

PORADNIK

elektro.info.pl

Miernictwo i termowizja



Regularna i dokładna kontrola instalacji elektrycznych pozwala na zapobieganie niespodziewanym awariom, a jeśli już one nastąpią – lokalizację przyczyny i uniknięcie jej w przyszłości. Tym samym systematyczne badania umożliwiają zlikwidowanie problematycznych i generujących straty finansowe przerw w dopływie prądu, a co za tym idzie: kosztownej wymiany elementów układu, a w drastycznych wypadkach całości instalacji. To także możliwość ulepszenia rozwiązań energetycznych i zwiększania efektywności.

W naszym najnowszym e-booku prezentujemy dwie drogi podejścia do zagadnienia kontroli instalacji elektrycznych. Pierwsza to coraz popularniejsze wśród elektryków i instalatorów narzędzia termowizyjne, pozwalające wyśledzić np. przeciążenia energetyczne na bazie wskazań termografu. Druga to mierniki, takie jak oscyloskopy, których zakres zastosowania oraz rosnąca precyzja umożliwiają kompleksowe i bardzo dokładne przeprowadzenie badania, a w przypadku inteligentnych liczników, także zdalne przekazywanie danych i ich analizę.

Zagadnienia związane z narzędziami termowizyjnymi i miernikami omawiamy w szeregu specjalistycznych artykułów autorstwa naszych ekspertów, uzupełnionych o materiały firm specjalizujących się w dostarczaniu rozwiązań z tego segmentu elektroenergetyki. Życzymy miłej lektury!

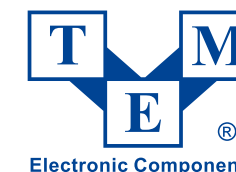
Redakcja elektro.info



Spis treści

- Zastosowanie biernej termografii do kontroli elementów sieci elektroenergetycznych s. 4
- Kamery termowizyjne w inżynierii bezpieczeństwa. Technologia i przykłady zastosowania s. 10
- Jak zwiększyć niezawodność instalacji elektrycznej? s. 18
- Wykrywanie zagrożeń w sieciach elektroenergetycznych przy zastosowaniu kamer termowizyjnych s. 22
- Bezpieczniej z termowizją s. 28
- Badania jakości energii elektrycznej – wymagania stawiane przyrządom pomiarowym s. 31
- Oscyloskopy s. 40
- MDO4000C – pierwszy na świecie oscyloskop przeznaczony dla sygnałów o mieszanych dziedzinach s. 44
- Oscyloskopy cyfrowe – podstawowe parametry użytkowe s. 48
- Pamięć akwizycji danych oscyloskopu. Spójrz dalej, niż na tabliczkę znamionową s. 52
- Metody pomiaru zużycia energii elektrycznej przez odbiorniki oraz ich identyfikacji w energooszczędnym budynku inteligentnym s. 56
- Unikanie mostków cieplnych dzięki pirometrowi AX-7600 s. 68
- Przygotowanie procedury pomiarowej na przykładzie wzorcowania miernika napięcia s. 72
- Urządzenia pomiarowe i analizatory sieci serii DMG s. 82
- Diagnostyka wylądowań niezupełnych kabli SN oparta na napięciu wolnozmiennym VLF i oscylacyjno-tłumionym DAC s. 88
- Liczniki energii elektrycznej a dyrektywa MID s. 104
- Inteligentne cyfrowe liczniki energii elektrycznej jako element systemu Smart Power Grids s. 108
- Katalog firm s. 118

AM Technologies



Redakcja

Adres redakcji

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



Redakcja

Błażej Bierczyński

Reklama

Karolina Rosa
krosa@medium.media.pl



Grupa MEDIUM

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

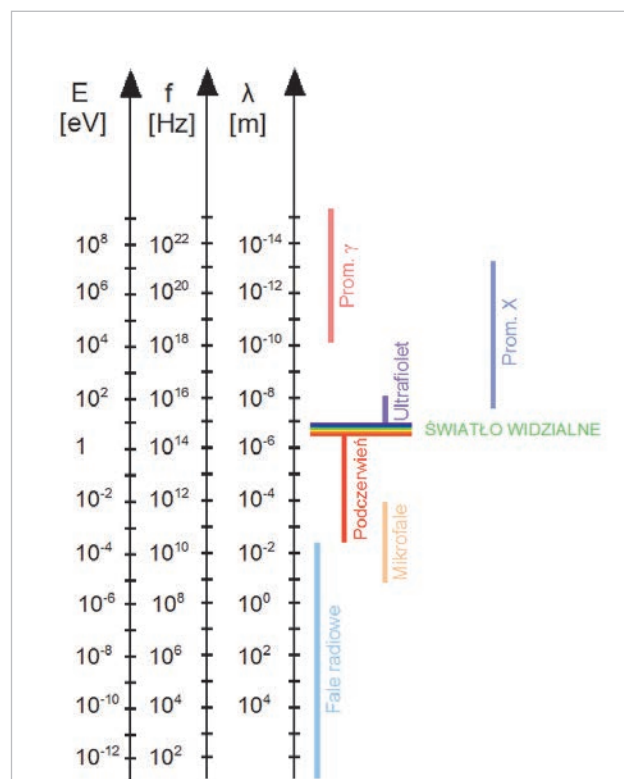
zastosowanie biernej termografii do kontroli elementów sieci elektroenergetycznych

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 wyłowić 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

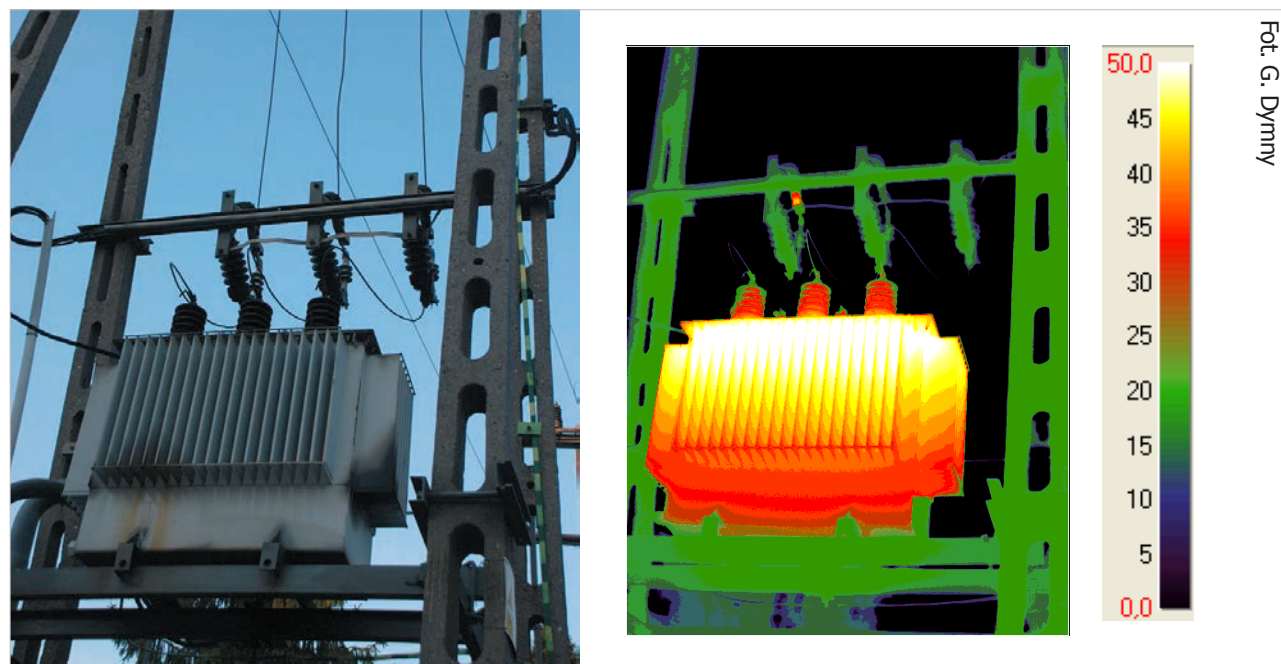
Mimo wizualnego podobieństwa geometrii obserwowanych obiektów (przewody, złącza) emisja promieniowania termicznego może być z nich bardzo różna, gdyż jak to już wspomniano, zależy również od własności materiałów, emisyjności jego powierzchni oraz kierunku obserwacji. Wspomnianą zdolność emisyjną w niezbyt 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].

