrządów spełniających wymagania klasy A i mierzących te same sygnały powinny dać zbieżne wyniki, mieszczące się w określonym przedziale niepewności,
- klasa S (serveys – oceny) używana do zastosowań statystycznych, takich jak analizy lub oceny jakości energii, również z ograniczoną liczbą parametrów. Pomimo że stosuje się te same czasy pomiarów jak w klasie A, wymagania dotyczące przetwarzania danych w klasie S są mniejsze,
- klasa B (basic – podstawowe), określona w celu umożliwienia stosowania wielu istniejących przyrządów o przestarzałej konstrukcji. Możliwym jest usunięcie tej klasy pomiarów z przyszłej edycji normy [4].

Norma [4] podaje również przedziały zmienności wielkości wpływających na wynik pomiaru. Przykładem niech będzie pomiar asymetrii napięcia zasilającego, który może podlegać negatywnemu oddziaływaniu, jeżeli przebieg czasowy tegoż napięcia jest w tym samym czasie zaburzony harmonicznymi. Wynik pomiaru danego parametru powinien być zawarty w określonym przedziale niepewności w sytuacji, gdy pozostałe parametry mieszczą się w przedziałach zmienności opisanych w pkt 6 normy [4]. Poza tym producent sprzętu pomiarowego jest zobowiązany do określenia wielkości, które nie są wyraźnie podane w [4], lecz mogą pogorszyć działanie przyrządu.

W normie [4] zdefiniowano następujące parametry jakości energii elektrycznej:

- częstotliwość,
- wartość napięcia zasilającego,
- wahania napięcia,
- zapady i wzrosty napięcia zasilającego,
- przerwy w zasilaniu,
- napięcia przejściowe,

- asymetria napięcia zasilającego,
- harmoniczne napięcia,
- interharmoniczne napięcia,
- napięcia sygnalizacyjne w napięciu zasilającym,
- szybkie zmiany napięcia (RVC – rapid voltage changes),
- pomiar parametrów dla odchyień w górę i w dół (wyrażona w procentach U_{din} – deklarowanego napięcia wejściowego).

Dla wymienionych powyżej parametrów zamieszczono w [4] informacje dotyczące wymagań trzech klas pomiarowych A, S, B w zakresie:

- metody wykonania pomiaru,
- niepewności pomiaru w dopuszczalnym zakresie zmian wielkości wejściowej,
- oceny pomiaru,
- szczegółów związanych z procesem agregacji czasowej.

Informacja, że przyrząd pomiarowy spełnia wymogi danej klasy pomiarowej, powinna zawierać również akceptowany zakres deklarowanego napięcia wejściowego – U_{din} i związaną z nim częstotliwość, konieczne akcesoria lub opcje, które mogą być wymagane, oraz listę parametrów wraz ze sprawdzoną klasą dla każdego parametru. Przykładem dodatkowego wyposażenia może być zewnętrzny synchronizator, np. odbiornik sygnału atomowego wzorca czasu GPS. Jego zastosowanie umożliwia uzyskanie wymaganej dokładności wewnętrznego zegara czasu rzeczywistego analizatora i tym samym spełnienie warunku dopuszczalnej niepewności RTC (Real Time Clock). Wynosi ona ± 20 ms w całkowitym przedziale czasu pomiaru przy częstotliwości $f = 50$ Hz oraz $\pm 16,7$ ms dla $f = 60$ Hz. Dopuszcza się rozwiązania, w których przyrząd mierzy parametry jakości z zastosowaniem różnych klas pomiarowych, jednak najkorzystniejszą sytuacją jest zastosowanie jednej klasy do wszystkich parametrów.

Na uwagę zasługuje aktualny stan prawny w Polsce, określający użytkowanie analizatorów jakości energii. Przepisem prawa, regulującym między innymi zagadnienia związane z prawną kontrolą metrologiczną przyrządów pomiarowych, jest Ustawa z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach [5]. W art. 8 rozdziału 3 ustawy [5] znajduje się zapis dotyczący przyrządów pomiarowych, które mogą być stosowane przy pobieraniu opłat, podatków i innych należności budżetowych oraz ustalania opustów, kar umownych, wynagrodzeń i odszkodowań, a także przy pobieraniu i ustalaniu podobnych należności i świadczeń. Przyrządy tego typu po dokonaniu oceny zgodności z zasadniczymi wymaganiami na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności [6], podlegają prawnej kontroli metrologicznej realizowanej przez:

zatwierdzenie typu przyrządu pomiarowego na podstawie badania typu – przed wprowadzeniem typu przyrządu pomiarowego do obrotu lub legalizację pierwotną albo legalizację

jednostkową – przed wprowadzeniem danego egzemplarza przyrządu pomiarowego do obrotu lub użytkowania, a także legalizację ponowną – w stosunku do przyrządów pomiarowych wprowadzonych do obrotu lub użytkowania.

Jako warunek objęcia prawną kontrolą metrologiczną, ustawa [5] nakazuje określenie przyrządu pomiarowego w rozporządzeniu wydanym na jej podstawie. Jest nim Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 grudnia 2007 r. w sprawie przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli [7]. Zgodnie z ustaleniami zamieszczonymi w [7], zakres prawnej kontroli metrologicznej może się różnić i jest uzależniony od rodzaju przyrządu, np. dla liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennej, do stosowania w gospodarstwach domowych, w usługach i handlu oraz w przemyśle drobnym, po wprowadzeniu do obrotu lub użytkowania przewiduje się wyłącznie legalizację ponowną. W treści rozporządzenia [7] nie występują przyrządy pomiarowe przeznaczone do analizy jakości energii elektrycznej, skutkiem czego nie podlegają one prawnej kontroli metrologicznej. W tym miejscu autor artykułu pragnie zwrócić uwagę na regulacje zawarte w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną [8]. Przewiduje ono, w przypadku niedotrzymania określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych poziomów odchyień napięcia od napięcia znamionowego, udzielenie odbiorcy odpowiedniej bonifikaty. Rozporządzenie [8] kategoryzuje przypadki wniosków o bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej na dwie grupy:

jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10% – odbiorcy przysługuje bonifikata WUT [zł] w okresie doby, w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left(\frac{\Delta U}{10\%} \right)^2 \cdot A_T \cdot C_T \quad (1)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- DU – wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego, w [%],
- AT – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby (w jednostkach energii),
- CT – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy [2], obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego (w zł za jednostkę energii),

jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10% – bonifikatę oblicza się według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \cdot C_T \cdot b_{iT} \cdot t_T \quad (2)$$

gdzie dodatkowe symbole oznaczają:

brT – wielkość bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby, wynoszącą 10,00 zł/godzinę,

tT – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchyień napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby (w godzinach).

W celu określenia rzeczywistej odchyłki napięć, stanowiących podstawę do rozpatrzenia wniosku o bonifikatę z tytułu przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć, zachodzi potrzeba wyznaczenia 95% wartości ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięć zasilających w przedziale tygodnia. Funkcjonalność tę posiadają, przeznaczone do dokładnych badań dla celów kontraktowych, analizatory jakości energii elektrycznej spełniające wymogi klasy A, określone w normie [4].

Również w przypadku potrzeby rozstrzygnięcia sporów kontraktowych, konieczne może się okazać wykonanie badania jakości energii w zakresie parametrów zdefiniowanych w rozporządzeniu [3], z zastosowaniem analizatora klasy A.

Można więc zauważyć pewną niespójność unormowań w tym zakresie, ustawa [5] nakazuje bowiem objęcie prawną kontrolą metrologiczną przyrządów pomiarowych przeznaczonych do tego typu pomiarów, jednak analizatory jakości energii nie występują w rozporządzeniu [7], skutkiem czego nie są one objęte prawną kontrolą metrologiczną.

Istnieją wskazania co do metod pomiarowych, jakie powinny znaleźć zastosowanie w analizatorach, dokładności pomiarów, agregacji czasowej. Unormowania te zawarte są m.in. w normach PN-EN 61000-4-30 [4] i PN-EN 61000-4-7 [9] oraz PN-EN 61000-4-15 [10]. Norma [4] podaje w załączniku C propozycje w zakresie sprawdzenia implementacji właściwych metod pomiarowych, dotyczących pomiarów i badań:

- zapadów napięcia,
- poprawności wyznaczania wartości skutecznej napięcia w każdym okresie,
- sprawdzenia, czy prawdziwa wartość skuteczna jest uaktualniana co pół okresu,
- sprawdzenia, czy półokresy są synchronizowane niezależnie w każdym kanale pomiarowym,
- określenia poprawności wyznaczenia amplitudy i czasu trwania zapadu w przypadku pomiarów w układach wielofazowych.

Podane informacje stanowią jedynie pewne sugestie co do sposobów potwierdzenia zaimplementowanych w przyrządach metod pomiarowych. Sprawdzenie wszystkich parametrów

może się wiązać z koniecznością zastosowania w testach setek przebiegów nieustalonych lub też sprawdzenie zaimplementowanej w urządzeniu metody może wymagać szczegółowej walidacji oprogramowania sprzętowego. Formułuje się również stwierdzenie, że dla pewnych parametrów, w kilku klasach, niektóre dane powinny zostać podane przez producenta. W konsekwencji, badanie zgodności z tym rodzajem wymagań polega na sprawdzeniu zgodności z opublikowaną specyfikacją techniczną. Norma [4] nie zawiera pełnej listy badań sprawdzających poprawność metod zastosowanych w przyrządach pomiarowych. Zadanie to pozostawia się dla odpowiednich norm wyrobów, których publikację przewiduje w przyszłości.

W kontekście opisanych powyżej braków w unormowaniach z zakresu badań potwierdzających klasy analizatorów jakości energii elektrycznej zrozumieniu ulega fakt braku procedur stanowiących podstawę wzorcowania tego typu przyrządów w pełnym zakresie zaimplementowanych metod pomiarowych. Równocześnie zrozumiałą staje się przyczyna wyłączenia analizatorów jakości energii z grupy przyrządów pomiarowych objętych prawną kontrolą metrologiczną.

Dotychczasową lukę w dziedzinie certyfikacji analizatorów jakości energii stara się wypełnić organizacja Power Standard Lab [11], oferując wykonanie badań analizatorów jakości energii w celu potwierdzenia zgodności zastosowanych metod pomiarowych z wymaganiami zawartymi w IEC 61000-4-30:2008 [12]. Zgodnie z informacją PSL wydanie certyfikatu często poprzedzone jest wykonaniem pierwszego badania, ujawniającego konieczność wprowadzenia zmiany w oprogramowaniu sprzętowym. Następnym krokiem jest dokonanie przez dostawcę przyrządu, wskazanych przez laboratorium modyfikacji. Po pomyślnym zakończeniu wszystkich przewidzianych badań PSL wystawia certyfikat zgodności (**rys. 1.**), potwierdzający klasę przyrządu pomiarowego dla poszczególnych parametrów. W niektórych przypadkach jeden certyfikat może zawierać różne klasy pomiarowe dla różnych parametrów.



Rys. 1. Przykładowy certyfikat zgodności [11]



Rys. 1. Informacja o akredytacji PSL [11]

Należy jednak podkreślić, że Power Standard Lab kierując się treścią normy [12], informuje o braku akredytacji dla wykonywanych pomiarów. Testy oraz przebiegi sygnałów stosowanych w trakcie badań stanowią opracowania PSL. W dokumencie pokazanym na rysunku 2. znaleźć można zapis o posiadanej akredytacji, jednak jak wynika z treści dokumentu, nie jest ona udzielona przez zewnętrzną jednostkę akredytującą, a jedynie przez samo PSL.

Sytuację związaną z certyfikacją opisywanych przyrządów zmieniają, zatwierdzone 25 sierpnia 2014 r. przez Prezesa Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, normy:

- PN-EN 62586-1:2014-08 Pomiar jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających. Część 1: Przyrządy do pomiaru jakości energii (PQI) [13],
- PN-EN 62586-2:2014-08 Pomiar jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających. Część 2: Badania funkcjonalne oraz wymagania dotyczące niepewności [14].

Pierwsza część opublikowanej normy PN-EN 62586 określa wymagania dotyczące charakterystyki produktu dla instrumentów, których funkcje obejmują pomiary, rejestrację, jak również umożliwiają monitorowanie parametrów jakości energii elektrycznej w systemach zasilania, których metody pomiarowe (klasy A oraz klasy S) są określone w IEC 61000-4-30 [12] i tym samym w [4]. Znaleźć można tu szczegółowe wskazania co do oznaczeń, używanej terminologii, skrótów i symboli. Poza podziałem na przyrządy klasy A oraz klasy S, przedstawiono również podział dotyczący środowiska elektromagnetycznego, posługując się definicjami zaczerpniętymi z IEC 61000-6-5 [15]. Zastosowano określenia:

- środowisko H – występuje m.in. w takich obiektach jak stacje wysokiego napięcia, piece łukowe,
- środowisko G – dla stacji średnich i niskich napięć z wykluczeniem zastosowań przemysłowych,
- pozostałe typy środowisk opisane w tabeli 4. oraz w tabeli 5. [13].

Dodatkowo funkcjonujące podziały dotyczą przeznaczenia analizatorów. Wymienia się przyrządy przeznaczone do zabudowy stałej oraz przenośne, zarówno do zastosowań wewnętrznych lub na zewnątrz obiektów.

W treści dokumentu poza wymaganiami środowiskowymi opisano główne założenia towarzyszące projektowaniu i budowie analizatorów jakości energii, a także zamieszczono informacje dotyczące wykonywania niektórych z testów. Należą do nich m.in. testy bezpieczeństwa, kompatybilności elektromagnetycznej, środowiskowych (klimatycznych) warunków pracy urządzeń oraz mechaniczne. Norma [13] w dużej mierze odgrywa rolę przewodnika, podając w opisach wymagań odwołania do innych dokumentów zawierających szczegóły procedur testowych, w niektórych przypadkach przedstawia również kryteria, jakie podczas badań należy spełnić. W treści dokumentu [13] znajdziemy również uregulowanie istotnej kwestii certyfikacji. Przypomina on o ważnym rozróżnieniu stosowanych terminów, podkre-

ślając, że certyfikat jest dostarczany przez „stronę trzecią” (np. laboratorium wykonujące badania), zaś deklarację składa producent urządzenia. Jako przykład dokumentu stanowiącego podstawę do składania deklaracji i przeprowadzania certyfikacji przedstawia się IEC 62586-2. Powinność określenia zasad ponownej weryfikacji oraz kalibracji urządzeń pomiarowych przypisuje się producentowi przyrządu pomiarowego.

Szczegółowy opis badań funkcjonalnych i wymagań dotyczących niepewności zawarty w [14] przeznaczony jest dla analizatorów jakości energii o zaimplementowanych metodach pomiarowych klas A i S. Stanowi on publikację umożliwiającą przeprowadzenie badań na podstawie precyzyjnie sformułowanych kryteriów. Przedstawione zostały również sygnały testowe przeznaczone do zastosowania podczas badań. W niektórych przypadkach, jak np. flickera, poleca się przeprowadzenie testu zgodnie z istniejącymi wskazaniem, zawartymi w IEC 61000-4-15, tożsamą z [10].

Nietrudno zauważyć, że w obydwu częściach normy PN-EN 62586 (części 1 i 2) brak odniesienia do klasy B przyrządów pomiarowych. Metody klasy B nie są zalecane w nowych konstrukcjach analizatorów. Klasa ta została określona dla umożliwienia stosowania przyrządów o przestarzałej konstrukcji, w przyszłej edycji [12] można się spodziewać jej braku.

W tym miejscu warto również przywołać pierwsze w Polsce wydarzenie naukowe w dziedzinie badań porównawczych analizatorów jakości energii klasy A, jakie miało miejsce w Krakowie, 23 października 2014 r., pod nazwą „Piknik Jakości Energii”. Organizatorami wydarzenia byli: TAURON Dystrybucja S.A. w Krakowie oraz Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie – Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Patronat honorowy objął Urząd Regulacji Energetyki. Do badań zgłoszono 14 typów analizatorów, które poprzez przyłączenie do wspólnego sygnału napięciowego poddano działaniu sygnałów testowych generowanych przez wysokiej klasy generator laboratoryjny. Sygnały te zostały opracowane przez specjalistów AGH oraz TAURON Dystrybucja S.A., kierujących się wymaganiami norm: [4], [13], [14]. Efektem końcowym, zgodnie z zapowiedzią organizatorów, będzie raport podsumowujący wyniki eksperymentu, którego publikację przewiduje się na stronie internetowej wydarzenia: www.piknikjee.pl [16].

podsumowanie

Obserwując rozwój analizatorów jakości energii zauważyć można tendencje do zachowania na rynku dwóch klas pomiarowych A i S, służących odpowiednio celom kontraktowym i pomiarom statystycznym. Pomimo zastosowania tych samych czasów pomiarów, klasa S cechuje się mniejszymi wymaganiami w zakresie przetwarzania danych. Analizatory o klasie B stanowiące najczęściej przyrządy starszej konstrukcji, charakteryzujące się metodami pomiarowymi oraz

czasami agregacji definiowanymi przez producenta, stanowią grupę potencjalnie możliwą do wycofania z kolejnych edycji normy [4].

Dbłość o poprawne wykonanie badań jakości energii powinna przejawiać się w umiejętności doboru właściwej klasy przyrządu pomiarowego, przyłączeniu analizatora w sposób zapewniający uzyskanie miarodajnych wyników. Rozumieć przez to należy np. kolejność faz zapewniającą poprawność wyznaczania asymetrii, odpowiednią konfigurację kanałów napięciowych i prądowych w przypadku pomiarów prądów i mocy.

Ważnym zagadnieniem jest również zapewnienie zastosowania odpowiednich metod pomiarowych i wymaganych poziomów niepewności pomiarowej, co potwierdza certyfikacja przyrządów w zakresie opisanym w artykule. Jak widać tematyka ta dynamicznie się rozwija, czego przejawem jest opublikowanie norm [13], [14]. W opinii autora otwiera to dalszą drogę do przyjęcia reguł badań analizatorów jakości energii dla niezależnych laboratoriów, potwierdzających klasę przyrządów, a w dalszej perspektywie do umożliwienia wzorcowania w szerokim zakresie wielkości. Działania te w przyszłości mogą przynieść skutek w postaci objęcia tego rodzaju przyrządów prawną kontrolą metrologiczną, co wydaje się postępowaniem nie tylko korzystnym, ale również oczekiwanym.

literatura do artykułu na
elektro.info.pl

Odwiedź nową stronę **elektro.info.pl**
i sprawdź czy przeczytałeś już nasze
elektryczne **ebooki!**



Bezpłatnie

POBIERZ



na **elektro.info.pl**



Oświetlenie



Kable
i przewody



Ochrona
odgromowa
i przeciwprzepięciowa



Zasilacze UPS
i zespoły
prądotwórcze



Inteligentny
budynek
i elektromobilność



Sterowniki PLC,
enkodery,
pulpity
sterownicze



Rozdzielnice,
transformatory,
stacje
transformatorowe



Miernictwo
i termowizja

Zobacz i zamów
nasze ebooki!



60 zł

Egzamin kwalifikacyjny
Grupa 1 Urządzenia,
instalacje i sieci
elektroenergetyczne



75 zł

Ochrona
przeciwporażeniowa
oraz dobór przewodów
i ich zabezpieczeń
w instalacjach
elektrycznych
niskiego napięcia



55 zł

Wytyczne opracowywania
instrukcji bezpieczeństwa
pożarowego



35 zł

Bezpieczeństwo
i Higiena Pracy
przy pracach
elektrycznych



28 zł

Wzajemne sytuowanie
obiektów budowlanych
i sieci elektroenergetycznych



52 zł

Wymagania
techniczne dla
instalacji elektrycznych
niskiego napięcia
w budynkach

Więcej ebooków znajdziesz na naszej stronie

ksiegarniatechniczna.com.pl

liczniki energii elektrycznej a dyrektywa MID

mgr inż. Karol Kuczyński

Liczniki energii elektrycznej są przyrządami pomiarowymi przeznaczonymi do pomiarów energii w jednofazowych lub trójfazowych sieciach energetycznych z jednoczesną prezentacją mierzonych wielkości. Mogą być stosowane do rozliczeń z zakładami energetycznymi, do kontroli procesów przemysłowych, do rozliczeń podnajemców oraz jako element systemów zarządzania energią. Najnowsze inteligentne liczniki umożliwiają płacenie za faktycznie zużytą energię elektryczną, kontrolę sposobu jej wykorzystania czy też kupowanie energii w systemie przedpłaconym (tzw. pre-paid). Dzięki nowym licznikom zakład energetyczny szybciej będzie mógł rozpoznać oraz usunąć awarię. Trwająca w Polsce i Europie wymiana liczników ma się zakończyć do 2020 roku.

W zależności od zasady działania i konstrukcji liczniki energii dzieli się na dwie podstawowe grupy: liczniki elektromechaniczne i liczniki elektroniczne [1, 3]. W Polsce najbardziej są rozpowszechnione liczniki elektromechaniczne. Jednakże ze względu na ich nie najlepsze parametry (głównie duży pobór mocy) są one coraz częściej zastępowane przez mikroprocesorowe liczniki cyfrowe. Często są one wyposażone w cyfrową transmisję mierzonych wartości. Wbudowany interfejs RS-485/Modbus lub nadajnik radiowy umożliwia ciągły monitoring, archiwizację danych oraz wizualizację i raportowanie.

Licznik może być włączony do sieci: bezpośrednio lub pośrednio za pomocą przekładników prądowego i napięciowego. Przy włączeniu bezpośrednim liczniki jednofazowe produkowane są na prądy znamionowe (bazowe) 5, 10, 15 i 20 A oraz na napięcia 230 i 400 V. Natomiast do współpracy z przekładnikami prądowymi i napięciowymi najczęściej produkowane są liczniki o prądzie 5 A i napięciu 100 V [1, 3].

Niektóre obecnie produkowane liczniki są odporne na działanie silnych zewnętrznych pól magnetycznych. Mimo oddziaływania tego pola licznik poprawnie wskazuje pobór energii oraz rejestruje obecność pola magnetycznego wraz z przesłaniem alarmu przez interfejs przewodowy lub bezprzewodowy. Umożliwia to wyeliminowanie zjawiska wykorzystania magnesów neodymowych do fałszowania wskazań liczników.

liczniki elektroniczne

Liczniki elektroniczne mają najlepsze właściwości metrologiczne. Pozwalają one uzyskać błędy pomiaru nawet na poziomie 0,02%,

choć większość liczników do zastosowań domowych i przemysłowych jest budowana zgodnie z normą PN-EN 62053 w klasach 2 i 1 oraz odpowiadające im klasy A i B zgodnie z PN-EN 50470. Oprócz pomiaru energii umożliwiają one pomiary szeregu innych wielkości, np. mocy, prądu, napięcia i częstotliwości. Może być również rejestrowana całkowita energia pobierana w określonym czasie, np. kwadrans, godziny czy doby oraz jej wartość maksymalna i minimalna. Zastosowanie mikroprocesora umożliwia też obliczenie należności za zużytą energię, po wprowadzeniu odpowiednich taryf. Wyniki pomiarów mogą być przesyłane na odległość, do komputera, celem przeprowadzenia dalszej ich obróbki lub do centralnego punktu rejestracji, np. rozdzielni czy zakładu energetycznego.

Ze względu na budowę liczniki elektroniczne można podzielić na dwie grupy: liczniki z bezpośrednim przetwarzaniem analogowo-cyfrowym A/C sygnałów prądowych i napięciowych oraz liczniki z przetwarzaniem napięcia na częstotliwość [3]. Licznik elektroniczny o wielu taryfach może być dołączony do komputerowego systemu zdalnych pomiarów energii i średniej mocy. W liczniku elektronicznym realizowane są dwie operacje [3]:

- mnożenie wartości napięcia i prądu w celu otrzymania wielkości zależnej od mocy,
- całkowanie funkcji mocy w celu uzyskania wielkości proporcjonalnej do mierzonej energii. Układ, w którym następuje mnożenie napięcia i prądu może być układem analogowym lub układem cyfrowym. Mnożenie sygnałów analogowych napięcia i prądu może być zrealizowane np. za pomocą układu TDM działającego na zasadzie modulacji czasu trwania impulsów i modulacji ich amplitudy lub może być zastosowany mnożnik hallotronowy.

W przypadku mnożnika cyfrowego, sygnały analogowe napięcia i prądu są przetworzone przez przetworniki A/C w postać cyfrową, a następnie odpowiednie próbki tych sygnałów są wymnażane przez siebie. Liczniki z przetwarzaniem A/C nazywane są licznikami cyfrowymi. Schemat blokowy elektronicznego licznika z mnożnikiem TDM przedstawiono na **rysunku 1**.

Liczniki z układem mnożącym TDM są obecnie przez wiele firm najczęściej produkowanymi licznikami. Wynika to między innymi z faktu, że mnożniki TDM umożliwiają



Rys. 1. Schemat blokowy licznika elektronicznego [3]

osiągnięcie dużej dokładności mnożenia, a także charakteryzują się małą wrażliwością na zmianę parametrów elementów składowych.

Liczniki elektroniczne, podobnie jak liczniki elektromechaniczne charakteryzuje się przez podanie stałej, określającej liczbę impulsów przypadających na jednostkę energii. Stała ta dla typowych liczników elektronicznych ma wartość zawartą w przedziale 500–10 000 imp/kWh. Liczniki elektroniczne budowane są jako jednofazowe oraz jako trójfazowe o dwóch lub trzech przetwornikach mocy, współpracujących z jednym licznikiem impulsów, wskazującym łączną energię trzech faz.

dyrektywa MID

Decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w dniu 31 marca 2004 r. została ustanowiona dyrektywa o przyrządach pomiarowych, zwana potocznie MID (skrót pochodzi od angielskich słów – Measuring Instruments Directive). Dyrektywa ta obejmuje między innymi kategorie przyrządów pomiarowych, takie jak liczniki energii elektrycznej czynnej. MID należy do grupy dyrektyw nowego podejścia, wdrażających system oceny zgodności, zastępujący – w przypadku przyrządów pomiarowych – dotychczasowy system prawnej kontroli metrologicznej, w zakresie zatwierdzenia typu i legalizacji pierwotnej. Dyrektywa została ogłoszona w Dzienniku Urzędowym UE Nr L135 w dniu 30 kwietnia 2004 r. W języku polskim dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, polskie wydanie specjalne, rozdział 13, tom 34 [4].

W związku z wejściem dyrektywy MID do 29 października 2006 r. przyrządy pomiarowe objęte dyrektywą podlegały zatwierdzeniu typu przez prezesa Głównego Urzędu Miar i legalizacji pierwotnej, dokonywanej przez organy administracji miar. W związku z tym od dnia 30 października 2006 r. nowe typy przyrządów pomiarowych objętych dyrektywą mogą być wprowadzane do obrotu lub użytkowania wyłącznie po dokonaniu oceny zgodności [4].

Dziesięciolecie od 30 października 2006 r. do 29 października 2016 r. to okres przejściowy, w którym obowiązywać będą jednocześnie stare i nowe zasady wprowadzania przyrządów pomiarowych do obrotu lub użytkowania – stare wobec przyrządów pomiarowych posiadających ważną decyzję zatwierdzenia typu, wydaną przed 30 października 2006 r. i nowe – dotyczące przyrządów pomiarowych poddanych ocenie zgodności od 30 października 2006 r. Przyrządy pomiarowe, posiadające ważną decyzję zatwierdzenia typu, mogą być produkowane i poddawane legalizacji pierwotnej przez organy administracji miar oraz podmioty upoważnione aż do wygaśnięcia

terminu ważności tej decyzji (ale nie dłużej niż do 29 października 2016 r.). Nowe konstrukcje przyrządów pomiarowych, zgłaszane od 30 października 2006 r., poddane będą ocenie zgodności. Wynika stąd, że od 30 października 2016 r. wszystkie przyrządy pomiarowe objęte dyrektywą MID podlegać będą wyłącznie ocenie zgodności [4].

Aktualnie trwają prace nad nowelizacją obowiązującego Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego, oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych (DzU z 2008 nr 11, poz. 63).

W tym miejscu należy też poruszyć kwestię, że deklaracja MID nie obejmuje liczników klasy 0,2 a prezes GUM „utracił kompetencje” do wydawania nowych zatwierdzeń typu lub aktualizacji istniejących. Powstała więc pewna luka w prawie. W praktyce oznacza to, że liczniki klasy 0,2 mogą być legalizowane na podstawie zatwierdzeń typu wydanych przed 30 października 2006 r. Jednakże od tego czasu wykonania sprzętowe takich liczników uległy znacznej modernizacji i unowocześnieniu, a formalnie takie nowoczesne liczniki nie powinny być objęte starym zatwierdzeniem typu. Oznacza to w praktyce, że w Polsce należy albo instalować archaiczne produkty sprzed ponad 6 lat albo nic nie instalować w zakresie klasy 0,2. Poza tym, nawet jeżeli jakiś licznik ma Zatwierdzenie Typu wydane przed 30 października 2006 r., to w ciągu najbliższych 2 lat ulegnie ono przedawnieniu [5].

Niestety w tym przypadku panuje wolność gospodarcza, co oznacza właściwie brak jakichkolwiek regulacji dla tego ważnego zakresu pomiarów oraz poważne problemy i niejednoznaczności w przypadku wymogu rozliczania się w oparciu o klasę 0,2. Wiele instrukcji ruchu i eksploatacji jak i operatorów energetycznych mówi wprost o stosowaniu liczników klasy 0,2. Warto zwrócić uwagę, że niemiecki odpowiednik GUM, czyli PTB, widząc lukę w prawie, podtrzymał wydawanie Zatwierdzeń Typu dla liczników klasy 0,2. Może analogicznym rozwiązaniem byłoby stworzenie możliwości aktualizacji lub wydawania nowych Zatwierdzeń Typów dla liczników klasy 0,2 nie objętych dyrektywą MID, tym samym dopuszczając prawną kontrolę metrologiczną tych urządzeń, przynajmniej na okres przejściowy, do momentu, gdy organizacja MID opracuje wytyczne dla klasy dokładności 0,2. Pozwoli to na prawne uregulowanie sposobu opomiarowania klasy 0,2 stosowanego w tak istotnych obszarach gospodarki energetycznej, jak wymiana graniczna, wymiana między spółkami, przesył i generacja energii oraz zakup energii przez spółki energetyczne [5].

MeternetPRO – system zdalnego odczytu, rejestracji danych oraz sterowania i powiadamiania

F&F Pabianice

Wiele ostatnio mówi się o poprawie efektywności energetycznej oraz energii odnawialnej w kontekście redukcji gazów cieplarnianych i rosnących kosztów energii. W silnie konkurencyjnym otoczeniu przedsiębiorstwa wykazują dużą determinację do zmian prowadzących do optymalizacji kosztów, co zapewnić ma im zachowanie przewagi konkurencyjnej, wynikającej np. z przyjętej strategii przewagi kosztowej.

Obserwacja, analiza, optymalizacja...

Monitoring zużycia energii elektrycznej w firmie, zakładzie przemysłowym lub np. w centrach handlowych poprzez zintegrowane sieci wymiany danych prowadzi do skrócenia czasu odczytów i automatyzacji rozliczeń finansowych, pozwala na wszechstronną analizę danych historycznych, ich interpretację oraz różnorodne zestawienia i raporty. Wyniki wskazań liczników wspomagają procesy decyzyjne w zakresie modernizacji i rozbudowy istniejącej infrastruktury. Pozwalają na szybką identyfikację awarii sieci zasilającej lub kontrolowanej maszyny, prowadząc w efekcie do optymalizacji gospodarki remontowej i redukcji kosztów wynikających z przymusowych przestojów produkcyjnych. Prowadzone pomiary i ciągła analiza zużycia pozwala podjąć decyzję o zmianie taryfy na taką, która jest bardziej odpowiednia dla odbiorcy i pozwala zmniejszyć opłaty za zużycie energii. Racjonalne wykorzystanie urządzeń pozwala na ograniczenie mocy szczytowej, co w efekcie prowadzi do zmniejszenia limitu mocy przydzielonej.

MeternetPRO, a poprawa efektywności energetycznej.

MeternetPRO wpisuje się w ideę efektywnego wykorzystania energii i poprawy efektywności energetycznej. System umożliwia zdalny odczyt wskazań liczników, multimetrów, przetworników pomiarowych, modułów rozszerzeń i innych urządzeń pomiarowych wykorzystujących do komunikacji dwa najbardziej popularne protokoły komunikacji – Modbus RTU, Modbus TCP, M-Bus, DLMS. Wymiana danych pomiędzy urządzeniami realizowana jest za pośrednictwem sieci RS-485, M-Bus lub sieci LAN.

Program zainstalowany jest na specjalnym serwerze sprzętowym MT-CPU-1 pracującym w komputerowej sieci lokalnej LAN. Programowy interfejs użytkownika ma postać aplikacji WEB (strony internetowej). Dostęp do programu możliwy jest z poziomu dowolnej przeglądarki internetowej. W przypadku sieci LAN z publicznym adresem IP lub sieci VPN system MeternetPRO pozwala na odczyt danych i konfigurację przez internet.

Architektura systemu

Urządzenie MT-CPU-1 jest jednostką centralną, która zarządza systemem – odpytuje urządzenia, dokonuje archiwizacji danych i zarządza ich dystrybucją. CN-ETH-485 to konwerter umożliwiający podłączenie urządzeń pomiarowych sieci RS-485, np. liczników, multimetrów przetworników pomiarowych i modułów rozszerzeń do sieci LAN.

Graficzny interfejs GUI pozwala użytkownikowi na pełną personalizację prezentacji wyników, pozwala w łatwy i intuicyjny sposób dodawać urządzenia z oferty F&F np. przetworników temperatury, wilgotności, liczników wody, ciepła, gazu.

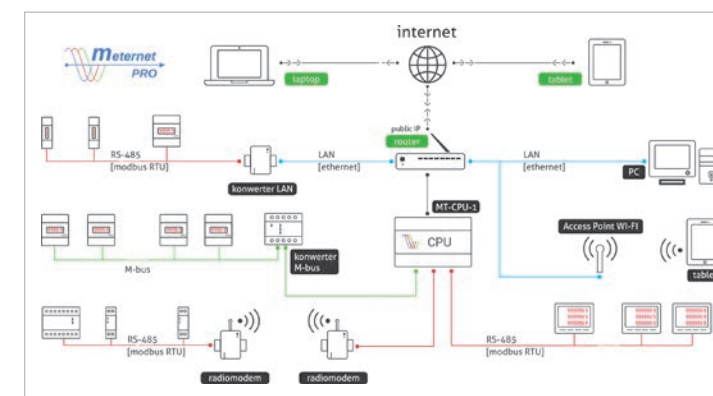
Największą przewagą interfejsu Meternet PRO jest fakt, iż do konfiguracji i zmiany ustawień nie jest wymagana znajomość programowania.

Urządzenia pomiarowe

Liczniki cyfrowe i multimetry będące w ofercie F&F wyposażone są w mikroprocesory i systemy elektroniczne pozwalające na pomiar wielu wartości jednocześnie. Ich podstawową przewagą nad licznikami indukcyjnymi jest ich dokładność i możliwość odczytu zdalnego. Posiadają zintegrowane programowe i sprzętowe interfejsy komunikacyjne np. Modbus i M-Bus, pozwalające na odczytywanie danych za pomocą sieci komunikacyjnych. Zapis pomiarów w pamięci nieulotnej liczników cyfrowych zapobiega ich utracie w przypadku zaniku zasilania. Liczniki pozwalają na prezentację wartości mierzonych zarówno w trybie cyklicznym, jak również krokowym.

Do głównych funkcji cyfrowych liczników z komunikacją należą:

- pomiar wielu wartości głównych: energia czynna, bierna, pobrana, oddana,



Schemat ideowy układu pomiarowego MeternetPRO



GUI – interfejs programowy MeternetPRO



3. Dwukierunkowy licznik zużycia energii czynnej i biernej z analizą parametrów sieci

- monitoring bieżących parametrów sieci: prądy, napięcia, moce czynna, bierna, pozorna,
- współczynniki mocy, harmoniczne THD,
- Liczniki posiadają certyfikaty na zgodność z MID.

Główne cechy systemu:

- zdalny dostęp z sieci lokalnej poprzez ethernet i zdalnie poprzez internet,
- brak licencji stanowiskowych, dowolna liczba użytkowników,
- obsługiwane protokoły: Modbus RTU, Modbus TCP, M-Bus, DLMS,
- porty: Ethernet RJ-45, RS-485, USB×4,
- podgląd wydajności i poprawności pracy systemu,
- raporty – podgląd bieżących i archiwalnych rejestrowanych wartości (tabela wyników, wykresy),
- możliwość filtrowania danych na potrzeby szczegółowych analiz,
- edycja zakresów czasowych np. do rozliczenia abonenckich zużycia energii,
- pulpit (dashboard) – prezentacja mierzonych wartości w postaci wskaźników graficznych, panele sterowania (webscada),
- widgets – wskaźniki graficzne w postaci wykresów wskazówkowych, słupkowych, trendy,
- konfiguracja systemu nie wymaga od użytkownika umiejętności programowania, definiowanie nazw urządzeń, nastawy systemowe,
- eksport danych – bezpośredni zapis do pliku CSV, zewnętrzne bazy danych Postgre SQL / MSSQL / ORACLE,
- moduł programowy „matematyka” – możliwość przekształceń algebraicznych czytanych wartości,
- integracja z urządzeniami obcymi, takimi jak: liczniki wody, gazu, itp.,
- sterowanie w trybie ręcznym i automatycznym, (próg, histereza, strażnik mocy),
- alarmy i powiadamiania e-mail i sms,
- funkcja różniczkowania pozwala na przekształcenie wartości zużycia energii elektrycznej wyrażonej w kWh na moc chwilową wyrażoną w kW. W efekcie otrzymujemy graficzny profil poboru mocy pozwalający na śledzenie trendów i wyznaczenie szczytów mocy pobieranej.



F&F Pabianice
ul. Konstantynowska 79/81
Polska
www.fif.com.pl
www.meternetpro.pl

reklama

ELEKTRO·INFO

Specjaliści dla specjalistów

Niewyczerpane źródło fachowej wiedzy na temat zagadnień związanych z elektrotechniką i elektroenergetyką

elektro.info.pl



GROMADZIMY



TWORZYM Y



DOSTARCZAMY

**rzetelne
informacje**



inteligentne cyfrowe liczniki energii elektrycznej jako element systemu Smart Power Grids

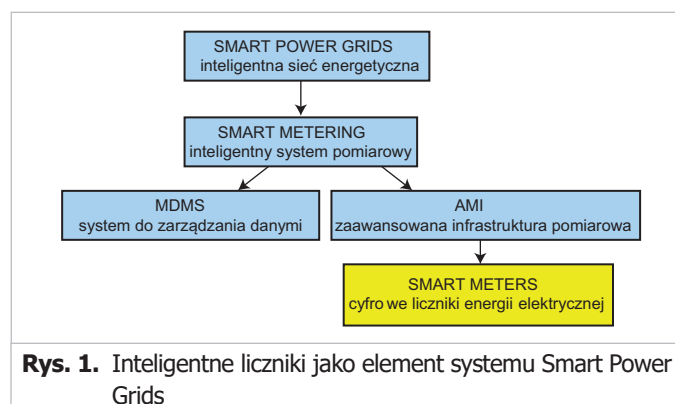
dr hab. inż. Paweł Piotrowski – Politechnika Warszawska

O systemach inteligentnego opomiarowania oraz korzyściach z wdrożenia tego typu systemów jest ostatnio coraz głośniejsze w mediach. Do roku 2020 w Polsce planuje się montaż inteligentnych liczników energii u co najmniej 80% odbiorców. Jest to duże wyzwanie oraz bardzo duże koszty. Oprócz niewątpliwych zalet i licznych korzyści z wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania istnieją również pewne problemy i wyzwania konieczne do rozwiązania.

Smart Power Grids to według definicji system elektroenergetyczny, który integruje w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników procesów generacji, przesyłu, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczenia energii elektrycznej w sposób niezawodny, bezpieczny i ekonomiczny, z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska [1]. Podstawą systemu Smart Power Grids są technologie informatyczne i komunikacyjne umożliwiające dwukierunkowy przepływ informacji.