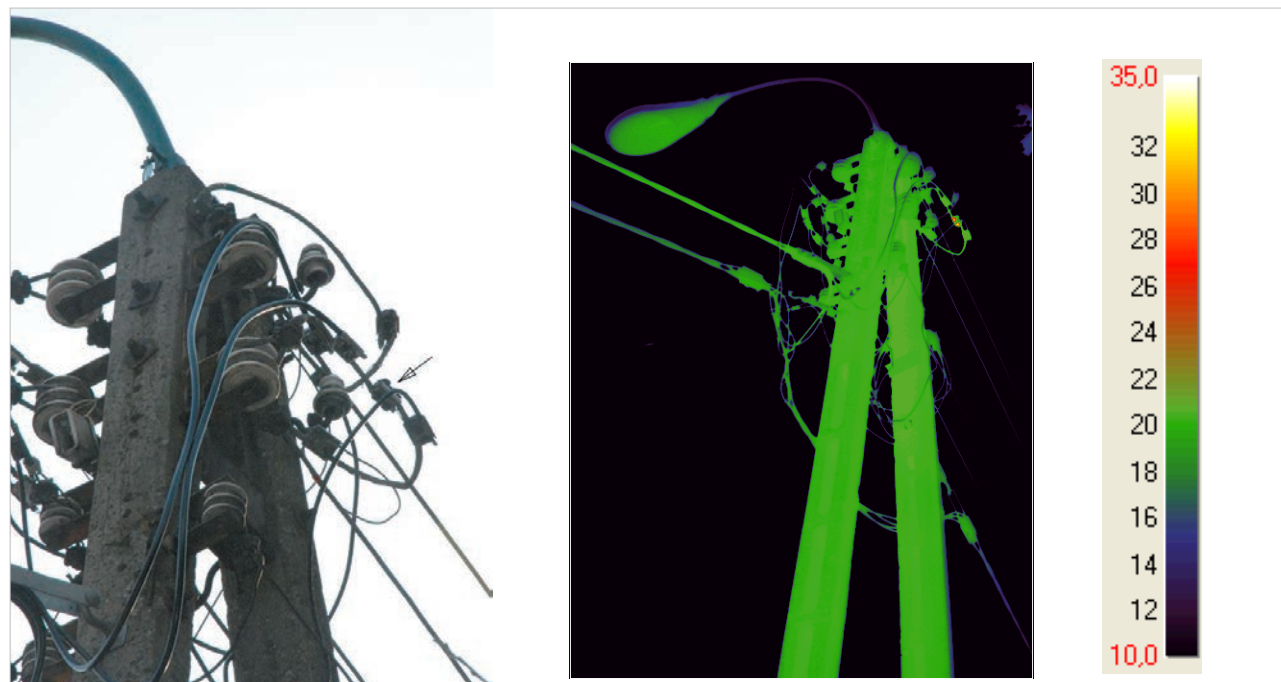
Technika detekcji kamerą termowizyjną miejsc potencjalnych awarii czy wad w instalacji pozwala na szybkie ich wykrywanie, a bezkontaktowa obserwacja nie wymaga wyłączeń poszczególnych obwodów. Prawidłowo pracujące zestyki nie powinny wykazywać wyraźnie wyższych temperatur połączonych elementów, w wadliwych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



Fot. 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 zaciek 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 odchyleń 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, Thermography – a practical approach, Norbo KraftTeknik AB, 2009.

kamery termowizyjne w inżynierii bezpieczeństwa

technologia i przykłady zastosowania

mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Technologia zobrazenia w podczerwieni stała się jednym z najbardziej wartościowych narzędzi diagnostycznych w zastosowaniach przemysłowych. Termowizja, wykrywając anomalie termiczne, które są na ogół niewidzialne dla oka ludzkiego, umożliwia podjęcie działań prewencyjnych, zanim nastąpi awaria. Technika zobrazenia w podczerwieni uległa ewolucji w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Kamery termowizyjne zmniejszyły się do kompaktowych rozmiarów i można je pomylić z kamerą wideo lub aparatem cyfrowym. Są proste w obsłudze, a jednocześnie wbudowane oprogramowanie daje coraz więcej różnych możliwości, jak choćby nakładanie obrazów termicznych na obraz w świetle widzialnym i komunikację z innymi urządzeniami pomiarowymi dostarczającymi dodatkowych informacji o badanym obiekcie [1, 2].

Kamera termowizyjna jest 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 i utrudnień dla mieszkańców. Badania instalacji elektrycznych bardzo rzadko przeprowadzane są w domach mieszkalnych, gdzie zapotrzebowanie na moc elektryczną jest małe. 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. Inspekcje rozdzielni średniego oraz niskiego napięcia są szybką i sprawną formą zapobiegania awariom [1, 2].

Kamera termowizyjna rejestruje termogramy, czyli rozkład temperatur na badanych urządzeniach elektrycznych. Odpowiednia interpretacja termogramu, uwzględniając wpływ środowiska, zastosowanych materiałów oraz obciążenia torów prądowych mają ogromne znaczenie w przypadku zakwalifikowania zarejestrowanego defektu i wykonania niezbędnej naprawy.

współczynnik emisyjności i inne zależności

Znajdujące się w polu widzenia kamer obiekty dążą do zachowania równowagi termodynamicznej poprzez wyrównanie temperatur, a ciepło jest przekazywane ośrodkom o niższej temperaturze trzema drogami: poprzez przewodnictwo, konwekcję oraz promieniowanie cieplne. Kamera niestety rejestruje jedynie powierzchnię obserwowanych obiektów i to poprzez warstwę powietrza odwzorowując sygnał na płaszczyźnie detektora o pewnej charakterystyce widmowej. Wszystko to wpływa na komplikację w uzyskaniu precyzyjnego wyniku pomiaru. Do oceny temperatury wymagane są więc skomplikowane wzory widmowo-energetyczne oraz uwzględniające dodatkowo liczne zjawiska, jakie mają miejsce w systemie pomiarowym.

Gdy wykonano pierwsze pomiary za pomocą detektorów podczerwieni (pirometrów), to stwierdzono, że wskazywana temperatura jest zazwyczaj niższa od rzeczywistej. Powodem niedokładności jest fakt, iż ciała emitują mniej energii niż opisuje to wzór Plancka, w którym nie uwzględnia się typu materiału, z jakiego zbudowany jest badany obiekt, oraz stanu jego powierzchni (porowatość, gładkość). Wzór Plancka dla zdolności emisyjnej ciała doskonale czarnego wyrażonej za pomocą długości fali można opisać zależnością [5]:

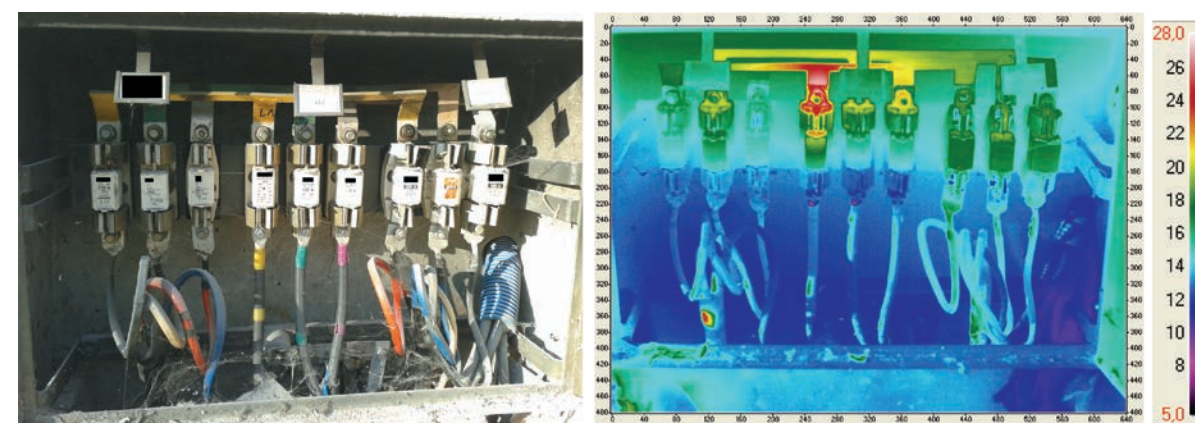
$$\lambda_b = \frac{2\pi c^2 h}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{\exp\left(\frac{hc}{\lambda}\right) - 1}$$

gdzie:

λ_b – zdolność emisyjna ciała doskonale czarnego wyrażonej za pomocą długości fali, w [mm],

c – prędkość światła = 3×10^8 m/s,

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



Fot. 1. Przykład przeglądu złącza kablowego z użyciem kamery termowizyjnej

Fot. G. Dymny, K. Kuczyński

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

T – temperatura bezwzględna ciała doskonale czarnego, w [K],

λ – długość fali, w [mm].

Dwie najważniejsze informacje z tego wzoru są takie, że dla każdej długości fali emitowana energia rośnie, gdy wzrasta temperatura, a przez obniżenie temperatury maksimum emitowanej energii przesuwają się w kierunku dłuższych fal. Przekształcając wzór Plancka można wyznaczyć długość tej fali o maksymalnej energii w postaci zależności Wienia:

$$\lambda_{\max} = C/T$$

gdzie:

C – stała Wienia równa $2,897768 \times 10^{-3}$, w [$\text{m} \cdot \text{K}$].

Dla pomiarów ważną zależnością jest również wzór Stefana-Boltzmana, określający zależność między emitancją ciała czarnego a temperaturą:

$$M = s \cdot T^4$$

gdzie:

s – stała Stefana-Boltzmana, wynosząca $5,6704 \times 10^{-8}$, W [$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$].

W opisie zjawisk związanych z detekcją sygnałów w podczerwieni ważne jest również prawo Lamberta mówiące o tym, że rozkład natężenia promieniowania ciała czarnego jest iloczynem natężenia promieniowania ciała czarnego w kierunku normalnym i kosinusa kąta α tworzącego kąt z normalną do powierzchni promieniującej:

$$I(\alpha, T) = I_n(T) \cos \alpha$$

Poprzez modyfikację powyższej zależności można wyznaczyć emitancję promieniowania w kącie bryłowym.

Opisane powyżej zależności dotyczyły idealnego, doskonale czarnego ciała niezależnego od długości fali i innych czynników. Niestety istnieją odstępstwa zachowania się rzeczywistych powierzchni obiektów w stosunku do ciała doskonale czarnego, dla którego emisyjność wynosi 1.

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 powierzch-

nia 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. Niekiedy warto przeprowadzić badania testowe próbek materiałów i uwzględnić inne doświadczenia interpretującego. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku badań diagnostycznych, np. połączeń elektrycznych, łożysk, uzwojeń silników, izolacji ścian pieców, zależy nam na znalezieniu anomalii temperaturowych. Przykładem może być zdjęcie złącza kablowego (**fot. 1.**). Skrajne styki podstaw bezpiecznikowych mają podwyższoną temperaturę względem otoczenia, co wskazuje na możliwe uszkodzenie bezpiecznika, pogorszenie zestyku lub nierównomierne obciążenie faz. Należy dodać, że zmierzono prądy obciążenia i wynosiły odpowiednio 28 A, 15 A i 18 A.

parametry zależne od operatora

Urządzenia termograficzne są dość specyficznymi przyrządami pomiarowymi, w których samo wykonanie pomiaru nie jest problemem dla większości służb technicznych. 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 kamerę 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 błędnych wnioskowań.

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. Wprowadzany współczynnik emisyjności, umożliwia skorygowanie odczytu kamery termo-

wizyjnej i uzyskanie wiarygodnych danych metrologicznych. 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].

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. Odbicie własnego promieniowania podczerwonego operatora, grzejnika lub żarówki może spowodować pojawienie się fałszywych punktów o podwyższonej temperaturze. Operator powinien wybierać odpowiedni kąt obserwacji obiektu, aby uniknąć takich odbić [3].

zastosowanie kamer w inżynierii bezpieczeństwa

Obszar zastosowań kamer termowizyjnych nieustannie się rozszerza i dawno już wykraczał 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. Współcześnie termowizja i jej narzędzia znajdują zastosowanie w ochronie przeciwpożarowej, medycynie czy wykrywaniu podsłuchów [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 skontrastowanej, jest bardzo mało prawdopodobne. Kamery termowizyjne mają rozdzielczości termiczne na poziomie poniżej $0,1^{\circ}\text{C}$, podczas gdy istotne wady to przyrosty temperatury kilkunasto- czy kilkudziesięciostopniowe. Jedynym 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/instalacji należy się zająć bezzwłocznie [5].

przeszukiwanie zadymionych pomieszczeń

Przeszukiwanie zadymionych pomieszczeń należy do ważnych i wyjątkowo niebezpiecznych zadań. Kamery stosuje się do poszukiwania źródeł ognia, jak również do poszukiwania ofiar pożaru. Ofiar poszukuje się w pomieszczeniu objętym pożarem i w pomieszczeniach sąsiednich. Toksyczne produkty spalania, szczególnie tlenek węgla, mogą spowodować zatrucie osób znajdujących się w strefie zadymienia. Zdarza się, że osoby te znalazły się w obszarze pożaru podczas snu. Po polaniu ognia wodą powstają kłęby pary wodnej i widzialność spada do zera. Kamera w tych warunkach umożliwia zlokalizowanie źródeł ognia i odszukanie zaczadzonych osób. Widoczność zostaje przywrócona dopiero po oddymieniu pomieszczeń w czasie od kilku do kilkunastu minut. Czas ten może przesądzić o życiu lub śmierci poszkodowanych. Bardzo niebezpieczne dla strażaków jest również przeszukiwanie piwnic. Mieszkańcy trzymają w nich różne przedmioty i materiały, w tym turystyczne butle z gazem płynnym, rozpuszczalniki i inne łatwopalne substancje. Piwnice bywają zagrażone i zakratowane, a w niektórych brak jest okienek. Piwnice są niskie, co powoduje, że strefa zadymienia sięga podłogi. Poruszanie się w tych warunkach i szukanie leżących gdzieś w zakamarkach nieprzytomnych osób wymaga wielkiej wprawy i odwagi. W takich przypadkach kamera termowizyjna jest bardzo pomocna, gdyż poszukiwanie ofiar może być efektywnie przeprowadzone przed oddymieniem pomieszczeń, co daje cenne minuty lekarzom ratującym życie [4].

lokalizacja źródeł ognia w zsypach

W wielkich miastach strażacy często wyjeżdżają do pożarów śmietników i zsypów. Zdarza się, że lokator wrzuci tłący się niedopałek do kanału zsykowego. Może to spowodować pożar pojemnika na śmieci lub spowodować zapłon śmieci nagromadzonych w zakamarkach kanału zsykowego. Rury zsykowe nie zawsze są proste i wówczas śmieci gromadzą się w zakolach lub przy wlotach do kanału na klatkach schodowych. Kanały bywają zap-

chane i śmieci mogą palić się między piętrami. W pożarze zsypu, po przybyciu na miejsce zdarzenia, strażacy najpierw wyciągają wózki ze śmieciami z pomieszczenia zsykowego i gaszą je na zewnątrz [4]. Jeśli okaże się, że źródło ognia znajduje się gdzieś w kanale zsykowym, to przystępują do jego odnalezienia na poszczególnych kondygnacjach. Obserwują, w których miejscach wydobywa się dym. Jeśli nie mają kamery termowizyjnej, to zdejmują rękawice i przykładają dłonie do ściany, aby wykryć ciepłe miejsca w okolicy kanału zsykowego. Zdarza się, że instalacja elektryczna budynku jest uszkodzona lub uszkodzenie to spowodował zaistniały pożar. W takim przypadku zawilgocona ściana może być pod napięciem powodując porażenie prądem elektrycznym. Zastosowanie kamery termowizyjnej umożliwia określenie ciepłych miejsc na ścianie przyległej do zsypu z bezpiecznej odległości. Wykonuje się obrys ciepłego obszaru. Następnie wierci się otwory nad górną powierzchnią obrysu i wybija otwór w ścianie. Wywiercenie otworów w dolnej części obrysu mogłoby rozniecić ogień w kanale, dzięki zapewnieniu lepszego dopływu powietrza. Przez otwór wpompowuje się wodę do kanału. Po odczekaniu kilkunastu minut strażacy sprawdzają, czy ściana uległa schłodzeniu. Jeśli pozostaje ciepła, należy dalej szukać ognia, wykonując otwory i wpompowując wodę do kanału. Im precyzyjniej zlokalizuje się źródło ognia, tym zużyje się mniej wody i straty spowodowane zalaniem będą mniejsze [4].

lokalizacja źródeł ognia w wolnych przestrzeniach między stropami lub ścianami

Czasami bardzo trudno jest ugasić pożar usytuowany w niedostępnych miejscach. Znajdujące się między stropami lub ścianami materiały palne, takie jak płyty pilśniowe, styropian, nagromadzone śmieci, po zapaleniu tlą się powoli z powodu utrudnionego dostępu powietrza. W ostatnich latach w Warszawie było kilka zdarzeń, w których ten sam pożar gasiły trzy zmiany. Trzeba było aż trzech dni, aby uporać się z niewielkim pożarem, ukrytym w przestrzeniach między ścianami budynków. Udało się to dopiero po zastosowaniu kamer termowizyjnych [4].

kontrola temperatury schładzanych elementów budynku i poszukiwanie osób zaginionych

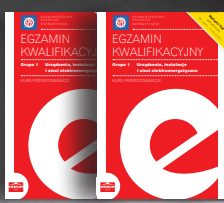
Kamery termowizyjne stosowane są w fazie końcowej akcji ratowniczo-gaśniczej, gdzie następuje dogaszanie i kontrola pogorzeliska. Bada się temperaturę schładzanych elementów budynków. Sprawdza się, czy gdzieś nie pozostały zarzewia pożaru [4]. W mniejszym zakresie kamery termowizyjne wykorzystywane są do poszukiwania zaginionych w terenie osób, szczególnie dzieci.

literatura

1. Pomiary termowizyjne w praktyce, pod red. H. Madury, 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. J. Rybiński, A. Szajewska, Wykorzystanie termowizji w Państwowej Straży Pożarnej, PAK vol. 57, nr 10/2011.
5. K. Kuczyński, Termowizja czyli bezkontaktowe diagnozowanie urządzeń, „elektro.info” 3/2007.