Z punktu widzenia obszaru wyróżniamy cztery sieci jako elementy systemu Smart Power Grids [1]:

- sieć HAN (Home Area Network), grupującą komunikujące się ze sobą sensory i urządzenia elektryczne znajdujące się w zabudowaniach odbiorcy,
- sieć LAN (Lan Area Network), obejmującą elementy sieci rozdzielczych łącznie z inteligentnymi licznikami (w zabudowaniach), znajdujące się między stacją rozdzielczą (SN/SN lub SN/nn) a zabudowaniami odbiorcy,

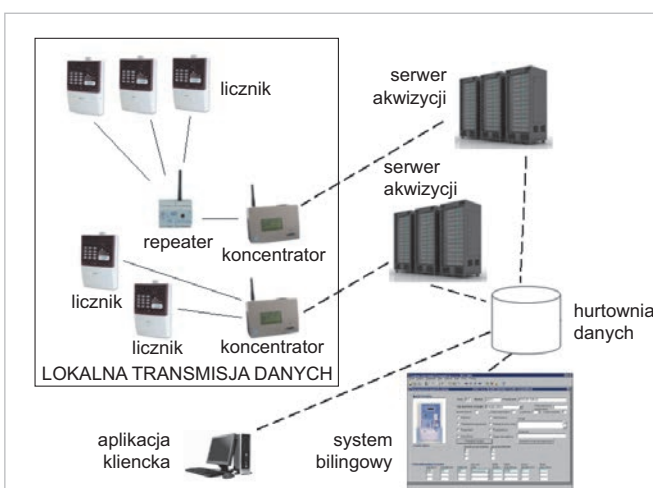


Rys. 1. Inteligentne liczniki jako element systemu Smart Power Grids

streszczenie

Dwuczęściowy artykuł dotyczy wybranych aspektów inteligentnych liczników w systemie Smart Power Grids. Skupiono się w nim na charakterystyce inteligentnych liczników, korzyściach i kosztach wprowadzania systemów inteligentnego opomiarowania. Przedstawiono aktualny stan wdrożeń systemów inteligentnego opomiarowania w Unii Europejskiej, w tym w Polsce. Omówiono wybrane problemy bezpieczeństwa w systemach Smart Power Grids. Sformułowano ponadto końcowe uwagi i wnioski.

- sieć WAN (Wan Area Network), obejmującą sieci przesyłowe, podprzesyłowe i rozdzielcze, aż do stacji rozdzielczych włącznie (razem z elektrowniami, rozproszonymi źródłami i zasobnikami energii),
- sieć RAN (Regional Area Network), obejmującą sieci podprzesyłowe 110kV zasilane z sieci przesyłowych oraz sieci SN zasilające stacje rozdzielcze.



Rys. 2. Smart metering – przesył informacji [13]

Jedną z części systemu Smart Power Grids jest Smart Metering, czyli inteligentny system pomiarowy składający się z wielu elementów powiązanych określonymi interakcjami. Dwa główne elementy stanowią:

- AMI (Advanced Metering Infrastructure) – zaawansowana infrastruktura pomiarowa. W jej skład wchodzi inteligentne liczniki (Smart Meters) oraz urządzenia służące do dwukierunkowej komunikacji [4],
- MDMS (Meter Data Management System) – system do zarządzania danymi.
- Odbiorców energii elektrycznej w systemie inteligentnego systemu pomiarowego podzielić można na konsumentów energii elektrycznej oraz tzw. prosumentów (producent oraz konsument energii elektrycznej). Produkcja energii elektrycznej przez prosumenta odbywa się najczęściej z wykorzystaniem energii wiatru lub energii słonecznej. Na rysunku 2. przedstawiono schemat przesyłu danych w inteligentnym systemie pomiarowym.

W przypadku np. RWE Stoen Operator dane o zużyciu energii elektrycznej będą gromadzone w liczniku co 15 minut. Lokalny koncentrator co kilka godzin odczytywać będzie dane zgromadzone w licznikach. Pojedynczy koncentrator odczytuje dane z około 100 liczników energii. Raz na dobę zaszyfrowane dane będą przesyłane z koncentratora do systemu informatycznego operatora sieci dystrybucyjnej (RWE Stoen Operator). System OSD sprawdzi kompletność i poprawność danych pomiarowych, które zostaną następnie udostępnione spółce obrotu energią elektryczną (RWE Polska). Konsument podpisze umowę, w której wyrazi zgodę na przetwarzanie jego danych pomiarowych. Należy podkreślić, że dane nie będą udostępniane osobom trzecim bez jego zgody. Dane nie będą na bieżąco monitorowane przez OSD – nie będzie więc zagrożenia ewentualnej obserwacji zachowań konsumenta w czasie rzeczywistym.

charakterystyka cyfrowych inteligentnych liczników energii elektrycznej

Inteligentne liczniki energii elektrycznej mogą różnić się zakresem dostępnych funkcji. Ceny takich liczników mogą wahać się od około 350 zł do nawet 1200 zł, w przypadku bardzo zaawansowanych liczników. Należy dodać, że liczniki analogowe są znacznie tańsze, co niewątpliwie jest ich zaletą. Cena analogowego jednofazowego licznika to około 25 zł, natomiast cena licznika analogowego trójfazowego to około 70 zł. Na **rysunku 3.** przedstawiono przykładowe, mało nowoczesne liczniki analogowe, a na **rysunku 4.** – przykładowe liczniki inteligentne.

Warto również zauważyć, że liczniki analogowe mogą być dopuszczone po legalizacji wtórnej do dalszej eksploatacji. Liczniki analogowe wymieniane są co 15 lat, natomiast liczniki cyfrowe co 8 lat. Okres życia licznika analogowego jest więc znacznie dłuższy niż licznika cyfrowego. Warto jednak dodać, że plany przewidują (prace zostaną podjęte za około dwa lata) wprowadzenie tzw. legalizacji statystycznej [16]. Legalizacja pełna, jaką prowadzi się obecnie, wymaga demontażu licznika u klienta i montażu zalegalizowanego, dostarczenia go do punktu legalizacji i przeprowadzenia procesu konserwacji i legalizacji ponownej. Koszt takiego procesu jest wyższy niż koszt nowego zalegalizowanego licznika. Przewiduje się, iż legalizacja ponowna pozwoli na



Rys. 3. Licznik analogowy trójfazowy (po lewej) oraz licznik analogowy jednofazowy (po prawej) firmy Zemel



Rys. 4. Przykładowe liczniki inteligentne różnych producentów

eksploatację licznika bez demontażu w miejscu poboru energii i jego jednostkowego sprawdzenia przez 15 lat, a nie jak dotychczas 8 lat. Dodać warto, że w wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną.

Do głównych funkcji liczników cyfrowych zaliczyć można:

- jednokierunkowy pomiar (pobór energii czynnej) lub dwukierunkowy pomiar (pobór, generacja do sieci – prosumenci) energii czynnej oraz biernej pojemnościowej lub indukcyjnej,
- monitoring parametrów sieci elektrycznej: wartości skutecznych prądów i napięć, częstotliwości, współczynników mocy na każdej z faz, wykrywanie zakłóceń harmoniczných,

- programowalny interwał czasowy monitorowania energii czynnej oraz biernej, np. 5, 10, 15, 30 lub 60 min,
- lokalna rejestracja zdarzeń i pomiarów (około pół roku dla wartości 15-minutowych),
- dwukierunkowa komunikacja z koncentratorem zewnętrznym – wbudowany moduł lub moduły komunikacyjne przewodowe lub bezprzewodowe (np. PLC, Ethernet, GSM/GPRS),
- komunikacja przewodowa lub bezprzewodowa z siecią wewnętrzną HAN (Home Area Network),
- szyfrowana transmisja danych pomiędzy urządzeniami pomiarowymi a systemem akwizycji danych,
- odporność na działanie zewnętrznego pola magnetycznego oraz sygnalizacja jego wystąpienia,
- powiadamianie o próbie zdjęcia pokrywy licznika,
- wewnętrzny zegar taryfowy pozwalający na pracę w wielu strefach,
- synchronizacja czasu rzeczywistego, np. za pomocą sieci GSM,
- informacja o zdarzeniach widoczna bezpośrednio na wyświetlaczu,
- wbudowany przekaźnik z funkcją zdalnego załączenia/wyłączenia,
- możliwość zdalnej konfiguracji oraz wymiany firmware licznika.

przepisy Unii Europejskiej

Zgodnie z projektem nowego Prawa energetycznego przygotowanym w Ministerstwie Gospodarki, do roku 2020 każdy odbiorca energii elektrycznej w Polsce będzie miał zainstalowany inteligentny licznik energii. Natomiast zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE z lipca 2009 r., dotyczącą wspólnego rynku energii, każdy kraj członkowski mógł wykonać analizę opłacalności wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania do września 2012 roku. Końcowa decyzja o wdrożeniu inteligentnych liczników mogła być uzależniona od wyniku analiz opłacalności. W przypadku pozytywnego wyniku analizy (w Polsce analiza Ministerstwa Gospodarki [16] dała wynik pozytywny – koszt oszacowano na 9 mld zł, korzyści w postaci zaoszczędzonych pieniędzy na 9,48 mld zł, czyli zysk to około 500 mln zł), wprowadzenie zdalnych odczytów liczników energii powinno nastąpić u co najmniej 80% odbiorców najpóźniej do końca 2020 roku (100% do końca 2022 roku). Rządowe centrum legislacyjne zaleciło dodatkowe badania opłacalności, niestety brak jest informacji o wynikach analizy.

korzyści z wykorzystania systemu inteligentnego opomiarowania

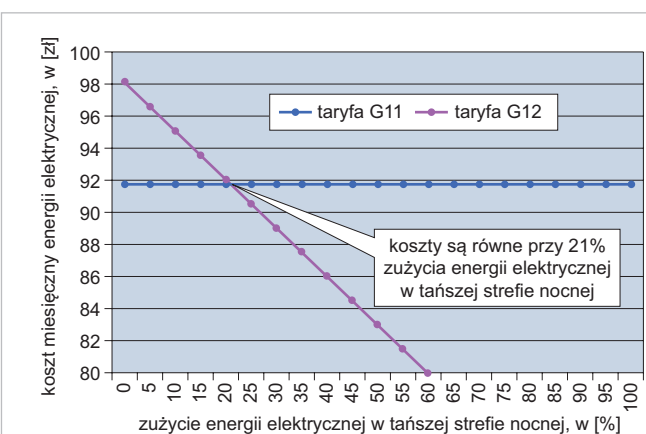
Beneficjentów wdrożonego systemu będzie wielu, począwszy od Urzędu Regulacji Energetyki, a kończąc na konsumentach oraz prosumentach energii elektrycznej. W przypadku chociażby konsumenta energii elektrycznej do korzyści z funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania można zaliczyć:

- rozwój świadomości zużycia energii elektrycznej [23] – dostęp dla konsumenta do informacji o historii zużycia energii elektrycznej (co może, ale nie w przypadku każdego konsumenta musi sprzyjać zmniejszeniu zużycia energii),
- stworzenie potencjału do rozwoju mikrogeneracji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń [16],
- dostarczanie niezbędnych informacji dla prosumenta do podejmowania decyzji o uczestniczeniu w rynku energii, np. możliwość sprzedaży energii „do sieci” [14],
- zarządzanie zużyciem energii – możliwość zmiany taryfy na taką, która jest lepiej dostosowana do odbiorcy i zapewni mu mniejsze opłaty za zużycie energii,
- wyższy poziom bezpieczeństwa dostaw energii – krótsze przerwy w zasilaniu dzięki automatycznej sygnalizacji zaniku napięcia u odbiorcy w systemie komputerowym dostawcy energii,
- miesięczne płatności za energię są oparte na rzeczywistym zużyciu energii, a nie na prognozach,
- w przyszłości możliwość sterowania zdalnym włączaniem oraz wyłączaniem domowych odbiorników energii elektrycznej w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej (np. urządzeń AGD).

Operator systemu dystrybucyjnego oraz spółka obrotu energią również skorzystała na istnieniu tego systemu. Do najważniejszych korzyści można zaliczyć:

- zarządzanie popytem (DSM) – zmiana profili zapotrzebowania odbiorców „spłaszczenie” (manipulacja cenami taryf – w nocy taniej), a w konsekwencji mniejsze zapotrzebowanie na moc szczytową w systemie (można budować i wykorzystywać mniej elektrowni, zmniejszone ryzyko braku energii elektrycznej w szczycie obciążenia),
- wspieranie optymalizacji (np. minimalizacja strat energii), zarządzania pracą sieci elektroenergetycznej oraz jej rozwoju (remonty, modernizacje), minimalizacja kosztów udziału w rynkach energii, minimalizacja liczby i skutków awarii sieci w przypadku wykorzystania dedykowanych systemów obliczeniowych, jak np. system ElGrid firmy Globema, łączący w sobie cechy systemów informacji geoprzestrzennej (GIS), systemów zarządzania sieciami (DMS) oraz systemów oddziaływania na popyt (DSM) [15],
- lepsza kontrola jakości dostaw energii elektrycznej oraz stabilność sieci [5],
- szybsza i ułatwiona identyfikacja uszkodzeń w sieci oraz skrócenie przerw w zasilaniu (ograniczenie kosztów związanych z niedostarczeniem energii elektrycznej),
- obniżenie kosztów odczytu i automatyzacja rozliczeń,
- finansowanie zgodnie z rzeczywistą sprzedażą,
- zmniejszenie liczby skarg dotyczących prognozowanych faktur,

- możliwość generacji prognoz krótkoterminowych dzięki częstszemu odczytowi danych o zużyciu energii przez odbiorcę,
- możliwość segmentacji odbiorców i ustalania nowych taryf i cenników bardziej dla nich dopasowanych,
- identyfikacja odbiorców z nietypowymi profilami obciążenia,
- zdalne sterowanie zabezpieczeniami (obniżenie ryzyka awarii sieci),
- mniejsza będzie podatność na manipulacje przy liczniku – liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji [16],
- znaczne ułatwienie wykrywania nielegalnego poboru energii dzięki skutecznemu bilansowaniu sieci,
- archiwizacja danych o odczytach (wyeliminowanie np. ręcznego odczytywania i wprowadzania danych stanowiącego potencjalne źródło błędów),
- wspomaganie decyzji inżynierskich mających na celu np. modernizację lub budowę nowej stacji elektroenergetycznej (potencjalna szansa na zmniejszenie inwestycji sieciowych),
- wizualizacja danych w systemach GIS (skrócenie czasu podejmowania decyzji).
- duża elastyczność regulacji dostawy energii (zdalne odłączanie odbiorców, natychmiastowe lub czasowe ograniczenie ich mocy).



Rys. 5. Symulacja kosztów energii elektrycznej – porównanie taryf G11 oraz G12

koszty i zyski z systemu inteligentnego opomiarowania „okiem” konsumenta

Rozpoczął się w Polsce stopniowy proces wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania, a do wymiany jest ponad 16,5 mln liczników. Koszt wymiany wraz z budową niezbędnej infrastruktury to około 6–9 mld zł. Koszt wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wyniesie od około 360 zł za punkt pomiarowy (według analizy zawartej w uzasadnieniu do nowego Prawa energetycznego) do około 550 zł (według raportu dla PSE Operator). „Nierozwiązaną i trudną kwestią jest sposób finansowania tej modernizacji. W innych krajach część kosztów dotyczących dodatkowych funkcji komunikacyjnych (...) liczników (...) jest pokrywana bezpośrednio przez klienta (...). Jednym z najlepszych wyjść z takiej sytuacji wydaje się włączenie

kosztów wymiany licznika w opłatę dystrybucyjną za prąd. Spowoduje to oczywiście jej podniesienie” – wyjaśnia w jednym z wywiadów przedstawiciel operatora systemu dystrybucyjnego. „Na pewno wpłynie to na wzrost stawek opłat, ale odbiorca, mając dostęp online do danych, na bieżąco może monitorować obciążenie i tak kształtować swój pobór energii elektrycznej, aby wzrost stawek opłat nie wpłynął na wzrost jego rachunków” – wyjaśnia w wywiadzie przedstawiciel innego operatora systemu dystrybucyjnego. Należy więc spodziewać się, że pewną częścią kosztów wdrażania systemu zostaną obarczeni konsumenci oraz prosumenci energii elektrycznej. Na ile i czy będzie to odczuwalne przez przeciętnego konsumenta, trudno na dzień dzisiejszy stwierdzić. Być może liczba zalet, jakie oferują cyfrowe liczniki, będzie rekompensować być może niewielki wzrost opłat za energię elektryczną. Według szacunków Ernst&Young [20] sumaryczny koszt odczytu pojedynczego licznika analogowego to około 3 zł. Ten koszt zniknie więc po wdrożeniu systemu inteligentnego opomiarowania, ale pojawią się inne koszty, chociażby koszt transmisji danych oraz działania i serwisu całej infrastruktury pomiarowej.

Warto pamiętać, że licznik cyfrowy kosztuje około 400 zł i jest wymieniany co 8 lat, co daje 50 zł rocznie za stosowanie tego licznika. Prosty licznik analogowy jednofazowy kosztuje 26 zł, a wymieniany jest co 15 lat, czyli jego roczny koszt to niecałe 2 zł. Licznik może być również dopuszczony do dalszej eksploatacji (legalizacja wtórna). Jest to oczywiście spojrzenie subiektywne z perspektywy tylko i wyłącznie kosztu rocznego użytkowania danego licznika. Z drugiej strony, oczekuje się mniejszych strat energii w licznikach – liczniki indukcyjne pobierają bowiem większą moc niż liczniki cyfrowe (około 0,5 W w przypadku licznika jednofazowego i około 1,5 W w przypadku licznika trójfazowego) [16]. Dla niektórych konsumentów fakt płacenia co miesiąc za fakturę po wdrożeniu systemu inteligentnego opomiarowania i ponoszenie dodatkowych kosztów każdego przelewu może być pewnym dyskomfortem. Dodatkowe koszty związane z wysyłaniem faktur ponosić będzie również sprzedawca energii (obecnie typowo sprzedawca przesyła do typowego konsumenta faktury tylko 2 razy w roku po 3 faktury).

Czy obecnie stosowane taryfy zachęcają konsumentów do oszczędności? Przykładowo w RWE Polska funkcjonuje podstawowa taryfa stosowana przez zdecydowaną większość konsumentów, tzw. taryfa „Najprostsza dla Ciebie”, czyli taryfa G11. Z drugiej strony, konsument posiadający licznik energii elektrycznej, obsługujący więcej niż jedną taryfę, może wybrać taryfę o nazwie „Najprostsza Dzień i Noc”, czyli taryfę G12, która posiada wyższe ceny (tzw. dzienna) w godzinach od 6:00 do 13:00

oraz w godzinach od 15:00 do 22:00 oraz niższe ceny (tzw. nocna) w godzinach od 22:00 do 6:00 oraz w godzinach od 13:00 do 15:00. Wykonano prostą symulację, której celem było ustalenie, jaka część energii elektrycznej w taryfie G11 powinna być wykorzystywana w strefie nocnej, aby koszty związane z wyborem tej taryfy nie wzrosły. W przypadku wykorzystywania energii elektrycznej tylko w ciągu dnia taryfa G12 jest droższa (o około 7%) niż taryfa G11. Natomiast w strefie nocnej jest odwrotnie – taryfa G12 jest tańsza o około 26% niż stała taryfa całodobowa G11. Kalkulację powyższą wykonano uwzględniając składniki zależne od liczby KWh (dystrybucja – stawka jakościowa, składnik zmienny stawki sieciowej, przesył – cena za energię elektryczną). Podobne relacje są u innych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce.

Do symulacji przyjęto przeciętne, typowe gospodarstwo domowe (wg GUS przeciętne mieszkanie ma powierzchnię 49,7 m², przeciętne roczne zużycie energii elektrycznej w Polsce wynosi 36,8 KWh/1m² powierzchni mieszkalnej). Takie gospodarstwo w przeliczeniu na jeden miesiąc zużywa więc 152 KWh energii elektrycznej.

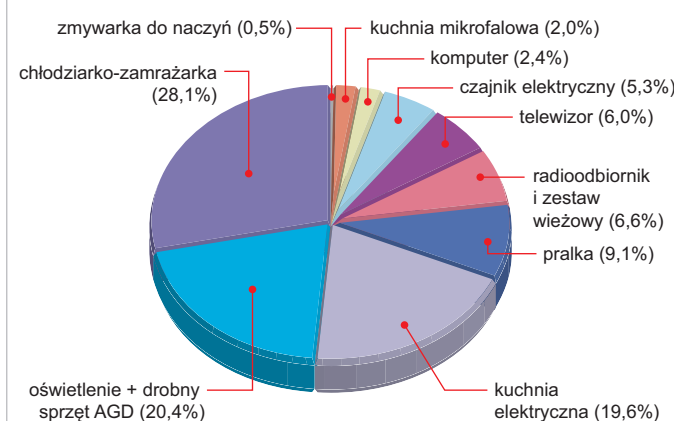
Rysunek 5. przedstawia wyniki symulacji dla typowego gospodarstwa domowego. W symulacji wzięto pod uwagę wszystkie składniki ceny energii uzależnione od liczby KWh. Równanie (1) przedstawia zdefiniowany problem, w którym poszukiwana jest wartość x określająca, jaka część energii elektrycznej powinna być wykorzystana w strefie nocnej taryfy G12, aby ogólne koszty były identyczne jak w przypadku taryfy całodobowej G11. Rozwiązaniem równania jest wartość $x = 0,21$, czyli w strefie nocnej taryfy G12 należy zużyć 21% całkowitej ilości energii elektrycznej, aby nie tracić na wyborze taryfy dwustrefowej, czyli G12:

$$0,603731 = 0,645523 \cdot (1 - x) + 0,446624 \cdot x \quad (1)$$

gdzie:

- 0,603731 – koszt 1 KWh w całodobowej taryfie G11,
- 0,645523 – koszt 1 KWh w strefie dziennej taryfy G12,
- 0,446624 – koszt 1 KWh w strefie nocnej taryfy G12.