W

**naszej księgarni znajdziecie
Państwo książki z dziedziny:**







elektrotechnika
instalacje
budownictwo

**Księgarnia Techniczna
Grupa MEDIUM**
Spółka z ograniczoną
odpowiedzialnością Sp.k.

ul. Karłowicza 18
04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24
faks 22 810 27 42
e-mail: eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

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

ksiegarniatechniczna.com.pl

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

wykrywanie zagrożeń w sieciach elektroenergetycznych przy zastosowaniu kamer termowizyjnych

mgr inż. Karol Kuczyński, mgr inż. Grzegorz Dymny

Człowiek na drodze ewolucji przystosował się do poznawania świata w zakresie promieniowania widzialnego. Teraz zakres ten dzięki technice podczerwieni zostaje rozszerzony o kolejny fragment widma promieniowania świetlnego, który możemy obserwować. Możliwości, jakie dają techniki obserwacji i dwuwymiarowego obrazowania w podczerwieni, pozwalają na nowo spojrzeć na znane nam obiekty. Zobaczyć więcej, diagnozować i rozpoznawać zagrożenia.

obraz termowizyjny

To co widzimy w obrazie termograficznym, to emitowany strumień promieniowania cieplnego, który jest zazwyczaj różny dla różnych obiektów. Nawet mimo podobieństwa geometrii obiektów bardzo mocno zależy on od niewidocznych własności fizykochemicznych badanych obiektów. Nawet gdy temperatura jest taka sama, każdy z obserwowanych elementów może mieć własną zdolność do emitowania promieniowania. Zdolność tę opisuje się współczynnikiem emisyjności, zależnym m.in. od składu chemicznego materiału, z jakiego wykonany jest obiekt, stanu fizycznego powierzchni (chropowatość, warstwy tlenków, zanieczyszczenia) oraz wielu innych czynników, w tym od kierunku obserwacji [1].

Poza laboratoriami, metody pomiaru termowizyjnego są zazwyczaj metodami pasywnymi, a rejestrowane obrazy termowizyjne obiektów nieobciążonych, znajdujących się w stanie równowagi, w największym stopniu zawierają informacje o promieniowaniu odbitym. Jest przy tym również widoczny cykl zmian temperatury związany z ekspozycją na warunki pogodowe i różnice pomiędzy dniem i nocą, ale dopiero przepływ prądu w instalacjach energetycznych, który wywołuje zmianę temperatury przewodników, w pełni umożliwia zastosowanie diagnostyczne kamer podczerwieni, gdyż obiekty w znacznie większym stopniu emitują promieniowanie ciepłe. Spośród obserwacji wielu obiektów o identycznej geometrii, z łatwością można wtedy zauważyć odstępstwa od normalnego stanu obiektu. Niemniej, mimo że łatwo zaobserwować anomalie, niełatwo jest precyzyj-

nie zmierzyć ich temperaturę. Zależy to od sprzętu pomiarowego, cech badanego obiektu, warunków otoczenia, operatora oraz od tego, że widzimy tylko powierzchnię zewnętrzną, która może skrywać źródło problemu znajdującego się nieco głębiej [1].

wykrywanie anomalii

Prawidłowo pracujące złącze elektryczne nie powinno wykazywać wyraźnie wyższych temperatur od temperatury łączonych elementów. Stąd w przypadku obserwacji obiektów energetycznych można w takich pomiarach stosować stosunkowo proste kamery obserwacyjne, choć niewątpliwie szczególnie brana pod uwagę przy wyborze takiej kamery powinna być rozdzielczość. Pod tym pojęciem rozumie się zarówno rozdzielczość matrycowego detektora, jak i decydujący o rozdzielczości przestrzennej zastosowany w kamerze obiektyw.

Przyczyną nadmiernego wzrostu temperatury w obserwowanym złączu może być np. niewłaściwie zaprasowany przewód w końcówce, wadliwe połączenie przewodu z urządzeniem lub zużycie elementu. W tym kontekście kontrola linii elektroenergetycznych daje ogromne możliwości wykrywania takich elementów, które na skutek długotrwałej eksploatacji powodują stopniowe pogarszanie się stanu złączy poprzez wzrost rezystancji zestyku i zmniejszenie czynnego przekroju połączenia. Znanie i odpowiednio duże obciążenie prądowe umożliwia obsłudze obserwującej takie połączenia szybszą i lepszą ocenę wyników obserwacji i określenie poziomu takiego zagrożenia. Wykrywanie zagrożeń poprzez wykonywanie zdjęć lub filmów z zastosowaniem kamer termowizyjnych pozwala na bardzo szybką analizę, a pominięcie obszaru o podwyższonej temperaturze jest mało prawdopodobne. Mierzone obiekty nie wymagają specjalnego przygotowania i wyłączeń z eksploatacji, a w niektórych przypadkach diagnostyka może odbywać się zdalnie.

właściwości kamer

Choć większość kamer termowizyjnych posiada rozdzielczość temperaturową na poziomie przynajmniej $0,1^{\circ}\text{C}$, podczas gdy przyrosty temperatury na takich połączeniach wynoszą zazwyczaj kilkadziesiąt stopni, to wyznaczenie emisyjności w każdym mierzonym punkcie rejestrowanego obrazu jest trudne. Wynika to ze złożoności czynników wpływających na współczynnik emisyjności i sam pomiar. W rzeczywistych obserwacjach nie skupiamy się na precyzyjnym wyznaczeniu temperatury zestyku, a emisja ciepła jest jedynie wskaźnikiem dla podjęcia decyzji dla dokładniejszego zbadania przyczyny tej emisji. Niemniej warto jest też zwracać uwagę na te mniejsze odchylenia od normy. Dodatkowym problemem są również niewielkie wymiary wad obserwowane ze stosunkowo dużej odległości. Przy dążeniu do tego, aby obserwować w możliwie dużym polu pomiarowym, trud-

- 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 przemennego, 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 odchylenia 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 odchylenia 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 odchylenia napięcia od napięcia znamionowego (w zł za jednostkę energii),

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

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

gdzie dodatkowe symbole oznaczają:

b_{rT} – wielkość bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby, wynoszącą 10,00 zł/godzinę,

t_T – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia 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

oscylloskopy cyfrowe – podstawowe parametry użytkowe

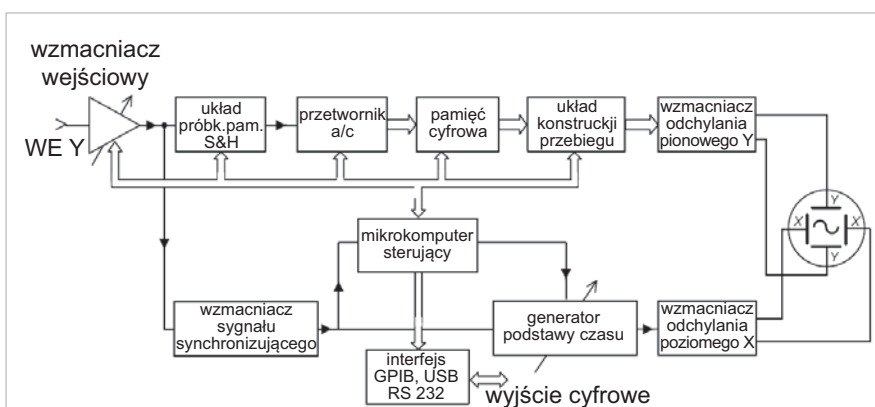
mgr inż. Karol Kuczyński

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

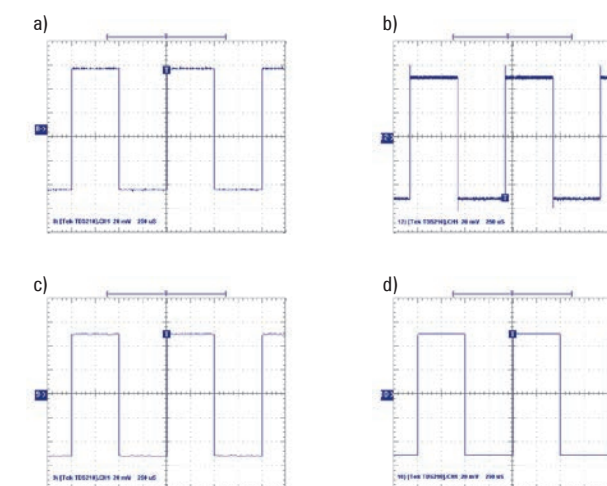
Obok typowych oscylloskopów stacjonarnych w postaci kompletnego przyrządu (ang. bench oscilloscopes), możemy spotkać konstrukcje oscylloskopów ograniczone do obwodu (układu) realizującego akwizycję danych, natomiast wszelkie

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-

pamięć akwizycji danych oscyloskopu

spójrz dalej, niż na tabliczkę znamionową

Richard Markley – Keysight Technologies

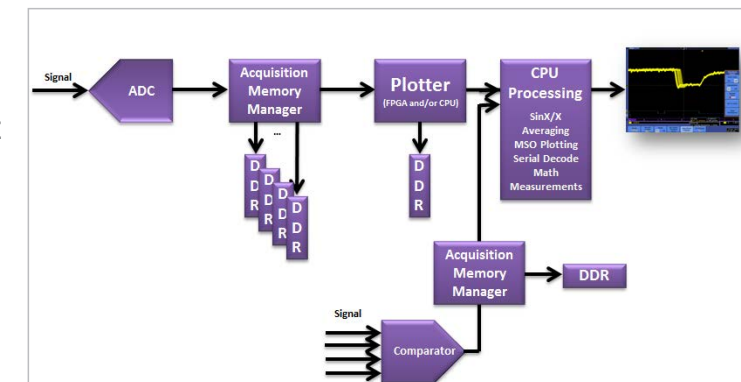
Pamięć akwizycji danych to ważny czynnik charakteryzujący każdy oscyloskop cyfrowy, przy czym większa pojemność pamięci nie oznacza lepszej klasy oscyloskopu. Nie jest to oczywiste, warto więc przyjrzeć się bliżej budowie oscyloskopów o różnej architekturze pamięci, co pozwoli lepiej zrozumieć, dlaczego jeden rodzaj pamięci jest bardziej efektywny i użyteczny od innego.

Na rynku dostępne są oscyloskopy budowane na bazie dwóch rodzajów architektury. W tradycyjnym typie architektury pamięci za przetwarzanie i wyświetlanie na ekranie rejestrowanych przez oscyloskop danych odpowiada w głównej mierze system mikroprocesorowy. Mimo że niektórzy producenci tworzą nowe, fantazyjne wręcz nazwy dla tego typu architektury, czy też stosują specjalne tryby pracy pozwalające częściowo zniwelować jej wady, główną niedogodnością wciąż pozostaje fakt obecności systemu mikroprocesorowego w systemie wyświetlania obrazu. W oscyloskopach bazujących na drugim typie architektury pamięci system mikroprocesorowy usunięto z toru wyświetlania obrazu i zastąpiono go wyspecjalizowanym układem ASIC. W oscyloskopach InfiniiVision 4000 X-Series firmy Keysight Technologies układ ten nosi nazwę MegaZoom IV.

Na **rysunku 1.** przedstawiono tradycyjną architekturę oscyloskopu z systemem mikroprocesorowym. Generalnie, wielu inżynierów skupia się przede wszystkim na parametrach bloku analogowego, który wraz z przetwornikiem A/C decyduje o szerokości pasma pomiarowego. Kolejnymi blokami są system zarządzania pamięcią i sama pamięć akwizycji danych. Finalnym blokiem, jednym z najważniejszych i często niedocenianym, jest system plotera. W oscyloskopach z systemem mikroprocesorowym za prezentację przebiegów na ekranie odpowiada układ FPGA lub podsystem graficzny jednostki CPU. Wadą tego typu architektury jest fakt, że zanim obraz zostanie wygenerowany do prezentacji na ekranie, jednostka CPU może zostać obciążona dodatkowymi zadaniami pochłaniającymi jej moc obliczeniową, np. realizacją pomiarów automatycznych czy dekodowaniem protokołów sygnałów na szynie szeregowej. Wynikające z tego opóźnienie w przekazywaniu przebiegu na ekranie oscyloskopu ma duży wpływ na tzw. szybkość odświeżania (update rate). Parametr ten określa szybkość, z jaką oscyloskop jest w stanie wyzwolić się, zarejestrować dane wejściowe zapisywane następnie w wewnętrznej pamięci

akwizycji i wyświetlić je na ekranie. Im więcej czasu to zajmuje, tym mniejsza jest szybkość odświeżania. Odwrotność tego parametru jest określana mianem tzw. czasu martwego (dead time).

Szybkość odświeżania jest parametrem krytycznym, zwłaszcza w oscyloskopach wykorzystywanych do debugowania i rozwiązywania problemów układowych. Im jest ona większa, tym większa jest szansa na zarejestrowanie przez użytkownika zdarzeń występujących przypadkowo. Ma to też duży wpływ na czas reakcji oscyloskopu. Przekręcając gałkę na panelu i obserwując opóźnienie w reakcji oscyloskopu, widzimy właśnie długi czas reakcji, będący wadą architektury z systemem mikroprocesorowym.

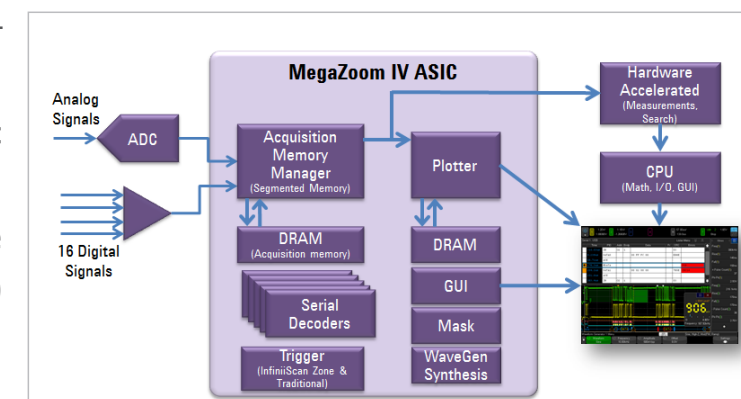


Rys. 1. Architektura oscyloskopu z systemem mikroprocesorowym

Pomimo wyższej ceny i bardziej złożonej konstrukcji, wiele zalet oferują oscyloskopy ze specjalizowanym układem ASIC zarządzającym pamięcią w torze wyświetlania obrazu. Na **rysunku 2.** przedstawiono przykładową architekturę oscyloskopu firmy Keysight z architekturą pamięci MegaZoom IV stosowaną w nowych przyrządach 4000 X-Series.

Usunięcie systemu mikroprocesorowego z toru wyświetlania obrazu pozwala wyeliminować wiele niedogodności. Specjalizowany ASIC umożliwił osiągnięcie typowej dla oscyloskopów 4000 X-Series szybkości odświeżania 1 miliona przebiegów na sekundę, 20-krotnie większej od innych oscyloskopów tej klasy. Same licz-

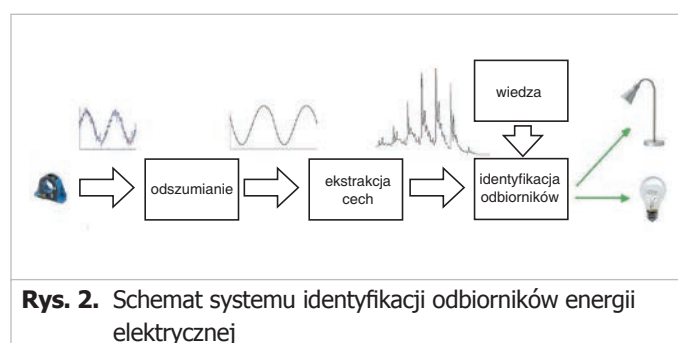
by to jednak nie wszystko. Integrując pamięć akwizycji danych, układ zarządzania pamięcią i ploter wewnątrz układu ASIC uzyskano bardzo dużą szybkość reakcji i szybkość odświeżania oscyloskopu. Jak wspomniano wcześniej, duża szybkość odświeżania jest szczególnie ważna, gdy głównym zastosowaniem oscyloskopu jest debugowanie, zwłaszcza przy konieczności obserwacji szybkich zmian na ekranie wywołanych przełączaniem parametrów badanego układu.