Na podstawie analizy **rysunku 5.** widać, że gdyby konsument wybrał taryfę G12 i nie zużywał energii elektrycznej w strefie nocnej w ogóle, to koszt miesięczny wyniósłby ponad 98 zł, co stanowi kwotę o około 6 zł wyższą, niż gdyby stosował taryfę G11 całodobową. Dopiero w sytuacji, gdy w części nocnej zużywa się 21% całkowitej energii elektrycznej, kwoty te są równe. Warto zauważyć, że w przypadku bardzo specyficznych odbiorców, którzy wykorzystują np. 50% energii elektrycznej w stre-



Rys. 6. Szacunkowy udział urządzeń elektrycznych w zapotrzebowaniu na energię elektryczną gospodarstwa domowego. Opracowano na podstawie [9]

ku 6. można spróbować to w przybliżeniu oszacować.

Z obliczeń wynika, że w strefie nocnej taryfy G12 (przy założeniu wykorzystywania pralki i zmywarki wyłącznie w strefie nocnej) przeciętne gospodarstwo domowe może wykorzystać około 23,2% (pralka 9,1%, zmywarka do naczyń 0,5%, lodówka 11,6% (obliczono zużycie w strefie nocnej przez 10 godzin dziennie), inne urządzenia elektryczne włączane w godzinach od 13:00 do 15:00, które należą do strefy nocnej, to 3% (mój szacunek)). Oszczędność dla konsumenta w skali roku wynosi więc około 8 zł, dzięki wykorzystaniu taryfy G12 w stosunku do taryfy G11. Należy jednak podkreślić, że są to tylko szacunki statystyczne. Profile dobowego zużycia u poszczególnych odbiorców energii mogą być bardzo odmienne. Warto wspomnieć, że od maja 2015 roku RWE Polska wprowadza dla odbiorców indywidualnych jeszcze jedną taryfę, tzw. G12w „taniej po godzinach”, która potencjalnie może być ciekawsza niż G12. Część tańsza (nocna) obejmuje dni robocze od godziny 22:00 do godziny 6:00, ale również, co jest jej największym atutem, 24 godziny w soboty oraz niedziele. W tym przypadku należy spodziewać się większych oszczędności niż w taryfie G12. Warto pamiętać jednak o tym, że w przypadku odbiorców energii elektrycznej mieszkających w bloku mieszkalnym uruchamianie np. pralki lub zmywarki w godzinach nocnych może być niemożliwe (niewskazane) z uwagi na hałas dochodzący do sąsiadów. Przykładowo w Szwajcarii jest to w wielu budynkach zwyczajowo zakazane po godzinie 22:00. Z drugiej strony, dla pewnych odbiorców energii (mniej typowych) możliwość tańszej ceny za energię elektryczną w godzinach nocnych jest bardzo cenna, np. w przypadku ogrzewania elektrycznego mieszkania czy też podgrzewania ciepłej wody z wykorzystaniem energii elektrycznej.

literatura do artykułu na
elektro.info.pl

fie nocnej, zysk może wynosić ponad 10 zł miesięcznie w stosunku do taryfy G11. Dla pewnej niewielkiej raczej grupy konsumentów taryfa G12 może być korzystna. Powstaje w tym momencie zasadne pytanie – ile procent energii elektrycznej zużywa przeciętne gospodarstwo domowe i jakiego zysku/straty może oczekiwać zmieniając taryfę całodobową G11 na taryfę ze strefą nocną i dzienną, czyli G12? Na podstawie danych z rysun-

ASTAT
EMC I SYSTEMY POMIAROWE

www.astat-emc.pl

SPECJALISTYCZNE MULTIMETRY DO ZAAWANSOWANYCH APLIKACJI

Automotive

Medical



Strefy EX



GOSSEN METRAWATT

Energetyka i pomiary mocy



ASTAT
EMC I SYSTEMY POMIAROWE

GOSSEN METRAWATT

Justyna Meller
Product Manager

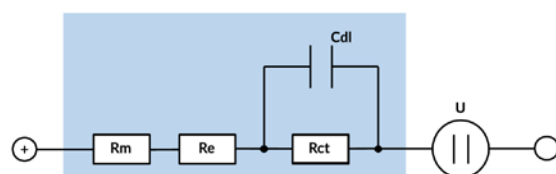
Telefon: 61 435 95 00
602 591 533

E-mail:
j.meller@astat.pl

Jaką rezystancję akumulatora w rzeczywistości mierzy tester METRACELL BT PRO?

ASTAT Sp. z o.o.

Testowanie akumulatorów polega przede wszystkim na poszukiwaniu symptomów wskazujących na ich przyspieszone starzenie się w celu określenia stopnia ich zużycia, a tym samym sprawności. Jednak taka kontrola nie jest tak łatwa, jak się wydaje. Doskonałą analogią będzie w tym przypadku nasze ciało. Badając wydolność organizmu, nie ma większego sensu szukanie wyłącznie zakrzepów w tętnicach (podobnie jak korozji w ogniwach akumulatora). Wskazane jest także sprawdzenie, czy zawartość tlenu we krwi jest odpowiednia oraz, czy jest on sprawnie transportowany i dostarczany dokładnie tam, gdzie jest potrzebny. Analogia ta odpowiada tak zwanemu rezystorowi przejściowemu R_{ct} . Opisuje rezystancję przepływu prądu między elektrodą i elektrolitem. Wartość R_{ct} w dużej mierze zależy od własności fizycznych i struktury materiału aktywnego płyt akumulatora, wobec czego stanowi istotny wskaźnik jego sprawności. Powszechnie stosowanym schematem zastępczego obwodu elektrycznego dla akumulatora jest model Randlesa (fragment na niebieskim tle). Poniżej został przedstawiony w postaci uproszczonej w celu ukazania schematycznego rozmieszczenia elementów:



Źródło napięcia U symbolizuje rzeczywisty ładunek, a C_{dl} oznacza kondensator powstający w wyniku rozproszczenia jonów na powierzchni płyt. R_m to rezystancja metalu (biegunów, mostków biegunowych, sieci itp.), natomiast R_e to rezystancja elektrolitu.

Współczesna aparatura testowa podaje do akumulatora prąd przemienny. Rezystancja obliczana jest na podstawie otrzymanej odpowiedzi napięciowej. Częstotliwość wykorzystanego prądu



Metracell-bt-pro

przemiennego jest zależna od danego urządzenia. Za pomocą przyrządu pomiarowego dokonuje się pomiaru rezystancji zależnej od częstotliwości, czyli impedancji. W przypadku bardziej rozbudowanych układów rezystory są określane z synchronizacją fazową w dziedzinie czasu lub częstotliwości, natomiast w prostszych układach za pośrednictwem analogowego pomiaru RMS. Niestety cena systemu testowego nie zawsze przekłada się na jakość stosowanych metod pomiaru.

W oparciu o ten model i wykorzystany prąd przemienny przyrządy pomiarowe można podzielić na trzy grupy:

- 1) **„Badanie ultrasonograficzne tętnic”**. Przy bardzo wysokich częstotliwościach (np. 1000 Hz) mierzona jest część rzeczywista rezystancji. Wszystkie reakcje elektrochemiczne są zwierane przez kondensator C_{dl} . A zatem rezystancja wewnętrzna stanowi sumę wartości R_m oraz R_e . Rezystancja wewnętrzna przede wszystkim odzwierciedla stan elementów metalowych, połączeń elektrycznych i przewodności właściwej elektrolitu. **Własności fizyczne materiału aktywnego i przenoszenie ładunku nie mają tu znaczenia.** Taki pomiar sprawdza się w przypadku akumulatorów przystosowanych do prądu pulsującego o bardzo wysokim natężeniu. Metoda ta jest nieodpowiednia do testowania akumulatorów, od których wymaga się długotrwałego podawania prądu stałego (zwykle eksploatowanych jako akumulatory rezerwowe).
- 2) **„Sprawdzanie pulsu”**. Rezystancja kondensatora C_{dl} maleje wraz ze wzrostem częstotliwości przyłożonego prądu przemiennego. Rozkład prądu na rezystorze R_{ct} i kondensatorze C_{dl} jest zależny od częstotliwości (np. 10-60 Hz). W tej sytuacji zmierzona zostaje impedancja obwodu złożonego utworzonego przez R_m , R_e , R_{ct} oraz C_{dl} . Wszystkie podzespoły mają przełożenie na zmierzoną wartość. **Jednak istotne zmiany wykrywane są dopiero na późnym etapie (patrz tabela poniżej), ponieważ zauważalne są wyłącznie bardzo wyraźne zmiany w porównaniu do zmierzonych wartości.**
- 3) **„Badanie EKG”**. W przypadku prądu stałego (0 Hz) bloki kondensatora C_{dl} i prąd pokonują rezystancję szeregową $R_m + R_e + R_{ct}$, tworzącą rezystancję prądu stałego. Rezystancja prądu stałego ma ogromne znaczenie dla akumulatorów, które muszą podawać prąd stały przez długi czas. **Spadki napięcia są powiązane nie tylko z elementami metalowymi.**

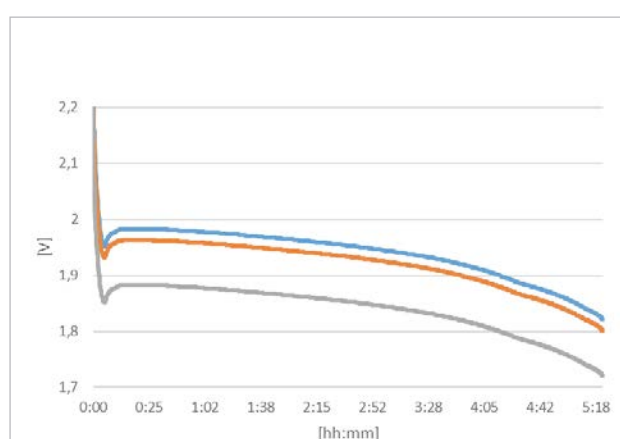
Wielu producentów przyrządów pomiarowych decyduje się na jeden z dwóch wariantów częstotliwościowych: 1000 Hz lub 20-60 Hz. Tester METRACELL BT PRO pracuje na dwóch częstotliwościach. Przy częstotliwości około 1000 Hz określa rezystancję wewnętrzną, natomiast po przyłożeniu prądu o niemal stałym natężeniu wykrywa rezystancję R_{ct} , a tym samym rezystancję prądu stałego.

Poniższa tabela przedstawia istotne różnice w wynikach pomiaru (na typowym ogniwie 100 Ah):

Obiekt testowy (100 Ah, Cdl = 1,5 F)		Tester innego producenta		METRACELL BT PRO	
Ri	Rct	25 Hz	1000 Hz	Ri	Rct
1 mΩ	1 mΩ	1,96 mΩ [0%]	1,02 mΩ [0%]	1,02 mΩ [0%]	0,98 mΩ [0%]
1,5 mΩ	1 mΩ	2,46 mΩ [25,4%]	1,51 mΩ [49%]	1,51 mΩ [49%]	0,98 mΩ [0,2%]
1 mΩ	1,5 mΩ	2,38 mΩ [21,4%]	1,01 mΩ [0%]	1,01 mΩ [0%]	1,48 mΩ [50,9%]

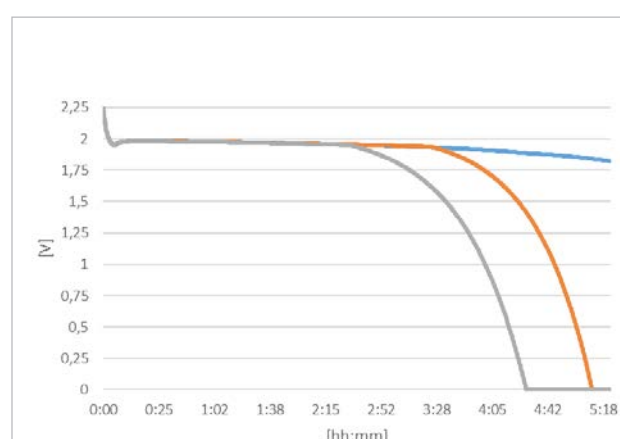
W pierwszym wierszu tabeli wskazano wartości dla całkowicie sprawnego akumulatora o pojemności 100 Ah. W kolejnych wierszach zaobserwować można wzrost wartości Ri, a następnie Rct o 50%. **Tester METRACELL BT PRO identyfikuje wartość oddaloną Ri na poziomie 49% i Rct na poziomie 50,9%. Tak znaczące zmiany są trudne do wykrycia za pomocą urządzeń pracujących z częstotliwością 25 Hz. Systemy działające z częstotliwością 1000 Hz całkowicie pomijają wartość Rct.**

Na zamieszczonych poniżej wykresach typowa krzywa wyładowania o stałym natężeniu prądu (5-godzinny test pojemności) ilustruje wpływ strat oporowych i czynników elektrochemicznych na sprawność akumulatora:



Wpływ strat oporowych:

Straty na elementach metalowych podlegają prawu Ohma. Spadek napięcia jest proporcjonalny do prądu wyładowczego i dostrzegalny już na początku wyładowania. Krzywa oznaczona kolorem niebieskim odpowiada wartości średniej dla wszystkich ogniw, natomiast pomarańczowa i szara krzywa ukazują zwiększoną rezystancję wewnętrzną (wzrost wartości R_m), wobec czego ulegają przesunięciu równoległemu na skali napięcia.



Wpływ czynników elektrochemicznych:

Czynniki elektrochemiczne są trudne do przewidzenia. W trakcie wyładowania wadliwe ogniwa mogą zawieść wcześniej. Na początku wyładowania ogniwa te są niewidoczne. Jak wynika z krzywej, krótkotrwałe próby obciążenia (5-30 minut) nie są w tym przypadku zbyt użyteczne.

Przedstawione krzywe wyładowania ponownie ukazują, dlaczego elementy elektrochemiczne stanowią integralną część testu. Tester METRACELL BT PRO określa rezystancję wewnętrzną oraz rezystancję prądu stałego. Wartość Rct ma charakter dynamiczny. Spada podczas wyładowania i rośnie w trakcie ładowania, co wskazuje na gotowość do pochłaniania lub oddawania ładunku. Nierównomierne rozłożenie rezystancji Rct w stanie naładowania pozwala zidentyfikować potencjalnie niedoładowane ogniwa. W takiej sytuacji wartość Rct znacząco wzrasta, co oznacza, że ładowanie akumulatora odbywa się przy nadmiernych stratach albo jest po prostu ograniczone.

Często przywołuje się argument, że rezystancja wewnętrzna jest uzależniona od pojemności elektrycznej. Niestety ta sama rezystancja wewnętrzna w znacznym stopniu wzrasta, gdy głębokość rozładowania akumulatora osiągnie poziom zaledwie 50%. Wzrost wynika ze zużycia kwasu siarkowego w elektrolicie podczas wyładowania i współwystępującego spadku przewodności. Wobec tego, o ile jest to możliwe, należy zawsze przeprowadzać pomiar gęstości elektrolitu (w przypadku akumulatorów z otworem odpowietrzającym). Wskaźnik ten charakteryzuje pełniejszą współzależność od stanu naładowania/rozładowania. Właśnie dlatego tester METRACELL BT PRO jest standardowo wyposażony w interfejs IrDA służący do podłączania areometru.

Akumulatory VRLA wykazują lepszą relację między rezystancją wewnętrzną i starzeniem się baterii w wyniku stopniowego wysychania (brak możliwości uzupełniania elektrolitu). Dyskutując na temat rezystancji, nie można zapominać, że wszystkie te metody stanowią dodatkowe narzędzie wspomagające identyfikację wadliwych ogniw akumulatora. Tylko kompletny test pojemności, włącznie z napięciem rozładowania, odnosi się także do akumulacji ładunku U i umożliwia dokładne określenie stopnia zużycia akumulatora (SOH).

W praktyce wykazano, że zmiany rezystancji mogą sięgać 30% średniej wartości w przypadku wadliwych ogniw. Przewidywanie starzenia się akumulatora z zastosowaniem bezwzględnych wielkości wzorcowych nie przynosi żadnego pożytku, bo zawsze opiera się na wartościach sprzed degradacji baterii.

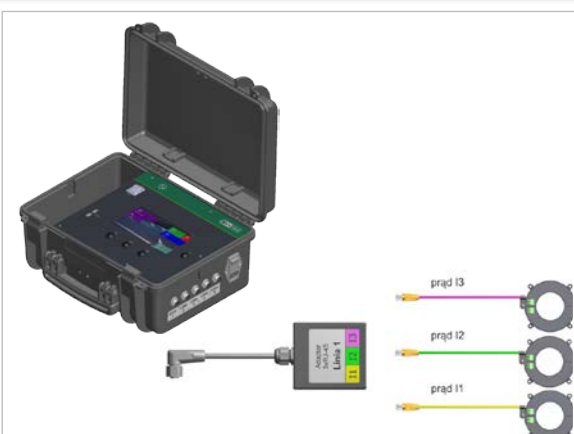
reklama
ASTAT
GOSSEN METRAWATT
Safety through Competence.

ASTAT Sp. z o.o.
ul. Dąbrowskiego 441
60-451 Poznań
tel. +48 61 848 88 71,
faks +48 61 848 82 76
info@astat.pl, www.astat.pl
www.gmc-instruments.com

mobilne stanowisko do pomiaru prądów fazowych SEM TS 12

mgr inż. Jakub Chudorliński, mgr inż. Karol Makowiecki, mgr inż. Aleksander Kuźmiński,
mgr inż. Grzegorz Wojtaś, mgr Marta Wasząnik, mgr inż. Radosław Przybysz – Instytut Tele- i Radio-
techniczny

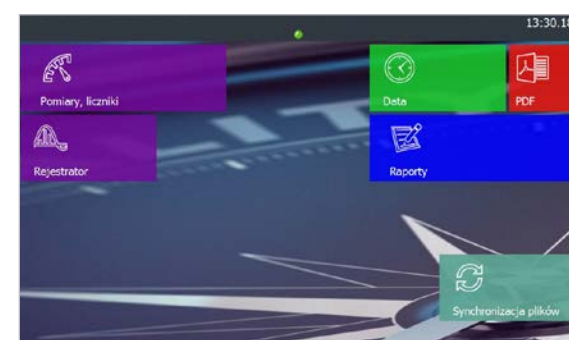
Instytut Tele- i Radiotechniczny prowadzi własne prace badawczo-rozwojowe. W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku powstaje wiele innowacyjnych rozwiązań. Jednym z nich jest właśnie mobilne stanowisko do pomiarów prądów fazowych SEM TS 12. Urządzenie pracuje na bazie opracowanego w ITR sterownika modułowego SEM, i stanowi jedno z jego zastosowań. Ideą stworzenia SEM TS 12 była możliwość analizy pomiarów z dowolnych punktów w sieci bez potrzeby kosztownego ich telemechanizowania. Walizkę instalują służby pomiarowe, a następnie na kable SN lub nn instalują sensory CRR 1-50. Ich obudowa jest rozwierna i wyposażone są w mechanizm samodomykania, więc można je zamontować bez potrzeby ingerencji w głowicę kabla. Poprzez dołączone adaptory sensory z walizką tworzą kompletny zestaw pomiarowy.



Rys. 1. Wygląd stanowiska SEM TS 12

informacje podstawowe

Zestaw pomiarowy jest przystosowany do zasilania z napięcia sieciowego 230 V AC. Jest to napięcie zasilania podstawowe. Dodatkowo układ ma możliwość pracy na wbudowanej baterii DC 24 V. W tym celu należy załączyć kolejny włącznik znajdujący się po lewej stronie nad wyświetlaczem.