Rys. 2. Schemat blokowy oscyloskopu Keysight z architekturą pamięci MegaZoom IV

ność, eliminująca w większości przypadków niepewność identyfikacji. Do istotnych wad (rzutujących na wykorzystanie jej w praktyce) należy jej stosunkowo wysoki koszt (liczba czujników lub mierników jest proporcjonalna od liczby odbiorników), a także konieczność ingerencji w istniejącą infrastrukturę poprzez wprowadzanie dodatkowych elementów między urządzenie a sieć elektryczną. Z tych powodów istniejące obecnie rozwiązania przewodowe nie są szczególnie popularne. Alternatywą dla nich są sieci czujnikowe, umieszczane w bezpośrednim sąsiedztwie odbiornika i komunikujące się poprzez jeden z popularnych obecnie standardów, np. ZigBee. Oprócz zwiększonych kosztów instalacji wadą rozwiązania jest wrażliwość na sygnały zakłócające, co znacząco ogranicza dokładność systemu. Metody inwazyjne są potencjalnie atrakcyjne w przyszłości, obecnie jednak główny wysiłek naukowców i producentów sprzętu skierowany jest na podejścia nieinwazyjne (**rys. 1b**).

Zakłada się tutaj brak ingerencji w istniejącą strukturę sieci elektrycznej. Zamiast tego stosuje się jeden miernik podłączany w miejscu, z którego prąd jest rozprowadzany po całym mieszkaniu lub budynku. Tym samym znacząco upraszcza się strukturę systemu, co prowadzi jednak do problemu identyfikacji poszczególnych odbiorników na podstawie informacji zbiorczej. W metodach nieinwazyjnych (ang. *Non-Intrusive ALM* – NIALM) nacisk kładzie się na dobór mierzonych parametrów oraz metod identyfikacji poszczególnych odbiorników (ang. *energy disaggregation*). Pomimo że idea takiego systemu istnieje już od ponad dwudziestu lat [1], zainteresowanie nim wzrosło dopiero w ciągu ostatniej dekady. Badania na temat zastosowań metod identyfikacji odbiorników sprowadzają się do architektury obejmującej kilka następujących po sobie faz, przedstawionych na **rysunku 2**. W pierwszej kolejności ma miejsce akwizycja danych pomiarowych przy użyciu dostępnych mierników lub czujników (w zależności od zastosowanego podejścia). Następnie odbywa się ekstrakcja cech mających ułatwić identyfikację. Wreszcie dochodzi do wskazania konkretnych urządzeń na podstawie pozyskanych informacji. Zakłada się tutaj możliwość poprawnej identyfikacji odbiornika na podstawie wektora jego symptomów (tzw. sygnatury). Prowadzone są badania na temat użyteczności nowych symptomów ułatwiających identyfikację, a także metod klasyfikacyjnych. Główne problemy obejmują fazę uczenia, tj. pozyskiwania informacji na temat cech charakterystycznych poszczególnych urządzeń oraz przygotowanie



Rys. 2. Schemat systemu identyfikacji odbiorników energii elektrycznej

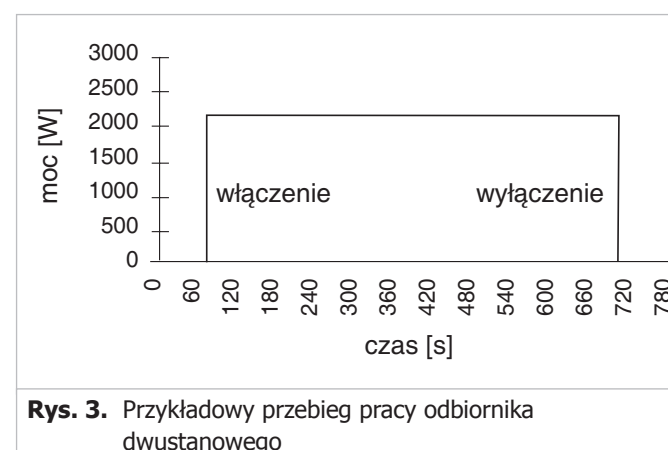
modułu klasyfikacyjnego reagującego na możliwie dużą grupę odbiorników. W tym pierwszym przypadku konieczne są na ogół eksperymenty laboratoryjne. W kontrolowanym środowisku uruchamia się pojedyncze odbiorniki i bada ich zachowanie. Dzięki temu pozyskuje

się wiedzę potrzebną później do ich poprawnego sklasyfikowania na podstawie badanych symptomów. Drugi problem obejmuje wykrycie poszczególnych urządzeń w sytuacji, gdy wiele z nich pracuje jednocześnie. Dodatkowo mogą pojawić się nowe odbiorniki, których modele nie zostały poznane w procesie uczenia. W przypadku metod sztucznej inteligencji, standardowo wykorzystywanych w tego typu zadaniach, konieczne jest przeprowadzenie uczenia maszynowego (automatycznego procesu pozyskania i przechowania wiedzy pozyskanej z analizy danych), przedstawionego w dalszej części artykułu.

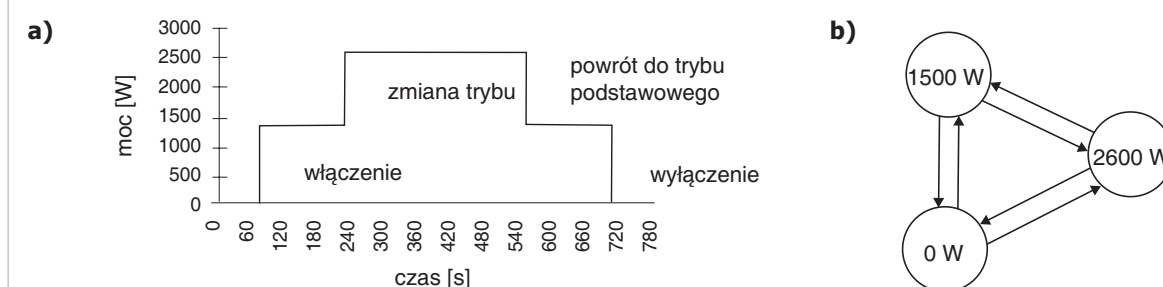
struktura sieci urządzeń elektrycznych w budynku

Wybór odpowiedniej metody identyfikacyjnej jest uzależniony od rodzajów urządzeń pracujących w analizowanych pomieszczeniach. Pod względem charakteru pracy wyróżniane są cztery rodzaje odbiorników energii elektrycznej [2]:

- o stałym obciążeniu – są to urządzenia, które pracują bez przerwy, pobierając stałą ilość mocy (np. kamery, wentylatory, systemy przeciwpożarowe itp.),
- dwustanowe – urządzenia te mogą zostać włączone lub wyłączone i są to jedyne stany rozróżnialne podczas pomiarów sygnałów elektrycznych. Przejściu w stan „włączony” („on”) towarzyszy skok pobieranej mocy, zaś podczas przechodzenia do stanu „wyłączony” („off”) dochodzi do jej spadku (**rys. 3.**). Poza przełączeniami poziom pobieranej mocy utrzymuje się na stałym poziomie. Przykładami takich odbiorników są toster, czy telewizor,
- wielostanowe – urządzenia pobierają moc na kilku dyskretnych poziomach, co odpowiada poszczególnym trybom pracy, oprócz wyłączenia (**rys. 4.**). Jest to działanie charak-



Rys. 3. Przykładowy przebieg pracy odbiornika dwustanowego



Rys. 4. Przykładowy przebieg pracy odbiornika wielostanowego (a) i odpowiadająca mu skończona maszyna stanów (b)

terystyczne dla pralek, czy suszarek i innych urządzeń sterowanych przez mikroprocesor. Opisywane są one przez tzw. skończone maszyny stanów (ang. *Finite State Machines*),

- o ciągłym charakterze pobieranej mocy – są to urządzenia, których charakterystyka pobieranej mocy nie jest dyskretna, lecz ma postać krzywej o kształcie zależnym od rodzaju odbiornika (np. wiertarka udarowa lub oświetlenie z systemem przyciemniania). Ten rodzaj urządzeń jest zdecydowanie najtrudniejszy do analizy, jak dotąd nie udało się opracować skutecznej metody ich identyfikacji. Ponieważ jednak są one stosunkowo rzadko spotykane w gospodarstwach domowych (częściej w instalacjach komercyjnych lub przemysłowych), na razie nie są przedmiotem intensywnych badań.