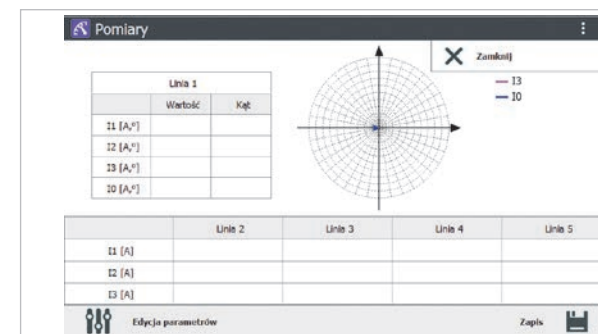


Rys. 2. Menu urządzenia

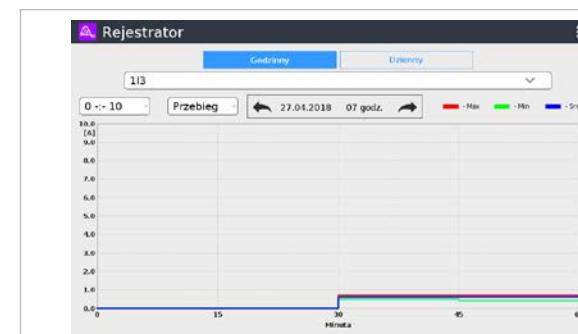
Należy pamiętać że akumulatory są ładowane tylko i wyłącznie gdy urządzenie pracuje na zasilaniu sieciowym oraz przełącznik pracy akumulatorowej jest załączony.

interfejs użytkownika

Po uruchomieniu zestawu pomiarowego SEM TS 12 pojawia się menu (rys. 2.). Jak widać na



Rys. 3. Aplikacja Pomiary



Rys. 4. Aplikacja Rejestrator

rysunku, interfejs składa się z kafelków znanych użytkownikom z komputerów PC lub urządzeń mobilnych. Na ekranie dostępne są aplikacje, takie jak: *Pomiary*, *Rejestrator*, *Data*, *PDF*, *Raporty* oraz *Synchronizacja plików*. Wybór interesującej nas aplikacji odbywa się poprzez przyciśnięcie ekranu dotykowego w obszarze danego kafelka aplikacji. Do poruszania się po interfejsie użytkownika służą też dodatkowe klawisze funkcyjne zlokalizowane w okolicy ekranu.

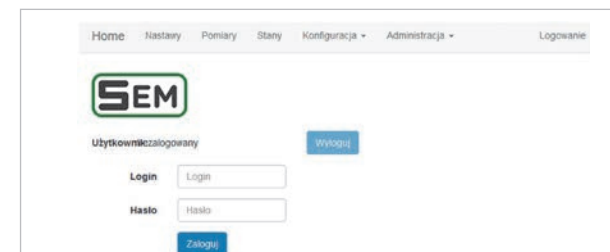
aplikacja Pomiary, liczniki

Po wybraniu z menu pomiarowego aplikacji *Pomiary, liczniki* otwiera się okno pomiarowe. W oknie pojawiają się wartości RMS dla wszystkich trzech faz (I1, I2, I3) w 5 torach pomiarowych.

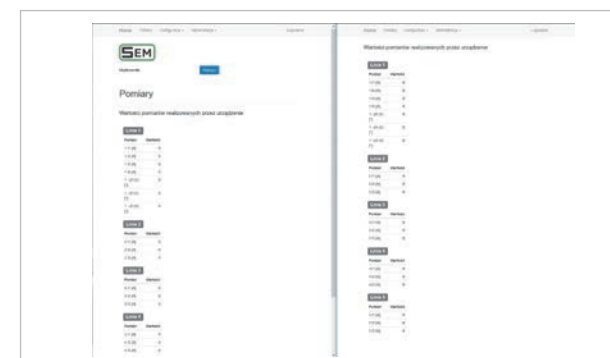
Pierwszy tor pomiarowy pozwala analizować prądy fazowe we wszystkich trzech fazach oraz kąt przesunięcia fazowego I2 oraz I3 względem I1. Wyliczana jest także składowa zero-wa prądu I0. Wektory amplitudy i kąta przesunięcia fazowego są na bieżąco wizualizowane na wykresie kołowym widocznym powyżej.

Pozostałe 4 kanały umożliwiają pomiary prądów fazowych w każdej z faz I1, I2, I3. Oznacza to, że równocześnie można rejestrować pomiary z każdej fazy z 5 niezależnych linii. Pomiary są wizualizowane w urządzeniu w formie wykresów prądów piętnastominutowych.

Aplikacja *Pomiary, liczniki* automatycznie generuje raporty pomiarowe. Częstotliwość zapisywania tych raportów określa użytkownik poprzez wybranie opcji *Edycja parametrów* i wprowadzenie opcji automatyczny zapis pliku co [n] minut. Każdy z nich zatrzymuje chwilowe wartości prądów i zachowuje je do pliku pdf. Dodatkowo w raporcie pojawia się godzina odczytu pomiaru oraz opcjonalnie logo klienta.



Rys. 5. Okno logowania do systemu Webserver



Rys. 6. Okno pomiarów programu Webserver

aplikacja PDF

W aplikacji *PDF* znajduje się elektroniczna wersja instrukcji obsługi urządzenia. Przełączanie kart umożliwiają odpowiednie ikony na ekranie.

aplikacja Rejestrator

Aplikacja *Rejestrator* umożliwia tworzenie wykresów obrazujących historyczne wartości piętnastominutowe prądów na poszczególnych liniach i fazach. Na wykresie prezentowane są dane w oknie czasowym dziennym lub godzinnym. Za pomocą rozwijalnego menu można wybrać tor prądowy oraz fazę, która ma być zobrazowana. W podobny sposób ustawiany jest także zakres wartości osi OY oraz trendy (maks. i min). Do przełączania danych z innego dnia, miesiąca lub roku służy kalendarz. Brak pomiarów z danego dnia jest komunikowany poprzez ostrzeżenie *Brak danych lub niespójne*.

aplikacja Raporty

W aplikacji *Raporty* znajdują się wszystkie zapisane w pamięci urządzenia raporty z pomiarów. Źródłem raportów jest wcześniej wspomniana aplikacja *Pomiary, rejestrator*. Raporty można wyświetlać wprost na ekranie urządzenia. Można także je usunąć pojedynczo lub zbiorowo.

aplikacja Synchronizacja plików

Aplikacja *Synchronizacja plików* umożliwia eksport raportów znajdujących się w pamięci urządzenia na przenośną pamięć typu flash (USB 2.0), umieszczoną w gnieździe obok ekranu dotykowego. Aby rozpocząć synchronizację, przyciskamy pole synchronizacja plików. Podczas operacji walizka wyświetla na bieżąco komunikaty o postępach.

aplikacja Data

W aplikacji *Data* przechowywane są dane dotyczące aktualnej daty, wprowadzone przez użytkownika. Zmianę daty lub godziny wykonuje się przez przytrzymanie odpowiedniego pola, co powoduje wejście w tryb edycji. Wprowadzone nastawy zatwierdza się naciskając pole zapisu (ikona z dyskiecie). Czas wprowadzony w tym miejscu stanowi czas wewnętrzny urządzenia. Wszystkie pomiary i raporty otrzymają cechę czasu zgodną z wprowadzoną w tym miejscu.

aplikacje klienckie

Urządzenie SEM TS 12 jest projektem rozwojowym. Przezroczystość środowiska i prostota budowania aplikacji umożliwiają gospodarowanie zasobami urządzenia na wiele sposobów. Zaimple-

mentowanie specjalnych aplikacji dostosowanych do potrzeb klienta wymaga skontaktowania się z działem wdrożeń ITR.

zdalne zarządzanie – Webserwer

Stanowisko SEM TS 12 wyposażone jest w modem GSM zezwalający na zdalną obsługę. Po zainstalowaniu karty SIM i wprowadzeniu danych APN użytkownik zyskuje możliwość połączenia się z stanowiskiem z biura.

Do wprowadzania danych konfiguracyjnych służy aplikacja sieciowa WEBSERWER. Po ustanowieniu połączenia powinien pojawić się ekran logowania (**rys. 5.**). Po pierwszym zalogowaniu loginem fabrycznym zalecane jest wprowadzenie danych logowania docelowych użytkowników. Są dwa poziomy logowania: administrator lub użytkownik. W zakładce konfiguracja można odczytać parametry modemu GSM, sprawdzić bieżący zasięg oraz skonfigurować APN.

Kolejne menu pomiary pozwala odczytać bieżące wartości prądów RMS wszystkich kanałów, kąty fazowe i wartość prądu IO dla pierwszego kanału.

podsumowanie

Zaprezentowany powyżej zestaw pomiarowy SEM TS 12 pozwala na monitorowanie prądów wewnątrz sieci elektroenergetycznej. Dzięki swojej mobilności, możliwości pomiaru w 15 torach pomiarowych oraz akumulatorowego podtrzymaniu zasilania stanowi wszechstronne urządzenie do pracy w warunkach stacyjnych.

Wszechstronność i rozwojowość projektu tworzy świetną bazę do wielu nowych zastosowań. Projekt odpowiada na zapotrzebowanie rynku, więc można mieć nadzieję, że stworzony w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym system będzie chętnie wdrażany w wielu krajowych zakładach energetycznych.

SEM TS 12 stanowić może znaleźć zastosowanie między innymi przy:

- szukaniu źródeł kradzieży prądu,
- przekroczeniu mocy umownej,
- pomiarach równomierności obciążenia faz,
- szukaniu źródeł zakłóceń w sieci,
- pomiary torów powrotnych kabli WN i SN w celu wykonania cross bondingu.

literatura

1. K. Broda, M. Rup, P. Angielczyk, Instrukcja serwisowa mobilnego stanowiska pomiarowego SEM TS 12.

Artykuł stanowi treść referatu wygłoszonego na konferencji SEMAG 2018 – Mysłowice, 28–30.05.2018.

oscylloskopy

Damian Żabicki

Oscyloskop jest przyrządem elektronicznym, który służy do obserwowania, obrazowania i badania przebiegów zależności pomiędzy dwiema wielkościami elektrycznymi bądź innymi wielkościami fizycznymi reprezentowanymi w postaci elektrycznej.

W praktyce zastosowanie znajdują trzy rodzaje oscylloskopów. Chodzi bowiem o urządzenia z odchyłaniem ciągłym lub okresowym, uniwersalne z odchyłaniem ciągłym i wyzwalanym oraz szybkie o bardzo dużej częstotliwości. Biorąc pod uwagę technologię analizy sygnału zastosowanie znajdują oscylloskopy analogowe z lampą analogową, na której obraz jest generowany w efekcie oddziaływania obserwowanych przebiegów na układ odchyłania wiązki elektronowej. Z kolei oscylloskopy cyfrowe bazują na monitorze, który wyświetla obraz generowany przez układ mikroprocesorowy na podstawie analizy przetworzonych sygnałów wejściowych.

Należy podkreślić, że oscylloskopy analogowe dzieli się na urządzenia jednostrumieniowe, dwustrumieniowe, stroboskopowe oraz z pamięcią. Oscyloskop jednostrumieniowy jest w stanie pracować w systemie dwukanałowym a sygnały badane mieszczą się pomiędzy 0Hz a około 3GHz. Z kolei w oscylloskopach dwustrumieniowych przewidziano lampę oscyloskopową o dwóch strumieniach elektronów, co pozwala na jednoczesne badanie dwóch sygnałów. Istotną rolę odgrywa przy tym generator podstawy czasu. Niejednokrotnie zastosowanie znajdują oscylloskopy stroboskopowe (próbkujące), w których z badanego przebiegu pobierane są próbki przesunięte w czasie, a obwiednia jest zapisem sygnału, stosowanym do badania przebiegów powtarzalnych. Oscylloskopy z pamięcią pozwalają na pomiary różnych sygnałów, w tym aperiodycznych.

parametry oscylloskopów

Mówiąc o parametrach oscylloskopów należy mieć na uwadze czas wznoszenia (np. 350 ps), częstotliwość próbkowania (2,5 GS/s), interfejsy, kalibrację, a także



Kolorowy ekran ułatwia obserwację sygnałów

maksymalną liczbę wejść analogowych. Kluczową rolę odgrywa odchylenie pionowe, opór pozorny wejścia, rozdzielczość oraz sprzężenie zwrotne. Oprócz tego ważna jest wielkość ekranu, wyzwalanie oraz zakres podstawowy czasu.

z myślą o przemyśle

W nowoczesnych oscylloskopach przewiduje się szereg funkcji bardzo często używanych w warunkach przemysłowych. Przydatne rozwiązanie stanowi chociażby pomiar energii w układach jednofazowych i zrównoważonych układach 3-fazowych. Jest możliwe wykonywanie szybkich pomiarów mocy całkowitej (W), mocy pozornej (VA), mocy biernej (VAR) oraz współczynnika mocy (PF). Istotna jest przy tym analiza częstotliwości w zakresie występującym w napędach silnikowych i falownikach. W efekcie zyskuje się możliwość obserwowania przebiegów różnych parametrów energii podczas rozruchu lub w czasie zmieniających się warunków pracy. Za pomocą niektórych modeli oscylloskopów można mierzyć prąd z użyciem cęgów.

W warunkach przemysłowych kluczową rolę odgrywa funkcjonalność oscylloskopu, która pozwala na graficzne przedstawienie obrazu harmonicznego do 33. harmonicznej, co ułatwia wykrywanie błędów chociażby podczas dużych obciążeń nieliniowych. Ważny jest odczyt liczby obrotów na minutę i częstotliwości. Funkcjonalność w tym zakresie znajduje zastosowanie przy diagnostyce silników elektrycznych i spalinowych. Z pewnością przyda się modulacja czasu trwania impulsu napięcia prądu przemiennego przeznaczona do użytku na wyjściach napędów. Pozwala ona na zobrazowanie napięcia na wyjściu samego silnika.

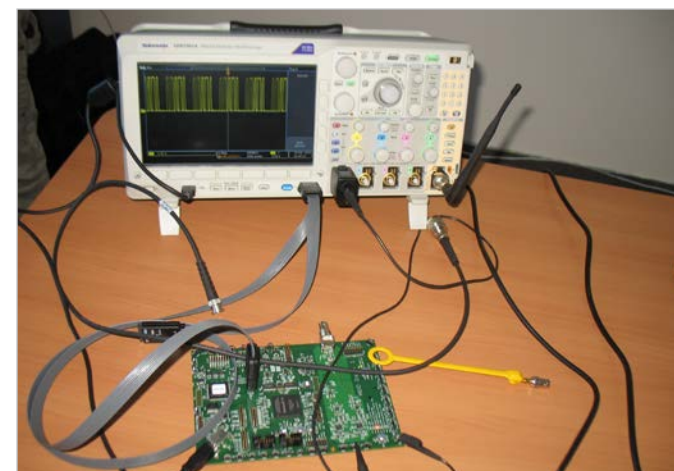
Niejednokrotnie zastosowanie znajduje pomiar niskiej oporności generujący odczyty o rozdzielczości 0,01 Ω , przeznaczony do użytku w uzwojeniach silników i tym podobnych.

oscylloskopy przenośne

Za najprostsze oscylloskopy można uznać przystawki, które podłączone są do portu USB komputera. Pamięć w przystawce pozwala na zapisywanie



Wysoka częstotliwość próbkowania umożliwia obserwację przebiegów szybkozmiennych



Układ testowy oscylloskopu



Cztery kanały umożliwiają jednoczesną obserwację kilku przebiegów



Dostępne są również wersje edukacyjne oscyloskopów

i transmisję wyników pomiarów. Typowe urządzenie tego typu ma dwa niezależne kanały dla sygnałów o maksymalnej częstotliwości 20 MHz. Odpowiednie funkcje pozwalają na dopasowanie ustawień do danego sygnału pomiaru.

Wersje przenośne oscyloskopów nie odbiegają funkcjonalnością od stacjonarnych wersji urządzeń. Nowoczesne oscyloskopy niejednokrotnie mają wbudowany multimetr. W typowym przyrządzie zastosowanie znajdują dwa lub cztery wejścia, które są izolowane elektrycznie. W dostępnych na rynku przyrządach przewiduje się kategorie bezpieczeństwa: CAT III 1000 V/CAT IV 600 V. Standardowo jest możliwa praca w paśmie 60 MHz, 100 MHz lub 200 MHz. Na uwagę zasługuje szybkość próbkowania, wynosząca do 2,5 GS/s, przy roz-

dzielczości do 400 ps. Przydatne rozwiązanie stanowi tryb przewijania, który pozwala na próbkowanie danych przebiegu nawet przez 48 godzin.

Wyświetlanie oscylogramów to podstawowa funkcjonalność oscyloskopów cyfrowych. Ważna jest przy tym możliwość wykonywania pomiarów automatycznych. Uzupełnienie funkcji pomiarowych to pomiary kursowe i obliczenia matematyczne, takie jak suma, różnica, iloczyn, iloraz oraz analiza widmowa FFT z czterema typami okien. W razie potrzeby jest możliwe filtrowanie przebiegów wejściowych przez jeden z czterech typów filtrów cyfrowych dostępnych w każdym kanale. Są to filtry: dolnoprzepustowy, górnoprzepustowy, środkowoprzepustowy oraz środkowozaporowy. W sposób niezależny w każdym kanale jest możliwe załączenie filtra ograniczającego pasmo do 20 MHz. Przydatne rozwiązanie stanowi proste wyzwalanie, które umożliwia obsługę bez angażowania rąk. Niektóre modele oscyloskopów zaprojektowano z myślą o diagnostyce sygnałów interfejsów komunikacyjnych.

W warunkach przemysłowych sprawdzi się jednoczesna analiza sygnału wejściowego i wyjścia pętli sprzężenia zwrotnego oraz blokady bezpieczeństwa, co zapewnia diagnozowanie przeciążeń napięciowo-prądowych w obwodzie oraz problemów z przebiegami cza-

sowymi sygnałów, a także z synchronizacją. Za pomocą oscyloskopów mogą być diagnozowane niedopasowania impedancji wejścia lub tłumienia. Na uwagę zasługuje funkcja badania harmonicznych, stanów nieustalonych i obciążeń w wejściowych obwodach zasilania trójfazowego. Niektóre modele oscyloskopów pozwalają na diagnozowanie problemów z uszkodzonymi bramkami tranzystorów IGBT lub obwodów filtrów w konwerterach DC/AC. Istotną rolę odgrywa możliwość testowania wyjścia PWM pod kątem odbić, stanów nieustalonych i asymetrii napięcia.

Z pewnością przyda się funkcja wyświetlania stabilnego obrazu na ekranie. Stąd też automatycznie są konfigurowane prawidłowe ustawienia wyzwalania, poprzez rozpoznawanie wzorców sygnałów. Pozyskane dane, łącznie z tymi, które obejmują sygnały sterowania i zasilania silnika, nie są więc zakłócone. Standardowo oscyloskopy na naładowanym komplecie akumulatorów pracują przez 7 godzin (wersje 4-kanałowe) oraz przez 4 godziny (modele 2-kanałowe).

oprogramowanie do analizy oscylogramów

W nowoczesnych oscyloskopach analizowanie oscylogramów wspomaga specjalistyczne oprogramowanie komputerowe. Zyskuje się więc między innymi możliwość przenoszenia przebiegów falowych, ekranów i danych z pomiarów z oscyloskopu do komputera PC. Jest możliwe wydrukowanie lub wczytanie danych do odpowiedniego raportu. Przydatne rozwiązanie stanowi dodawanie opisu użytkownika do indywidualnych ustawień oscyloskopu, co pomaga przy wczytywaniu ustawień. Kluczowe miejsce zajmuje zaawansowana archiwizacja danych, zapewniająca tworzenie przebiegów falowych z komentarzami dla łatwego porównania. Można przy tym zachować kompletną historię przebiegu do przeprowadzenia analizy jego zmian. Ważne jest porównanie przebiegów, gdzie zapisywane są przebiegi wzorcowe na komputerze PC, a następnie przesyłane do oscyloskopu w celu porównania z przebiegiem mierzonym.

podsumowanie

Na etapie wyboru oscyloskopu należy wziąć pod uwagę kilka ważnych właściwości i parametrów. Przede wszystkim ważne jest zdefiniowanie miejsca, gdzie urządzenie będzie używane. Może to być bowiem laboratorium lub praca na obiekcie. Kluczowe miejsce zajmuje liczba mierzonych sygnałów jednocześnie oraz maksymalne i minimalne amplitudy mierzonych sygnałów. Nie mniej ważne są najwyższe częstotliwości mierzonego sygnału oraz to, czy sygnały będą powtarzalne (okresowe) lub nieokresowe. Konieczne jest określenie, czy mierzony sygnał ma być wyświetlany w dziedzinie częstotliwości (analiza widma), czy też w dziedzinie czasu.

oscylloskopy cyfrowe – podstawowe parametry użytkowe

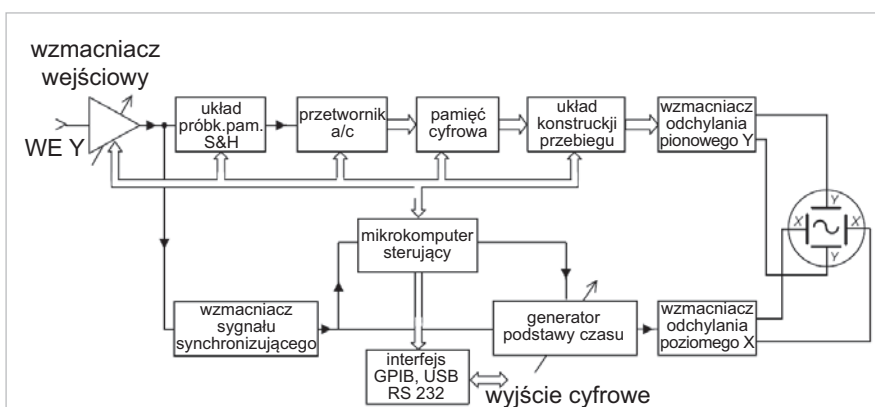
mgr inż. Karol Kuczyński

Oscylloskopy są jednymi z najbardziej wszechstronnych przyrządów stosowanych do badań inżynierskich. Mogą być stosowane w diagnostyce urządzeń elektronicznych i energoelektronicznych. Oscylloskop najczęściej jest stosowany do obserwacji napięcia w funkcji czasu lub przebiegu napięciowego proporcjonalnego do mierzonego sygnału elektrycznego (np. prądu). Przy zastosowaniu oscylloskopu można między innymi mierzyć czas, częstotliwość, kąt przesunięcia fazowego, moc oraz wyznaczać charakterystyki diod, tranzystorów i innych elementów. Podstawowy podział oscylloskopów to analogowe i cyfrowe, choć można spotkać również pewne ich modyfikacje, jak na przykład oscylloskopy z lampą pamiętającą [1, 3].

przykłady wykonania

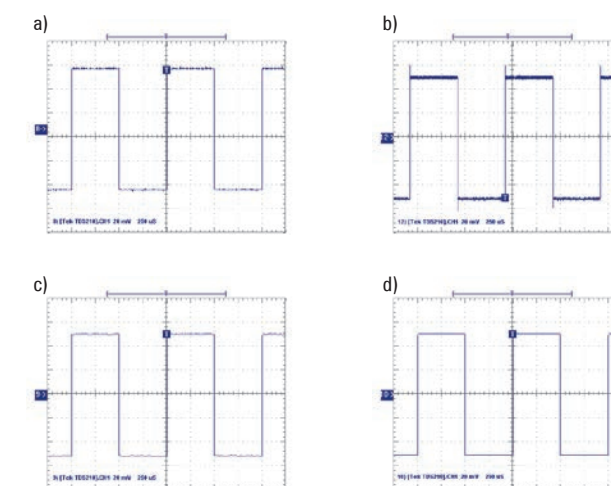
Obok typowych oscylloskopów stacjonarnych w postaci kompletnego przyrządu (ang. bench oscilloscopes), możemy spotkać konstrukcje oscylloskopów ograniczone do obwodu (układu) realizującego akwizycję danych, natomiast wszelkie

funkcje sterujące oraz obróbka danych są przeprowadzane w komputerze klasy PC. Takie oscylloskopy (ang. PC-based oscilloscopes) produkowane obecnie mają formę przystawki połączonej z komputerem PC za pośrednictwem interfejsu komunikacyjnego: szeregowego, równoległego, VXI, USB lub Ethernet. Drugim typem oscylloskopu jest oscylloskop w formie karty instalowanej bezpośrednio w komputerze PC ze złączem typu PCI. Funkcje użytkowe oscylloskopu klasy PC-based są realizowane na poziomie oprogramowania komputera PC. W porównaniu z najpopularniejszymi oscylloskopami stacjonarnymi, oscylloskopy klasy PC-based charakteryzują się zazwyczaj gorszymi parametrami dynamicznymi, mają nato-



Rys. 1. Schemat blokowy typowego oscylloskopu cyfrowego [5]

miast lepsze możliwości obróbki danych, bo zależne jedynie od możliwości sterującego komputera PC. Trzecią grupą oscylloskopów cyfrowych są oscylloskopy przenośne (ang. handheld oscilloscopes) o zasilaniu baterijnym, wyposażone w ekran ciekłokrystaliczny LCD. Ich parametry dynamiczne są porównywalne z oscylloskopami klasy PC-based, natomiast właściwości użytkowe uboższe niż oscylloskopów laboratoryjnych, dlatego też stanowią najtańszą grupę oscylloskopów cyfrowych.



Rys. 2. Przebieg prostokątny dla różnych trybów akwizycji: a) próbkowanie (sampling); b) wychwytywanie anomalii (peak detect); c) uśrednianie 4-krotne (averaging 4); d) uśrednianie 128-krotne (averaging 128) [6]

oscylloskop cyfrowy

W oscylloskopie cyfrowym badany sygnał jest przetworzony do postaci cyfrowej za pomocą przetwornika analogowo-cyfrowego A/C i zapamiętany w pamięci oscylloskopu. Zastosowanie techniki cyfrowej umożliwia cyfrowy pomiar parametrów sygnału oraz dodatkowe funkcje jak całkowanie lub różniczkowanie przebiegu, analizę widmową i uśrednianie. Przetworzony sygnał może być zapamiętany, co umożliwia wyświetlenie na ekranie oscylloskopu wielu sygnałów. Na rysunku 1. przedstawiono schemat blokowy typowego oscylloskopu cyfrowego.

Oscylloskopy cyfrowe są wyposażone w wyświetlacz ciekłokrystaliczny LCD lub LED, w którym mechanizm sterowania plamką jest zupełnie inny niż w oscylloskopach analogowych. Ekran LCD jest matrycą pikseli, które są pobudzane do świecenia wysłaniem przez układ sterujący sygnału na adres odpowiedniego piksela. Wyświetlacze LCD umożliwiają zobrazowanie wielu przebiegów sygnałów w różnych kolorach jednocześnie. Istotnym zadaniem oscylloskopu jest unieruchomienie i wyświetlenie badanego przebiegu sygnału. W oscylloskopach cyfrowych dzięki zapisaniu spróbkowanego sygnału w pamięci może być on z niej odtwarzany lub zatrzymany w sposób naturalny dowolną ilość razy. Zaletą oscylloskopów cyfrowych jest możliwość zapamiętywania badanych przebiegów i przesyłania ich do urządzeń zewnętrznych przy zastosowaniu interfejsów. Dzięki temu jest możliwe sterowanie za pomocą komputera funkcjami, nastawami lub pomiarami oscylloskopu lub przesłanie obrazu z ekranu oscylloskopu do komputera [1, 2].

Oscylloskopy cyfrowe nie są pozbawione wad. Podobnie jak inne układy wykorzystujące cyfrowe przetwarzanie sygnałów, w oscylloskopach cyfrowych należy stosować filtry an-

tyaliasingowe, aby zgodnie z twierdzeniem Shannona nie dopuścić do zjawiska nakładania się widm, w przypadku kiedy w badanym sygnale znajdują się składowe o częstotliwości większej od połowy częstotliwości próbkowania [4].

Częstotliwość próbkowania przetworników A/C stanowi również ograniczenie dla górnej granicy pasma częstotliwości oscyloskopów cyfrowych, która dla najszybszych przetworników nie przekracza kilkudziesięciu gigaherców.

zobrazowanie przebiegu

Stosowane w oscyloskopach cyfrowych przetworniki analogowo-cyfrowe są w najpopularniejszych rozwiązaniach zazwyczaj 8-bitowe (rzadziej 10- lub 12-bitowe). Natomiast długość przebiegu wyświetlanego na ekranie wyrażona liczbą próbek wynosi zazwyczaj od 1024 do 10000. Obraz przedstawiany jest na ekranie na podstawie ciągu próbek, które są wynikiem kolejnych przetwarzania, może mieć postać przebiegu złożonego ze znaczników punktowych odpowiadających kolejnym wartościom przebiegu (zobrazowanie punktowe) lub jako przebieg ciągły uzyskany w efekcie interpolacji liniowej lub interpolacji sinusoidalnej.

Interpolacja liniowa jest najprostszą formą rekonstrukcji przebiegu sygnału. Polega ona na łączeniu liniami prostymi punktów widocznych w zobrazowaniu punktowym przebiegu. Jest ona wystarczająca do rekonstrukcji przebiegu sinusoidalnego w przypadku, gdy na jeden okres przypada co najmniej kilkadziesiąt próbek, oraz dla przebiegów nieokresowych lub odkształconych. Natomiast interpolacja sinusoidalna może być stosowana jedynie do rekonstrukcji sygnałów sinusoidalnych. Daje ona prawidłowy obraz w przypadku kilku próbek pobranych w jednym okresie. Jeśli zastosujemy ją do rekonstrukcji sygnałów impulsowych, mogą wystąpić duże zniekształcenia przebiegów. W oscyloskopach cyfrowych istnieją mechanizmy automatycznego lub ręcznego przełączania rodzaju rekonstrukcji przebiegu.

Obraz wyświetlony na ekranie oscyloskopu uzyskuje się w efekcie akwizycji, której rodzaj można zmieniać w zależności od potrzeb (**rys. 2.**). Podstawowym rodzajem akwizycji, występującym we wszystkich rodzajach oscyloskopów cyfrowych, jest próbkowanie (ang. sampling). Na ekranie uzyskuje się obraz bezpośrednio odtwarzający sygnał badany (**rys. 2a**). Drugim rodzajem akwizycji występującym powszechnie jest uśrednianie (ang. averaging) (**rys. 3c, 3d**). W tym trybie wyświetlony obraz przebiegu jest średnią z wybranej (nastawionej) liczby zarejestrowanych rekordów tego samego przebiegu. Uśrednianie może mieć zastosowanie jedynie do przebiegów okresowych. W wyniku uśredniania redukuje się szum lub zakłócenia impulsowe oraz poprawia się

rozdzielczość obrazu w kierunku pionowym. W przypadku występowania na tle sygnału nieskorelowanego szumu, uśrednianie poprawia stosunek sygnału do szumu $\sqrt{n}$ -krotnie, gdzie n oznacza liczbę przebiegów poddanych uśrednianiu. Zastosowanie uśredniania o dużej krotności ($n > 100$) daje możliwość obserwacji fragmentów sygnału niewidocznych w innych przypadkach.

Kolejnym rodzajem akwizycji jest „wychwytywanie anomalii” (ang. peak detection) występujących na przebiegu (**rys. 3b**). Wychwytywanie jest realizowane niezależnie od nastawionej podstawy czasu, tak więc na obrazie są uwidaczniane „szpilki” o bardzo krótkim czasie trwania, niewidoczne w trybie próbkowania normalnego.

literatura

1. A. Chwaleba, M. Poniński, A. Siedlecki, Metrologia elektryczna, WNT, Warszawa 2009.
2. Metrologia, red. L. Swędrowski, WPG, Gdańsk 2011.
3. J. Rydzewski, Pomiary oscyloskopowe, WNT, Warszawa 1999.
4. S. Tumański, Technika pomiarowa, WNT, Warszawa 2007.
5. K. Kuczyński, Oscyloskopy analogowe i cyfrowe – podstawy budowy i działania, „elektro.info” 9/2013.
6. Materiały dydaktyczne Politechniki Łódzkiej.

Załącz konto i dołącz do użytkowników elektro.info.pl



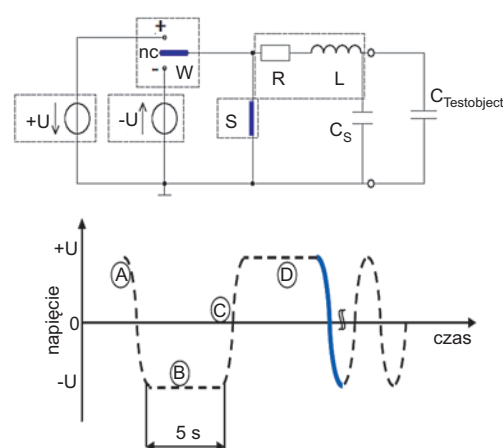
Przyłącz się! ➡

diagnostyka wyładowań niezupełnych kabli SN

oparta na napięciu wolnozmiennym VLF i oscylacyjno-tłumionym DAC

mgr inż. Piotr Cichecki, mgr inż. Dariusz Bratek – Megger Sp. z o.o.,
dr inż. Waldemar Chmielak, dr hab. inż. Łukasz Nogal, dr inż. Andrzej Łasica – Politechnika Warszawska

Problematyka diagnostyki wyładowań niezupełnych (wnz) dla kabli SN lub WN w ostatnich kilkunastu latach sprowadza się głównie do wyboru źródła napięcia probierczego. Niektóre zakłady energetyczne, firmy zajmujące się zarządzaniem majątkiem kablowym, a nawet firmy instalatorskie do niedawna miały do wyboru głównie dwa systemy pomiarowe oparte na napięciu wolnozmiennym: VLF (Very Low Frequency) 0,1 Hz cosinus lub sinus lub napięciu oscylacyjno-tłumionym DAC (Damped AC). Obydwa rodzaje napięć mają swoich zwolenników, jak i przeciwników. Wiele dyskusji i pytań generują np. niezunifikowane wewnętrzne normy zakładów energetycznych, zezwalające tylko na jedno z tych rozwiązań, np. dla diagnostyki kabli będących już w eksploatacji. Brak jednoznacznych wytycznych odnośnie poziomów napięć probierczych, jak i typów tych napięć dla testów diagnostycznych stanowi dodatkową kwestię. Odrębna dyskusja prowadzona jest na temat prób odbiorczych (po instalacji) na kablach SN. Coraz więcej prób napięciowych wykonuje się wraz z badaniami diagnostycznymi: tangens delta ($\tan \delta$) i wnz. Jest zrozumiałe, że próba napięciowa napięciem DC (nadal w normach), jak i niemonitorowa-



Rys. 1. Schemat obwodu probierczego DAC i VLF oraz przebieg napięcia dla układu VLF

streszczenie

W artykule zaprezentowano metodologię badań diagnostycznych dla kabli SN oparte na napięciu VLF 0,1 Hz Cosinus (CR), jak i napięciu oscylacyjno-tłumionym (DAC). Szereg badań przeprowadzonych na nowych i użytkowanych kablach SN w kraju i zagranicą potwierdza powtarzalność wyników otrzymanych przy pomiarze wnz metodą DAC oraz VLF 0,1 Hz [1, 4, 5, 8]. Metoda z wykorzystaniem napięcia probierczego VLF 0,1 cosinus pozwala na wykonywanie próby napięciowej (zgodnie z obowiązującymi normami) z równoległym pomiarem wnz, co skraca znacząco czas całego pomiaru. Prezentowana metodologia prób napięciowych na kablach SN pozwala na wykrycie wielu defektów, które mogą powstać podczas instalacji kabla, głowic kablowych lub muf, jak również defektów wynikających ze starzenia się izolacji kablowej, np. kabli olejowych.

na próba napięciowa VLF 0,1 Hz nie jest wystarczająca, aby poprawnie ocenić montaż głowic lub muf w danym odcinku kablowym.

W artykule zaprezentowano metodologię badań diagnostycznych dla kabli SN oparte na napięciu VLF 0,1 Hz Cosinus (CR), jak i napięciu oscylacyjno-tłumionym (DAC). Szereg badań przeprowadzonych na nowych i użytkowanych kablach SN w kraju i zagranicą potwierdza powtarzalność wyników otrzymanych przy pomiarze wnz metodą DAC oraz VLF 0,1 Hz [1, 4, 5, 8]. Metoda z wykorzystaniem napięcia probierczego VLF 0,1 cosinus pozwala na wykonywanie próby napięciowej (zgodnie z obowiązującymi normami) z równoległym pomiarem wnz, co skraca znacząco czas całego pomiaru. Prezentowana metodologia prób napięciowych na kablach SN pozwala na wykrycie wielu defektów, które mogą powstać podczas instalacji kabla, głowic kablowych lub muf, jak również defektów wynikających ze starzenia się izolacji kablowej, np. kabli olejowych.

W większości przypadków defekty w nowych kablach XLPE powstają w wyniku zastosowania elementów niedostatecznej jakości i niezachowania należytej staranności podczas instalacji muf lub głowic kablowych w warunkach polowych. Wnz są indykatorami uszkodzeń związanych z niepoprawną instalacją, gdzie przeważnie problem tkwi w niepoprawnym wysterowaniu pola elektrycznego i jego lokalnego wzrostu w głowicy lub mufie kablowej i pojawieniem się w tym miejscu wnz. Przy obecnych wymaganiach odnoszących się do prób napięciowych napięciem np.: $2,5-3,0 \times U_0$ (napięcie znamionowe faza-ziemia) jedynym kryterium dopuszczającym do eksploatacji nowy odcinek kablowy jest brak przebicia podczas trwania próby napięciowej. Badania, jak i doświadczenia zakładów energetycznych w Polsce i zagranicą wskazują jednoznacznie, że wiele defektów nie zostaje wykrytych podczas zwykłej próby napięciowej i awaria kabla jest odnotowywana od kilku do kilkunastu tygodni po zakończonej pozytywnie, niemonitorowanej próbie napięciowej lub podczas załączania kabla „w sieć” (w zależności od warunków eksploatacji). Rozwiązaniem tego problemu może być diagnostyka wnz przeprowadzana podczas każdorazowej próby napięciowej i eliminacja wadliwych elementów systemu kablowego przed włączeniem do eksploatacji, a przez to zapewnienie bezawaryjnej eksploatacji.

napięcie wolnozmiennne VLF cosinus (CR) i oscylacyjno-tłumione (DAC)

Charakter, jak i cechy fizyczne napięcia probierczego VLF, jak i DAC zostały opisane już w wielu publikacjach [1–8]. **Rysunek 1.** pokazuje schemat obwodu, jaki został zastosowany to generacji obydwu napięć. Obwód ten składa się z dwóch źródeł napięcia: dodatniego +U jak i ujemnego -U. Przełącznik W łączy jedno ze źródeł, podczas gdy

drugie jest izolowane. Indukcyjność L i pojemność wewnętrzna systemu CS odpowiada za doprowadzenie układu do stanu rezonansowego. Straty wewnętrznego obwodu rezonansowego są reprezentowane przez rezystancję R . Głównym zadaniem tego systemu jest osiągnięcie właściwego czasu przełączania. **Rysunek 1.** przedstawia też schematycznie wykres czasowy trybu VLF cosinus o częstotliwości 0,1 Hz.

W fazie „B” i „D” napięcie pozostaje stałe, co oznacza że dodatnie lub ujemne źródło napięcia jest załączone za pomocą przełącznika W . Przełącznik S jest otwarty. W fazie rezonansowej, „A” i „C”, przełącznik W jest ustawiony w pozycji neutralnej, aby odizolować źródła napięcia stałego od obwodu rezonansowego. Przełącznik S zamyka się i zamiana biegunów odbywa się z częstotliwością zgodną z równaniem (1).

$$f_{\text{swing}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot (C_s + C_{\text{Testobject}})}} \quad (1)$$

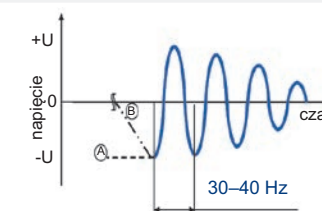
Istnieje zasadnicza różnica w generowaniu napięcia VLF cosinus, a napięcia oscylacyjno-tłumionego DAC. W trybie VLF cosinus, faza rezonansu jest zatrzymana przez otwarcie przełącznika S w odpowiednim czasie. Źródła ładują pojemność wewnętrzną CS do napięcia nominalnego, zadanego przez system. W trybie DAC przełącznik S jest zamknięty, tak więc obwód rezonansowy o określonej częstotliwości jest wytwarzany przez rezonans między wewnętrzną cewką L , jak i pojemnością badanego obiektu $C_{\text{Testobject}}$. Tłumienie drgań jest wywołane przez straty wewnętrznych elementów generatora napięciowego, jak i strat rezystancyjnych badanego obiektu. **Rysunek 2.** pokazuje napięcie oscylacyjno-tłumione DAC.

Prezentowany system TDS NT40 pozwala na generację obydwu rodzajów napięcia w jednym systemie. System sterujący pozwala nawet na kombinację sekwencji napięć, np. w pierwszej kolejności zastosowanie napięcia DAC i po nim bezpośrednio VLF 0,1 Hz. Ponadto należy zauważyć, iż mając (+) pozytywne, jak i (-) negatywne źródło napięcia dla fazy ładowania, np. dla napięcia DAC + VLF kombinacja obu źródeł podczas próby napięciowej jest możliwa. Główną zaletą połączonych źródeł napięcia probierczego jest jego zastosowanie dla prób napięciowych nowych kabli SN, gdzie ogólnie zaleca się stosowanie napięcia zmiennego o stałej amplitudzie (którym jest tryb VLF cosinus) rekomendowany również przez polską normę SEP: N-SEP-E-004 (2014) [14]. Z drugiej strony, dla badań kabli będących już w eksploatacji zalecane jest napięcie niedestruktywne (o najmniejszym wpływie na zdrową część badanego kabla) o fali samogasnącej czyli napięcie oscylacyjne tłumione DAC o częstotliwości zbliżonej do częstotliwości sieciowej 50 Hz. W omawianym systemie obydwa źródła napięć są dostępne przełączając w oprogramowaniu odpowiedni tryb.