Podstawowym problemem podczas wykrywania poszczególnych urządzeń jest możliwość pracy wielu obiektów jednocześnie, co przy pomiarach dokonywanych tylko w jednym miejscu może znacząco utrudnić rozróżnianie pomiędzy nimi. Dodatkowo, różne odbiorniki mogą mieć podobne charakterystyki, co sprawia, że ich zachowanie jest nierozróżnialne. Stanowi to szczególnie istotny problem, gdy uwzględnimy szum pochodzący z otoczenia, powodujący zatarcie różnic pomiędzy podobnymi (choć nieidentycznymi) odbiornikami.

klasyfikacja mierzonych wielkości i parametrów

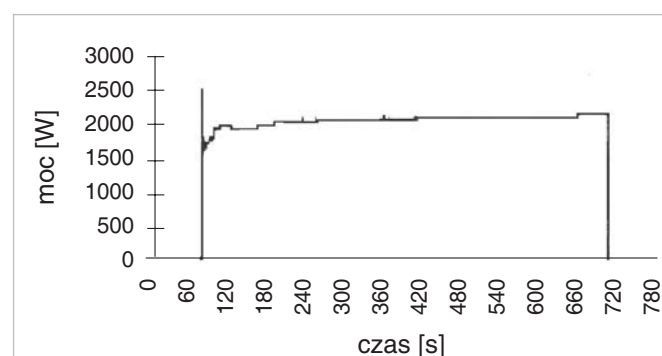
Rodzaje mierzonych sygnałów oraz parametrów pozyskiwanych dzięki nim zależą od poszczególnych rodzajów urządzeń oraz opracowanych metod analizy. Najstarszą i jednocześnie najlepiej opracowaną metodą [1] jest pomiar mocy pozornej S pobieranej przez wszystkie odbiorniki w określonych chwilach czasowych (próbkowanych z częstotliwością 1 Hz), obejmującej moc czynną P oraz bierną Q :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

Ponieważ odbiorniki wymienione w poprzedniej sekcji mają najczęściej charakter pojemnościowy lub indukcyjny (gdzie mierzony prąd wyprzedza napięcie lub opóźnia się względem niego), możliwe jest przedstawienie zużycia przez nie energii w postaci punktów na płaszczyźnie Gaussa. Punkty te tworzone są dzięki analizie sygnałów w dziedzinie czasu, gdzie odbywa się poszukiwanie zdarzeń związanych z gwałtownym wzrostem lub spadkiem mocy. Jest to zatem w pewnym sensie analiza szeregów czasowych, w których poszukuje się zdarzeń polegających na trwałym i znaczącym wzroście lub spadku pobieranej mocy. Każdemu wzrostowi powinien odpowiadać spadek, co odpowiada zjawisku włączenia i wyłączenia odbiornika. W tym momencie uzyskuje się parę wartości opisujących zachowanie urządzenia, zakładając, że jednoznacznie opisuje ona konkretny odbiornik. Tego typu analiza

wymaga stosunkowo rzadkich pomiarów, dokonywanych raz na sekundę (ponieważ okres zmian napięcia przemiennej w sieci wynosi 1/50 s (w USA 1/60 s), pomiary te określa się jako „makroskopowe”). Problemem jest tu możliwość włączenia lub wyłączenia praktycznie w tym samym czasie wielu urządzeń, co spowoduje pojawienie się sygnatury niepasującej do żadnego opisywanego odbiornika analizowanego osobno. Metoda ta (wraz z modyfikacjami) nadaje się do analizy urządzeń dwu- i wielostanowych, nie da się natomiast za jej pomocą identyfikować odbiorników o charakterystyce rezystancyjnej (w tym przypadku pobierana moc ma tylko składową rzeczywistą).

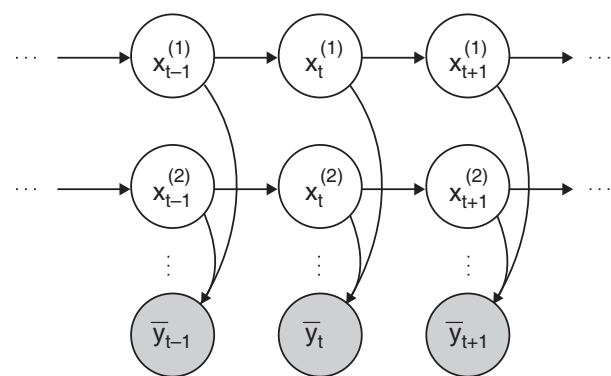
W pomiarach wielkości wolnozmiennych występują dwa zjawiska, wymagające osobnego podejścia. Pierwsze związane jest z faktem, iż moment włączenia urządzenia (takiego jak zmywarka lub zamrażarka) może wyglądać inaczej, niż jego wyłączenie. O ile w tym drugim wypadku jest to po prostu skokowy spadek pobieranej mocy, o tyle podczas włączania może pojawić się krótkotrwały impuls poprzedzający przejście na wyższy poziom pobieranej mocy (**rys. 5.**). Impuls jest zatem istotną cechą, ułatwiającą identyfikację niektórych urządzeń, i powinien być wykrywany. Drugi problem jest związany z zachowaniem np. kuchenki mikrofalowej, w której przypadku zwiększenie poboru mocy nie ma charakteru skokowego, lecz jest stopniowym wzrostem odbywającym się w ciągu kilku sekund. W takim wypadku wykrycie skoku może być trudne, ponieważ jest rozłożone w czasie.



Rys. 5. Przebieg czasowy poboru mocy podczas włączania urządzeń, takich jak zmywarka [2]

Urządzenia o charakterze wyłącznie rezystancyjnym są identyfikowane za pomocą innych metod, dokonujących próbkowania raz na 16 sekund lub nawet 15 minut [3]. W tych przypadkach również mierzone są zmiany w poziomie zużywanej mocy, na podstawie której mogą być identyfikowane poszczególne rodzaje odbiorników. Podczas analizy szeregów czasowych istotnym problemem może być szum, który utrudnia wykrywanie skoków mocy. Z tego powodu często stosowane jest odszumianie, np. za pomocą filtra medianowego lub dolnoprzepustowego. W opisanym podejściu podstawą identyfikacji odbiornika są amplitudy zmierzonej mocy (składowych rzeczywistych oraz ewentualnie urojonych) dokonywanej na podstawie bezpośrednich pomiarów napięcia i prądu w sieci zasilającej budynek.

Ponieważ analiza czasowa z długim okresem próbkowania nie pozwala na dokładną identyfikację w niektórych przypadkach (np. gdy zmiana poziomu mocy jest zbyt mała, rzędu kilku watów), z czasem zaproponowano inne rozwiązania, pozwalające uzyskać dodatkowe cechy przydatne podczas identyfikacji. Pierwszym jest pomiar składowych harmonicz-



Rys. 7. Schemat ukrytego łańcucha Markowa [7]

Markov Chains – HMC), które na podstawie mierzonych symptomów pozwalają określić z pewnym prawdopodobieństwem, w jakim stanie znajduje się urządzenie (rys. 7.). Ponieważ analizowanych jest wiele urządzeń jednocześnie, konieczne jest uwzględnienie ich w pojedynczym łańcuchu. Modyfikacja [7] prowadzi do addytywnych ułamkowych łańcuchów Markova (*Additive Factorial HMC*). Tym samym dzięki analizie

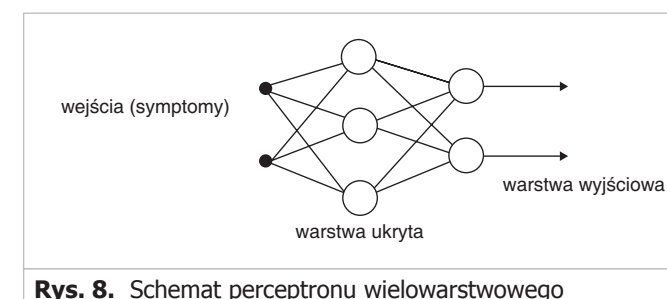
czasowej możliwe jest identyfikowanie jednego z wielu pracujących urządzeń z dużą dokładnością. Ponieważ AFHMC wymagają określenia optymalnych parametrów, możliwie dokładnie opisujących modele poszczególnych odbiorników, konieczne jest przeprowadzenie ich optymalizacji. Metody stosowane tutaj obejmują programowanie kwadratowe, dynamiczne, algorytm Viterbiego [8], czy też algorytmy ewolucyjne.

Drugim procesem optymalizacyjnym wymaganym podczas identyfikacji odbiorników jest wybór zbioru cech pozwalających na uzyskanie najdokładniejszych wyników. Możliwe są tu dwa podejścia. W pierwszym, dla każdej kombinacji symptomów przeprowadza się proces klasyfikacji dla dostępnych danych (tzw. walidacyjnych) i oblicza jego skuteczność. Wadą rozwiązania jest długi czas obliczeń, szczególnie jeśli metoda odpowiedzialna za pozyskiwanie wiedzy z danych jest skomplikowana (proces ten musi być bowiem powtarzany dla każdej kombinacji symptomów). Druga metoda wymaga jedynie sprawdzenia statystycznego rozkładu kategorii urządzeń opisywanych przez wybrane cechy. W idealnym przypadku grupy odpowiadające konkretnym odbiornikom powinny być rozłączne i silnie skupione wokół swoich centrów, co sugeruje łatwe rozróżnienie pomiędzy różnymi obiektami na podstawie wybranych cech. Do tego celu wykorzystano algorytm genetyczny z kryterium Fishera jako funkcją przystosowania [6].