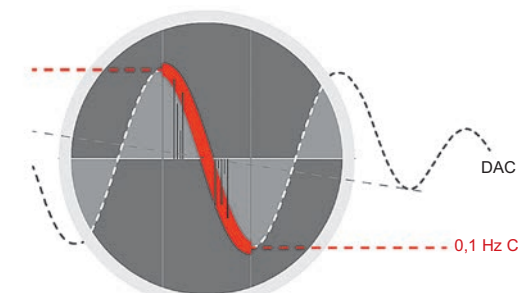
istotne charakterystyki wnz

Wyładowania niezupełne są parametrem diagnostycznym umożliwiającym ocenę stanu kabla podczas diagnostyki „off-line” przy użyciu zewnętrznego, regulowanego źródła napięcia. Istnieją również systemy pozwalające na pomiar wnz podczas eksploatacji kabla tylko przy napięciu U_0 (nominalnym) podczas tzw. pomiarów „online”. Wiemy jednak, że jednym z najważniejszych parametrów oceny wnz jest napięcie zapłonu (PDIV – Partial Discharge Inception Voltage). Poziom tego napięcia daje nam informację o charakterze źródła wnz i odpowiedź na pytanie, czy wnz jest aktywne podczas napięcia eksploatacyjnego, czy też dużo wcześniej lub przy napięciu dużo wyższym. Poza napięciem zapłonu wnz, następnym parametrem jest amplituda wnz mierzona w pC (pikokulombach), która daje bezpośrednio informację o ryzyku związanym z defektem emitującym wnz. W celu porównania wartości absolutnych wnz, międzynarodowy standard IEC 60270 opisuje techniki pomiaru wnz i metodykę, jak wnz powinny być mierzone, aby spełniać wymieniony standard [6]. W opisywanym systemie TDS NT przy obu napięciach DAC jak i VLF pomiar wnz odbywa się zgodnie ze standardem IEC 60270.

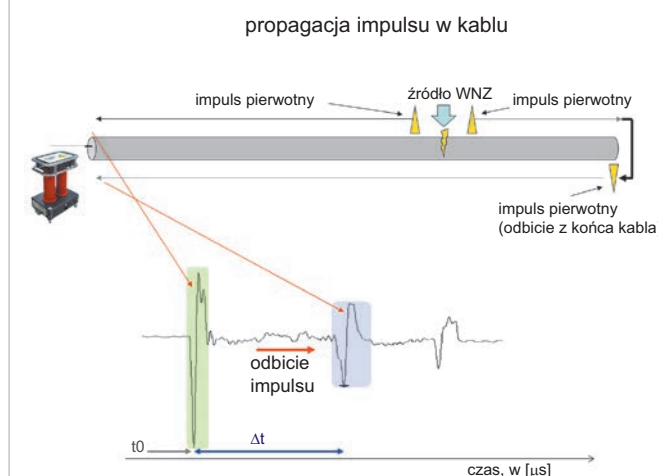
Wartości bezwzględne wnz powierzchniowych lub ślizgowych są niż-



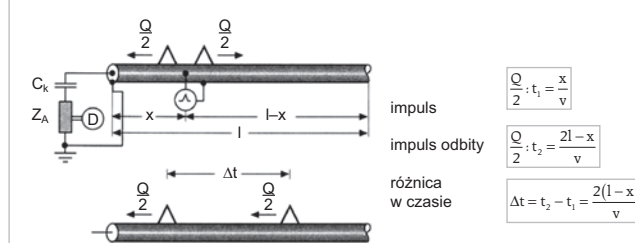
Rys. 2. Cykl napięcia oscylacyjno-tłumionego DAC [1]



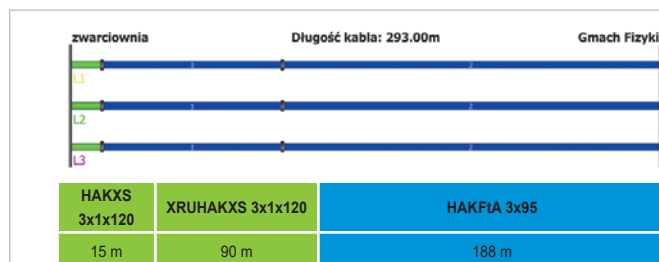
Rys. 3. Pomiar wnz podczas próby napięciem DAC (20–500Hz), jak i VLF 0,1Hz cosinus (CR)



Rys. 4. Teoria lokalizacji wnz w kablu energetycznym (parowanie impulsów) – analiza TDR



Rys. 5. Metoda lokalizacji wnz w kablu energetycznym (obliczanie miejsca uszkodzenia), gdzie: C_k – kondensator sprzęgający, Z_A – impedancja pomiarowa, D – układ przetwarzający i wyświetlający wyniki, Q – ładunek [pC] przenoszony przez impuls wnz, czasy t_1 , t_2 – rejestrowane przez układ na końcu pomiarowym (system pomiarowy), l – długość kabla, x – szukana odległość do źródła wnz liczona z miejsca podłączenia systemu pomiarowego [6]



Rys. 6. Struktura kabla nr 1



Rys. 7. Struktura kabla nr 2

z napięciem AC 50/60 Hz, została udowodniona przez wiele publikacji [7, 8]. Ze względu na fakt, iż napięcie VLF 0,1 Hz cosinus korzysta z tego samego rodzaju fazy rezonansu podczas zmiany polaryzacji biegunów, to logicznym staje się fakt, że pomiar napięcia zapłonu wnz będzie również porównywalny z napięciem zapłonu do częstotliwości napięcia pracy, tj. 50 Hz. Poniższe przypadki, jak i publikacje [1, 4, 5, 6, 8, 9, 10] pokazują, że teza to jest prawidłowa (rys. 3.).

Oprócz pomiaru wnz w [pC] istotną funkcją systemu jest lokalizacja wnz na podstawie dwóch parametrów: prędkości propagacji impulsu wnz w kablu i czasu pomiarzonego między pierwotnym impulsem rejestrowanym przez system i jego pierwszym odbiciem z końca kabla (Time Domain Reflectometry – TDR). Znając obydwa parametry system jest w stanie wyliczyć lokalizację źródła impulsu.

Faza	L1	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	86,9 nF	86,0 nF	86,0 nF	86,0 nF
Rezystancja	679,2 MΩ	687,4 MΩ	638,5 MΩ	601,7 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	27,12	27,31	29,32	31,02
Faza	L2	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	83,0 nF	82,0 nF	82,0 nF	83,0 nF
Rezystancja	417,9 MΩ	408,8 MΩ	366,1 MΩ	331,5 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	45,85	47,60	52,82	57,99
Faza	L3	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	86,9 nF	86,0 nF	86,0 nF	86,0 nF
Rezystancja	625,3 MΩ	629,0 MΩ	609,9 MΩ	593,9 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	29,33	29,77	30,64	31,40

Rys. 8. Zestawienie wyników pomiarów tg δ , rezystancji i pojemności kabla dla różnych wartości napięć probierczych VLF 0,1 Sin oraz widok przyłączonego układu probierczego

sze niż np. wnz we wtrącinach gazowych, lub pustych przestrzeniach, tzw. poduszkach powietrznych w mufie kablowej. Z drugiej strony jednak wnz powierzchniowe wewnątrz mufy kablowej doprowadzą szybciej do przebicia izolacji, ważne jest zatem określenie precyzyjnie poziomu napięcia zapłonu PDIV dla danego defektu, a dzięki czemu określić typ defektu. Porównywalność napięcia zapłonu (PDIV) dla napięcia oscylacyjno-tłumionego DAC

Oczywiście obróbka danych i analiza TDR odbywa się automatycznie, już podczas wykonywania pomiaru. Gdy tylko wnz zostaną zarejestrowane przez system, kształt, polaryzacja, poziom wyzwolenia, dyspersja są porównywane. Głównym kryterium używanym przez algorytm użyty do parowania impulsów jest kryterium energii (porównanie energii przenoszonej przez impuls

pierwotny i jego pierwsze odbicie). System również porównuje przebieg propagacji impulsu kalibracyjnego zarejestrowany przed wykonaniem pomiarów napięciowych. Podczas tworzenia raportu końcowego istnieje możliwość manualnej korekty analizy TDR i dopasowania (sparowania) impulsów na podstawie np. doświadczenia i wiedzy operatora. Metodologię lokalizacji wnz przedstawia rysunek 4.

Zakładając, że impuls wnz rozchodzi się na obydwa końce kabla po równe 50%, a prędkość propagacji jest znana dla poszczególnych typów izolacji kablowej, np. 84 μ s dla kabla w izolacji polietylenowej, czasy t_1 i t_2 (rys. 5.) są wyliczane na podstawie poprawnego sparowania impulsu pierwotnego i jego odbicia z końca kabla. Wpływ na propagację mają następujące czynniki: izolacja, liczba i jakość zainstalowanych muf kablowych, jakość uziemienia żyły powrotnej i wreszcie poziom i typ zakłóceń w miejscu pomiaru. Rysunek 5. przedstawia zależności między prędkością i czasem między impulsami pierwotnym i odbitym dla pojedynczego źródła wnz w kablu.

przeprowadzone badania

Badania porównawcze prezentowanych metod, wraz z innymi praktykowanymi badaniami diagnostycznymi kabli w eksploatacji, zostały przeprowadzone na 2 kablach średniego napięcia zasilających laboratoria: Zwarciove Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej i Wysokonapięciowe Instytutu ETiSIP. Kable te, o długości niepełna 300 m i ok. 240 m zostały ułożone w ziemi, pod powierzchnią drogi wewnętrznej w roku 1974. Są to kable HAKFtA 3×95 mm², o izolacji papierowej nasyczonej olejem. Kable te pracują w dość specyficznych warunkach. Cały czas są pod napięciem, ale przez zdecydowaną większość czasu nie są w ogóle obciążone. Obciążenie występuje rzadko, jedynie podczas wykonywania badań w układach probierczych. Obciążenie laboratorium zwarciovego jest impulsowe. Są to prądy na poziomie do 200 A, przeważnie poniżej 100 A, i w czasie poniżej 0,5 s, z częstotliwością co najwyżej kilku razy dziennie. Skutkiem tego jest niska temperatura pracy kabli niepowodująca ubytków syciwa, co potwierdzają znikome ubytki oleju w głowicy kablowej.

Pierwotnie kabel zasilający Laboratorium Zwarciovego przechodził przez inne, nieistniejące już laboratorium. W roku 2006 wraz z likwidacją tamtego laboratorium i modernizacją Laboratorium Zwarciovego, na badanym kablu zostały zainstalowane 2 mufy. Na ok. 100 metrze kabla, licząc od strony Laboratorium Zwarciovego, została założona mufa kablowa zimnokurczliwa, która wraz z kablem znajduje się w ziemi. Natomiast w Laboratorium Zwarciowym wstawiono trzy 15-metrowe kable YaHAKXS 1×120 mm² w izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE i połączono je żywiczną mufą kablową

znajdującą się wewnątrz Laboratorium. Struktura tego kabla została zilustrowana na **rysunku 6**. Na końcu kabla papierowo-olejowego zamontowana jest głowica końcowa wypełniona olejem, której zadaniem jest też nasączenie izolacji kabla.

Kabel zasilający Halę Wysokich Napięć był kilkakrotnie uszkodzany i naprawiany, czego skutkiem było kilka muf zainstalowanych w pobliżu hali. W roku 2014 kabel został odkryty na odcinku około 50 metrów w pobliżu Hali i wymieniony na kabel polietylenowy. Zastosowano trzy jednofazowe kable XRUHAKXS $1 \times 120 \text{ mm}^2$. Połączenie kabla olejowego z wytłaczanym wykonano termokurczliwą mufą przejściową. Wewnątrz samej hali WN zastosowano jeszcze 25-metrowy odcinek kabla YHAKXS $1 \times 120 \text{ mm}^2$ umożliwiający wygodniejsze podłączenie systemu pomiarowego. Struktura tego kabla została zilustrowana na **rysunku 7**.

straty dielektryczne ($\text{tg } \delta$)

Na kablu nr 1 przeprowadzono próby napięciowe AC, próby rezystancji izolacji, w tym R60/R15, pojemności kabla oraz $\text{tg } \delta$ przy napięciach do $2 \times U_0$ przy użyciu napięcia VLF 0,1 Hz sinus. Wszystkie te pomiary wykazały, że kabel jest sprawny i niezawilgocony. Posiada duży zapas w wartościach zmierzonych parametrów i może być dopuszczony do dalszej eksploatacji. Pomiary $\text{tg } \delta$ oraz R60/R15 wykazały, że izolacja fazy L2 jest słabsza, ale mieści się w normach. Wyniki tych pomiarów zestawiono na **rysunku 8**.

badania wyładowań niezupełnych (wnz)

Dla obydwu kabli przeprowadzono dodatkowe badania z wykorzystaniem systemu do badania kabli TDS NT 40 pokazanego na **rysunku 9**. Badania miały na celu porównanie metod VLF 0,1 Hz cosinus oraz DAC, a przy okazji dokładniejsze rozpoznanie stanu technicznego kabli.

Dodatkowym celem badań diagnostycznych kabli było porównanie dwóch różnych typów napięć i wyników pomiaru wnz przeprowadzonych przy tych napięciach. W przypadku napięcia DAC procedura polega na stopniowym podnoszeniu wartości napięcia probierczego w ustalonych uprzednio krokach, np. $0,2 \times U_0$ do wartości maksymalnej. W tym przypadku $1,0 \times U_0$, a następnie $1,7 \times U_0$. Dla obydwu najwyższych poziomów napięć probierczych zostało wykonanych 50 wyzwoleń fali oscylacyjno-tłumionej celem pomiaru wnz (**rys. 10.**).

W przypadku napięcia VLF 0,1 Hz CR napięcie probiercze również było podnoszone stopniowo co $0,2 \times U_0$ do wartości maksymalnej. W tym przypadku $1,0 \times U_0$, a następnie

$1,7 \times U_0$. Dla obydwu najwyższych poziomów napięć probierczych zostało zarejestrowanych 50 zmian polaryzacji (przeładowań) z równoczesną detekcją wnz (**rys. 10.**).

Przeprowadzono następujące badania:

Kabel nr 1

Testy na najslabszej fazie L2 (dzień 1):

- 50×DAC przy $1,0 \times U_0$ (wyniki jako L1),
- 50×VLF przy $1,0 \times U_0$ (wyniki jako L2),
- 50×DAC przy $1,0 \times U_0$ (wyniki jako L3).

Testy na najzdrowszej fazie L3 (dzień 2):

- 50×DAC przy $1,7 \times U_0$ (wyniki jako L1),
- 50×VLF przy $1,7 \times U_0$ (wyniki jako L2),
- 50×VLF przy $1,7 \times U_0$ (wyniki jako L3).

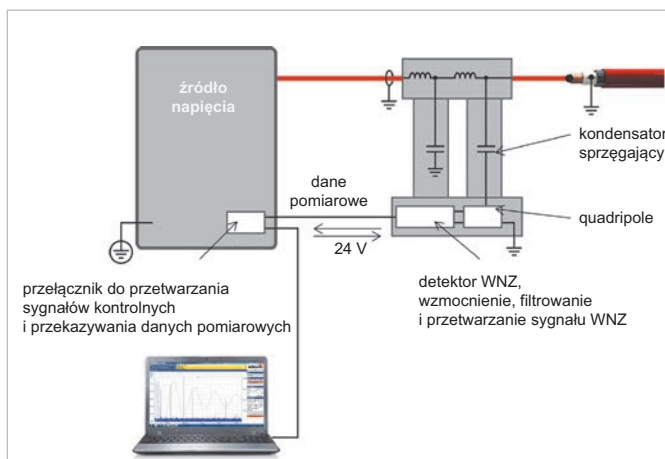
Testy napięciem DAC na wszystkich fazach L1, L2 i L3 (dzień 3):

- 10×DAC przy $1,0 \times U_0$ + 10×DAC przy $1,7 \times U_0$ dla każdej fazy.
- Kabel nr 2 (obniżone maksymalne napięcie probiercze ze względu na stan kabla)
- Testy na najslabszej fazie L1 (dzień 1):
- 50×DAC przy $1,0 \times U_0$ (wyniki jako L2),
- 50×VLF przy $1,0 \times U_0$ (wyniki jako L3).

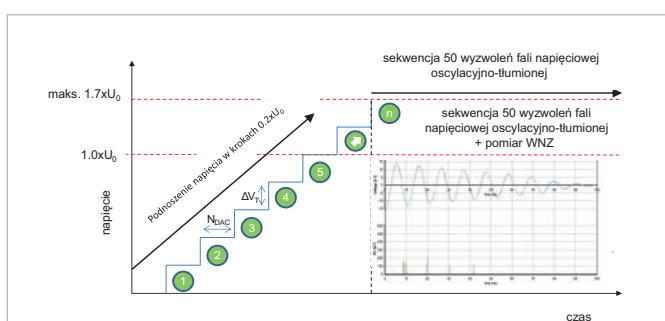
interpretacja danych pomiarowych i wyników badań kabla nr 1

Pierwsze badania zostały przeprowadzone na fazie L2 i pokazane na **rysunku 12**. Ze względu na wiek kabla i najgorsze wyniki badań wstępnych zdecydowano się przeprowadzić próby przy napięciu nie przekraczającym napięcia znamionowego. Napięcie zapłonu wyładowań niezupełnych wyniosło $0,9 \times U_0$. Odnotowano znaczną koncentrację wyładowań niezupełnych na 76 i 237 metrze kabla. Przy czym nie odnotowano istotnych różnic we wskazaniach podczas pomiarów metodą DAC i VLF. 76 metr kabla wypada w miejscu ostrego zakrętu kabla, który na starych schematach tej instalacji został zaznaczony jako istotny detal zagięcia kabla na małej odległości. Z kolei osłabienie kabla na 240 metrze zostało zidentyfikowane przez ekipę zajmującą się eksploatacją sieci energetycznej PW jako miejsce, w którym przed laty odnotowano uszkodzenie kabla podczas prac budowlanych. Zapewne w tym miejscu jest naruszony pancerz kabla albo jest zainstalowana mufa.

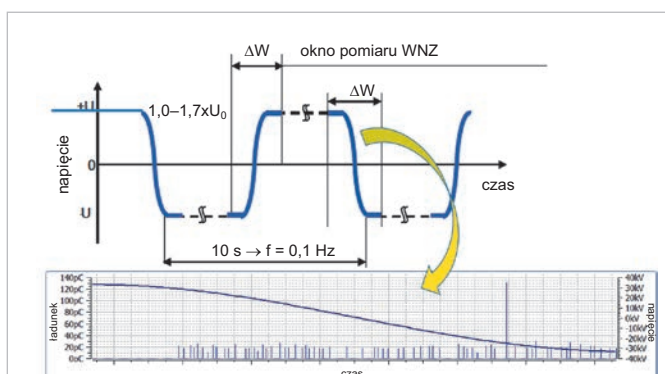
Kolejne badania przeprowadzono na fazie L3, która w badaniach wstępnych wykazała najlepsze parametry, czyli została zidentyfikowana jako najzdrowsza. Badania te zostały przeprowadzone w kolejnym dniu, w podobnych warunkach atmosferycznych i zostały przedstawione



Rys. 9. Schemat systemu TDS NT VLF 40



Rys. 10. Przykładowy schemat przedstawiający metodologię badań przy użyciu napięcia DAC



Rys. 11. Przykładowy schemat przedstawiający metodologię badań przy użyciu napięcia VLF 0,1 CR

wskutek odcięcia go mufą od głowicy olejowej. Poziom wyładowań niepełnych wynoszący do 8 nC dla starych kabli w izolacji papierowo-olejowej jest akceptowalny (ocena na podstawie doświadczeń użytkowników systemów VLF i DAC).

W trzecim dniu prób przeprowadzono badania napięciem oscylacyjno-tłumionym DAC o wartości do $1,7 \times U_0$ na wszystkich trzech fazach. Wyniki badań pokazane na **rysunkach 14. i 15.** przedstawiają rozkład wnz zarejestrowanych dla napięć do $1,0 \times U_0$ (**rys. 14.**) oraz do $1,7 \times U_0$ (**rys. 15.**). Badania te potwierdziły wcześniejsze obserwacje dokonane przy użyciu głównie metody badań VLF. Zaobserwowano wyraźną koncentrację wnz na 240 m kabla, czyli w miejscu na-

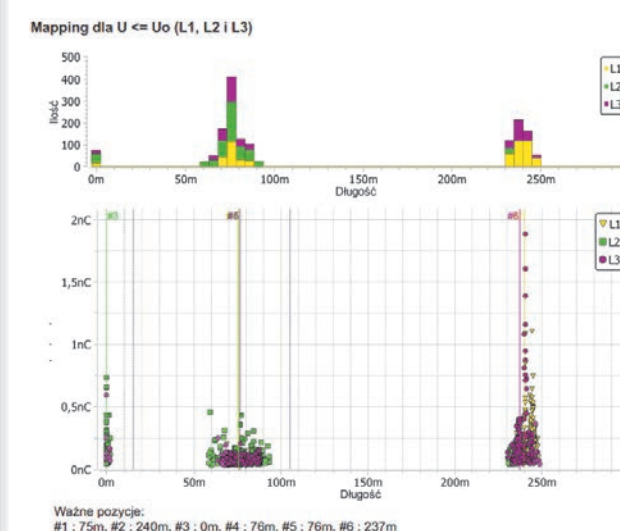
na **rysunku 13.** Napięcie zapłonu wnz wyniosło również $0,9 \times U_0$, przy czym przy napięciu $1,0 \times U_0$ odnotowano mniejszą intensywność wnz niż w dniu poprzednim. Zdecydowano się podnieść napięcie prób do wartości $1,7 \times U_0$ W takich warunkach zaobserwowano koncentrację wyładowań niepełnych na 201 m kabla oraz dużą intensywność wyładowań niepełnych rozproszonych pomiędzy początkiem kabla i mufą na 105 metrze. Wyładowania w okolicy 200 metra pojawiły się podczas drugiej serii prób, która miała miejsce bezpośrednio po pierwszej serii prób. Zarówno pierwsza seria prób, jak i 3, którą wykonano po kilkunastominutowej przerwie nie wykazały wnz w okolicy 200 metra. Może to wskazywać rozwój wyładowań w tym miejscu na skutek długotrwałej obecności podwyższonego napięcia z pierwszej i drugiej serii prób oraz późniejszą regenerację izolacji papierowo-olejowej w tym miejscu. Rozproszone wyładowania niepełne na odcinku pomiędzy mufami wskazują, że układ izolacyjny w tym miejscu jest osłabiony. Przyczyną tego stanu jest brak możliwości uzupełniania syciwa tego odcinka kabla

ruszenia kabla podczas prac budowlanych oraz rozproszone wyładowania niepełne na odcinku kabla papierowo-olejowego pomiędzy mufami, czyli tam, gdzie nie może być uzupełnianie syciwo z głowicy kablowej.

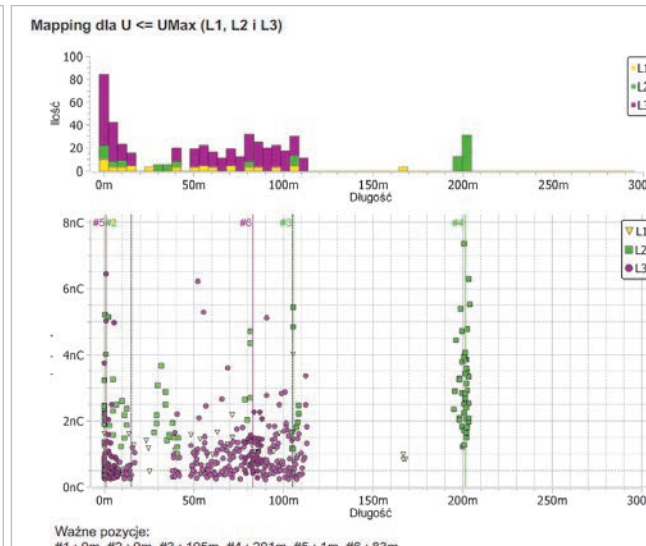
Na **rysunku 16.** przedstawiono przykładowe obrazy analizy TDR- lokalizacji uszkodzeń, gdzie kursorami (czarne pionowe linie) oznaczone są: impuls pierwotny i jego pierwsze odbicie z końca kabla. Kolorem fioletowym oznaczony jest obraz kalibracji z widocznym odbiciem na końcu kabla.

Interpretacja danych pomiarowych i wyników badań kabla nr 2

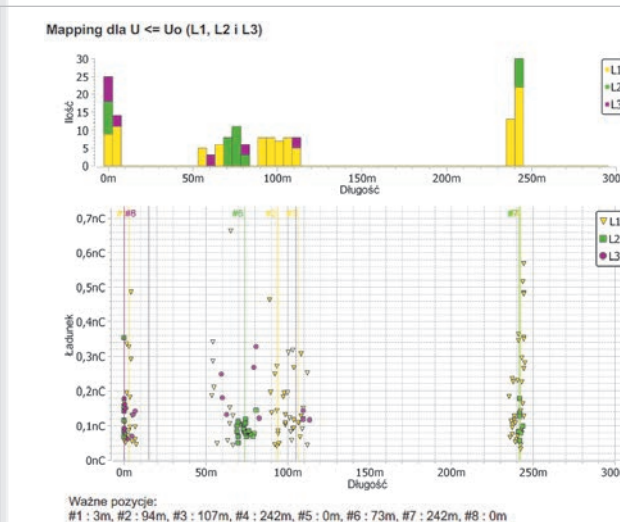
Również dla kabla nr 2 postanowiono nie przekraczać napięcia znamionowego, aby uniknąć przebicia zeszaruszałej części izolacji kablowej. Stopniowe podnoszenie napięcia



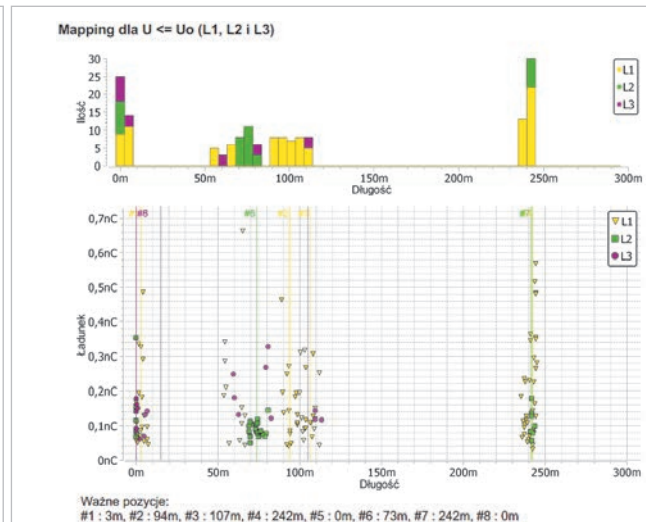
Rys. 12. Rozkład wnz na długości kabla w fazie L2, przy czym znaczniki opisane jako L1 prezentują 50 wyzwoleń napięcia DAC przy napięciu $1,0 \times U_0$, L2-50 zmian polaryzacji napięcia VLF przy $1,0 \times U_0$, L3 - 50 DAC przy $1,0 \times U_0$. (Łącznie 100 wyzwoleń napięcia DAC i 50 zmian polaryzacji napięcia VLF)



Rys. 13. Rozkład wnz na długości kabla w fazie L2, przy czym znaczniki opisane jako L1 prezentują 50 wyzwoleń napięcia DAC dla $1,7 \times U_0$, L2 - 50 zmian polaryzacji napięcia VLF przy $1,7 \times U_0$, L3 - 50 zmian polaryzacji napięcia DAC przy $1,7 \times U_0$. (Łącznie 50 wyzwoleń napięcia DAC i 100 zmian polaryzacji napięcia VLF)



Rys. 14. Rozkład wnz na długości kabla we wszystkich fazach dla napięć $\leq 1,0 \times U_0$



Rys. 15. Rozkład wnz na długości kabla we wszystkich fazach dla napięć $\leq 1,7 \times U_0$

probierczego dla badanej fazy L1 pokazało, iż napięcie zapłonu wnz (PDIV) oscyluje w przedziale $0,7-0,8 \times U_0$ zarówno dla napięcia DAC, jak i VLF. Poniżej przedstawione są wyniki dla napięcia PDIV i $1,0 \times U_0$, gdzie koncentracja wnz została zlokalizowana w jednym miejscu, ok. 92 m, liczone od miejsca instalacji systemu pomiarowego.

Na podstawie wykonanych prób można wywnioskować, że badany kabel nie jest wolny od wewnętrznych wnz. Poziom zapłonu jest taki sam dla napięcia probierczego DAC, jak i VLF i jest niższy niż napięcie nominalne $U_0 = 8,6 \text{ kV}$, a zatem wnz są widoczne podczas eksploatacji kabla w warunkach sieciowych. Główna koncentracja źródeł wnz występuje na ok. 81–95 metrze (liczone od miejsca podłączenia systemu) i jest to odcinek w izolacji papierowej. Relatywnie niska amplituda wnz przy napięciu zapłonu wzrasta gwałtownie do wartości $30\,000 \text{ pC}$ [30 nC] przy podniesieniu napięcia probierczego o tylko $0,2 \times U_0$, co może być objawem poważnego uszkodzenia izolacji, np. mechaniczne uszkodzenie podczas poprzednich napraw. Ciekawym faktem jest również występowanie wnz tylko w jednym miejscu, tj. ok. 10 m kabla papierowego. Pozostała część kabla, jak i głowice kablów nie wykazują żadnych objawów starzenia w formie aktywności wnz.

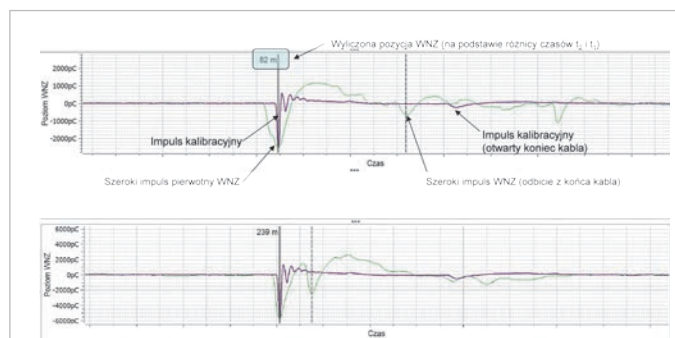
podsumowanie

Standardowe testy kabli (próby napięciowe, rezystancja izolacji, współczynnik absorpcji, tg δ) dostarczają jedynie informacji o ogólnym stanie kabla. Pomiar wyładowań niezupełnych w kablu niesie w sobie dodatkowe informacje o lokalnych osłabieniach izolacji. Osłabienia te mogą być skutkiem mechanicznych uszkodzeń kabla lub wynikać z procesu starzenia izolacji lub być wynikiem nieumiejętnego montażu. W tym artykule przedstawiono doświadczenia z badań diagnostycznych wykonanych na kablach będących już w eksploatacji jak i ogólną metodologię wykonania badań diagnostycznych dla napięcia DAC jak i VLF. Wnioski dla poszczególnych kabli są następujące:

Kabel nr 1

Przeprowadzone badania z pomiarem wyładowań niezupełnych wskazały dwa punktowe miejsca, gdzie izolacja kabla jest osłabiona i mogą w niej występować defekty:

- 240 m z punktowym wzrostem wnz kojarzony i zidentyfikowany jako uszkodzenie kabla podczas prac budowlanych przed laty,
- 200 m z punktowym wzrostem wnz. Miejsce to nie pojawiło się podczas



Rys. 16. Przykładowe analizy TDR wskazujące dwa miejsca osłabienia izolacji: 82 m i 239 m

pierwszego dnia prób. Ujawniło się podczas drugiego dnia prób z napięciem $1,7 \times U_0$, jak i trzeciego dnia prób. Najprawdopodobniej defekt ten jest zależny od napięcia probierczego i „potrzebował” spolaryzować się przy zwiększonej intensywności pola elektrycznego. Defekt ten nie powinien być widoczny podczas normalnej eksploatacji kabla przy napięciu U_0 , gdyż jego napięcie zapłonu jest dużo wyższe. Nie powinien być zagrożeniem dla tego kabla.

Dodatkowo zaobserwowano rozproszoną aktywność wnz:

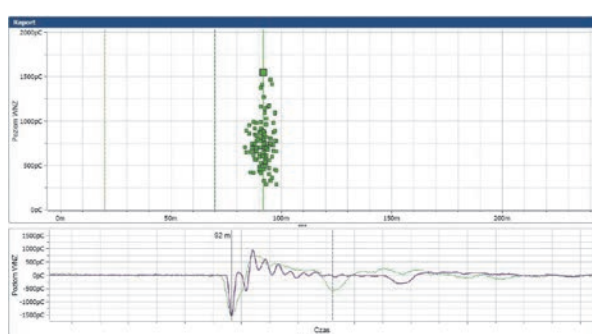
- odcinek kabla olejowego pomiędzy mufami ze zwiększonym poziomem wnz związany najprawdopodobniej z ubytkiem syciwa i brakiem możliwości jego uzupełniania w związku z istnieniem muf. Są to typowe objawy wysuszenia izolacji papierowej i powolnej jej degradacji spowodowanej głównie rozkładem celulozy i jej pochodnych, tj. wody i tlenu.

Kabel nr 2

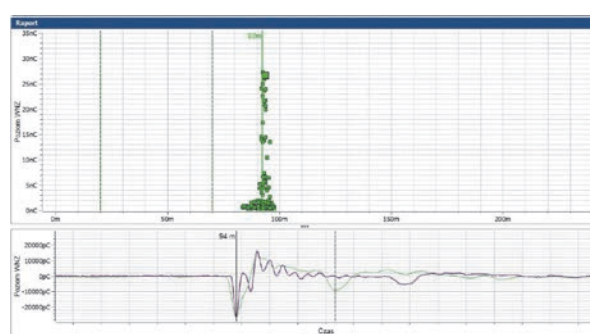
Przeprowadzone badania z pomiarem wyładowań niezupełnych wskazały jedno miejsce, gdzie izolacja kabla jest osłabiona i mogą w niej występować defekty. Przy napięciu zapłonu wnz widać rozproszenie źródeł wnz na odcinku ok. 10 m, jednak wraz ze wzrostem napięcia probierczego do $1,0 \times U_0$ koncentracja wnz zawęża się do 93 m. Analiza ręczna zarejestrowanych wnz potwierdziła automatyczną analizę wykonaną przez system pomiarowy podczas pomiaru.

Widomo powszechnie, iż kable w izolacji polietylenowej są dużo mniej odporne na aktywność wnz. Wartości mierzone dla kabli „papierowych” nie byłyby możliwe do zaakceptowania dla kabli polietylenowych w przedstawionych warunkach, chociaż jak wiadomo brak jest jakichkolwiek normatywnych dotyczących granicznych poziomów wnz. Analizy amplitud wnz odbywają się bazując na doświadczeniu i wiedzy pomiarowca. Odnosząc się do wyników opisanych wyżej metody DAC i VLF 0,1 Hz CR wydają się podobnie czułe. Zmierzone napięcia zapłonu (ang. PDIV) są na tym samym poziomie dla zaobserwowanych defektów, w opisanych odcinkach kablów. Amplituda wnz pomierzona dla napięcia DAC i VLF również jest w podobnym przedziale w [pC]. Warto podkreślić fakt, iż w przypadku kabli starych będących w eksploatacji już przez 20, 30 lub więcej lat okresowe badania diagnostyczne są zalecane, aby monitorować trend zmian aktywności wnz. Takie badania mogą być użyteczne przy okazji planowanych modernizacji sieci lub określenia możliwości przyłączeniowych dla dodatkowych obciążeń systemu kablów.

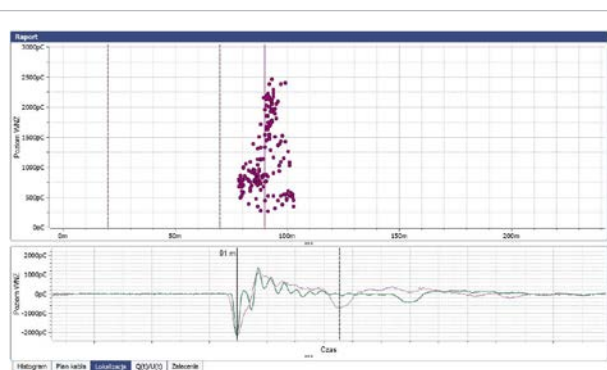
System TDS NT 40 w chwili obecnej jest dostępny w dwóch wariantach 40 i 60, co oznacza maksymalną wartość napięcia wyjściowego w [kV]. Warto wspomnieć, że system TDS NT może również współpracować z napięciem VLF Sinus 0,1 Hz. Firma Megger ma w ofercie szereg urządzeń do diagnostyki kabli SN, jak i WN, i boga-



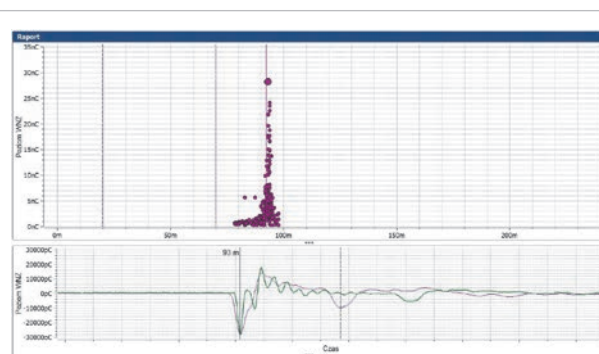
Rys. 17. Obraz wnz zarejestrowany przy napięciu PDIV (napięcie zapłonu wnz) $0,8 \times U_0$. Pomiar wykonany przy napięciu probierczym DAC ok. 25 wyzwoleń. Maks. amplituda wnz 1 500 pC wraz z podglądem



Rys. 18. Obraz wnz zarejestrowany przy napięciu $1,0 \times U_0$. Pomiar wykonany przy napięciu probierczym DAC ok. 25 wyzwoleń. Maks. amplituda wnz 28 000 pC wraz z podglądem TDR



Rys. 19. Obraz wnz zarejestrowany przy napięciu PDIV (napięcie zapłonu wnz) $0,8 \times U_0$. Pomiar wykonany przy napięciu probierczym VLF ok. 25 wyzwoleń. Maks. amplituda wnz 2 500 pC wraz z podglądem TDR



Rys. 20. Obraz wnz zarejestrowany przy napięciu $1,0 \times U_0$. Pomiar wykonany przy napięciu probierczym VLF ok. 25 zmian polaryzacji. Maks. amplituda wnz 28 000 pC wraz z podglądem TDR

te doświadczenie w wykonywaniu usług diagnostycznych jak i prób odbiorczych kabli energetycznych. Firma Megger rekomenduje w przypadkach kabli opisanych jak wyżej (napięcie zapłonu wnz poniżej napięcia U_0) regularne pomiary co 1 rok lub 2 lata, aby uniknąć awarii kabla podczas eksploatacji przez monitoring wzrostu amplitudy wnz i charakterystyki napięcia zapłonu (PDIV). W tym szczególnym przypadku obydwa kable nie są eksploatowane w sposób ciągły, a ich obciążenie jest praktycznie równe zero. Z tego powodu też zaleca się przeprowadzenie następnych pomiarów diagnostycznych za 3 lata. W przypadku kabli nowych w izolacji polietylenowej zaleca się wykonanie monitorowanej próby napięciowej i uzyskanie przez kabel tzw. „PD finger print” ang. odcisk palca wnz. Jest to informacja która może stanowić referencje dla późniejszych pomiarów eksploatacyjnych i ułatwić ocenę degradacji izolacji na przestrzeni lat.

Na stronie **www.elektro.info.pl** zamieszczono tabele z parametrami technicznymi systemu TDS NT (źródło napięcia) i detektora wyładowań niezupełnych (wnz).

literatura do artykułu na
elektro.info.pl

LOVATO Electric Sp. z o.o.

ul. Zachodnia 3, 55-330 Błonie k. Wrocławia
tel. +48 71 79 79 010, faks +48 71 79 79 020
info@lovatoelectric.pl, www.lovatoelectric.pl



TERMOCENT SP. Z O.O.

ul. Smoluchowskiego 6/1, 33-332 Kraków
tel. +48 530 105 398
kontakt@termocent.com, www.termocent.com



F&F FILIPOWSKI SP. J.

ul. Konstantynowska 79/81, 95-200 Pabianice
tel. +48 42 214 90 37, +48 42 215 23 83
biuro@fif.com.pl, www.fif.com.pl



ASTAT SP. Z O.O.

ul. Dąbrowskiego 441, 60-451 Poznań
tel. +48 61 848 88 71, faks +48 61 848 82 76
info@astat.pl, www.astat.pl, www.gmc-instruments.com



KAMERY IR/FLIR

Przedstawicielstwo Handlowe Paweł Rutkowski
ul. Rakowiecka 39A/3, 02-521 Warszawa
tel. +48 22 849 71 90, +48 601 251 025
biuro@kameryir.com.pl, www.kameryir.com.pl



Termoenergia Autoryzowany Dystrybutor Flir Systems
04-906 Warszawa, ul. Gruntowa 8
tel. 22 300 05 35
kontakt@termoenergia.pl
www.kameratermowizyjna.pl

termoenergia

Tu może znaleźć się Twój wpis w Katalogu firm

elektro
info