W pozostałych przypadkach, kiedy badane są nie szeregi czasowe, lecz po prostu wektory cech, stosowane są klasyfikacyjne metody sztucznej inteligencji, realizujące zadanie rozpoznawania wzorców. W przeciwieństwie do klasycznych problemów klasyfikacyjnych, cechą charakterystyczną NIALM jest konieczność wskazania wielu kategorii jednocześnie (ponieważ wiele odbiorników pracuje w wybranej chwili w domu). Z tego powodu metody wskazujące tylko jedną kategorię (takie jak drzewa decyzyjne czy zbiory przybliżone), muszą być dostosowane do wymagań systemu. Metody analizy sygnałów pochodzących od urządzeń można podzielić na następujące grupy:

1. **systemy oparte na regułach.** Jest to najstarsza postać wiedzy wykorzystywana w technikach komputerowych. Reguła składająca się z przesłanek i konkluzji w tym wypadku opisuje warunki, które muszą być spełnione (określone przedziały wartości symptomów), aby mogła zostać podjęta decyzja odnośnie przypisania ich do konkretnego odbiornika. W literaturze pomija się często proces uczenia zakładając, że ostateczna postać reguł zostanie ustalona przez ludzkiego eksperta (co jest w praktyce trudne). Podejścia uwzględniające uczenie maszynowe obejmują tu przede wszystkim drzewa decyzyjne (np. algorytm J48) oraz ich pochodne (np. losowy las – ang. random forest), a także algorytmy indukcji reguł (np. JRIP). Metody te są stosowane obecnie jako standardowe narzędzia identyfikacyjne w systemie rozproszonym, w którym dokonuje się pomiarów za pomocą miernika o częstotliwości próbkowania 1,6 kHz i analizuje symptomy w dziedzinie czasu i częstotliwości [9],

2. **numeryczne metody obliczeniowe.** Są to niezwykle popularne podejścia ze względu na gotowe narzędzia je implementujące praktycznie w każdym środowisku programistycznym. W skład tej grupy wchodzi ogólnie rozumiane sztuczne



Rys. 8. Schemat perceptronu wielowarstwowego

sieci neuronowe. Najpopularniejsze są tutaj perceptrony wielowarstwowe (ang. *Multi Layered Perceptron*) [4] (rys. 8.), zaś niewielkie zastosowanie jak dotąd zaobserwowano w przypadku sieci o radialnych funkcjach bazowych (ang. *Radial Basis Function Networks*). Z drugiej strony dużą popularnością cieszą się maszyny wektorów nośnych [10], lepiej sprawdzające się podczas analizy danych zaszumionych oraz w warunkach niepewności pomiarowej. W tym przypadku głównym zadaniem projektantów jest odpowiedni dobór parametrów (np. jądra przekształcenia z oryginalnej przestrzeni cech do zmodyfikowanej, w której identyfikacja poszczególnych grup urządzeń jest łatwiejsza) oraz dopasowanie metody do klasyfikacji wielu kategorii. W [11] dokonano porównania pomiędzy architekturami sieci, choć z pewnością konieczna jest dalsza analiza porównawcza, szczególnie z wykorzystaniem innych podejść,

3. **metody hybrydowe są rozwinięciem pierwszej i drugiej grupy.** Logika rozmyta to stosunkowo młoda, lecz dobrze już rozpoznana dziedzina oparta na regułach, której główną zaletą jest łatwa identyfikacja wielu kategorii oraz praca w warunkach niepewności pomiarowej [12]. Do wad należy brak algorytmu uczenia maszynowego, w wyniku czego wiedza musi często być wprowadzana przez ludzkiego eksperta. Z drugiej strony tworzone są metody łączące możliwości sieci neuronowych oraz systemów regułowych,

przygotowanie procedury pomiarowej na przykładzie wzorcowania miernika napięcia

dr inż. Tomasz Bakoń – Szkoła Główna Gospodarstwa Wiejskiego

Wielu użytkowników, szczególnie jeżeli chcą wdrożyć w swojej firmie system zarządzania, staje przed problemem opisanego zagadnienia pomiarowego w postaci procedury.

Procedura pomiarowa może dotyczyć dowolnego zagadnienia pomiarowego, gdzie konieczne jest zachowanie ustalonej powtarzalności i odtwarzalności otrzymanych wyników. Procedury pomiarowe są szczególnie ważne w przypadku wzorcowania i walidacji, ponieważ ewentualny błąd zostanie przeniesiony dalej w wyniku stosowania przyrządu lub urządzenia o błędnych wskazaniach.

struktura procedury pomiarowej

Procedury pomiarowe stanowią integralną część systemu zarządzania (np. zgodnych z [5]). Zatem ich struktura graficzna i edytorska powinna być zbliżona do struktury innych dokumentów systemowych.

Aby zapewnić jednoznaczną identyfikację dokumentu na każdej stronie w tym samym miejscu (np. w nagłówku lub stopce) powinna znaleźć się informacja identyfikująca procedurę (np. nazwa, kod, tytuł), data i ewentualnie numer wydania procedury, data wprowadzenia procedury do użycia (jeżeli jest inna od daty wydania), numer i liczba stron oraz oznaczenie właściciela (np. nazwa lub logo firmy, działu). W większości przypadków procedur pomiarowych (technicznych) jest więcej, zaleca się więc sporządzenie procedury systemowej (ogólnej) zakorzenionej w księdze jakości, która opisuje sposób powstawania i zawartość procedur pomiarowych.

Podstawową zasadą pisania przejrzystego systemu zarządzania jest umiejscowienie każdej informacji, najlepiej tylko w jednym miejscu w systemie, oraz zapisywanie tylko tych informacji, które są niezbędne do osiągnięcia założonego celu, w tym wypadku będzie to powtarzalny pomiar. Oczywiście wszystkie wymagania odpowiednich norm definiujących system zarządzania muszą zostać spełnione, czyli nie można nie odnieść się w dokumentacji do wymagań, które wymaga opisu. Stosowanie załączników do procedur i odsyłaczy pomiędzy różnymi dokumentami systemowymi (księgą jakości, procedurami ogólnymi, technicznymi, instrukcjami, itp.) ułatwi wprowadzanie zmian i aktualizację systemu. Na przykład umieszczenie spisu wyposażenia pomiarowego w załączniku lub w kartotece przy-

streszczenie

W artykule przedstawiono, co powinna zawierać procedura pomiarowa i jak ją przygotować. Ogólne wytyczne zilustrowano prostym przykładem procedury wzorcowania analogowego miernika napięcia.

rzędów zamiast w treści procedur, w przypadku zakupu nowego sprzętu spowoduje konieczność zmiany tylko w tym załączniku lub kartotece bez konieczności zmian wszystkich procedur, w których może być wykorzystywany nowo zakupiony przyrząd.

Procedura sporządzenia procedury pomiarowej powinna określać:

- osoby (najlepiej jeżeli będą zdefiniowane poprzez swoje stanowiska służbowe), które mogą wystąpić z inicjatywą opracowania procedury,
- osoby, które i w jaki sposób podejmują decyzję o utworzeniu nowej procedury pomiarowej lub braku takiej potrzeby,
- osoby, które taką procedurę mają sporządzić lub osobę, która ma wskazać sporządzających wraz z określeniem terminu realizacji.

Kolejnym punktem jest schemat ramowy procedury pomiarowej, który powinien uwzględniać następujące zagadnienia:

- obiekt pomiaru i zakres stosowania procedury pomiarowej,
- osoby odpowiedzialne za stosowanie procedury i osoby mogące wykonywać pomiary,
- organizację prac,
- miejsce lub miejsca pomiaru oraz warunki środowiskowe,
- wyposażenie pomiarowe,
- działania zabezpieczające,
- metodę przeprowadzenia pomiaru – czyli właściwą instrukcję, jak wykonać pomiar,
- sposoby dokumentowania pomiarów,
- wyznaczenie niepewności pomiaru,
- kryteria oceny,
- wykaz dokumentów powiązanych (normy, zalecenia organizacji metrologicznych, ale też inne dokumenty systemowe, np. przywoływane procedury),
- wykaz załączników do procedury pomiarowej.

Procedura powinna posiadać swoją kartę zmian (najlepiej na pierwszej lub ostatniej stronie), gdzie umieszczane będą wprowadzane zmiany. Dobrą praktyką jest też umieszczanie ostatnich zmian w tekście innym kolorem. Jeżeli system zarządzania nie dopuszcza zmian w procedurze, ale zaleca każdorazową wymianę procedury na nową, to karta zmian nie jest potrzebna.

Na ogół szata graficzna oraz tryb opracowania i zatwierdzania wszystkich procedur pomiarowych jest taki sam, ale struktura jest indywidualna, zależna od postępowania przy przeprowadzeniu pomiaru. Często zamiast długiego opisu warto przedstawić czynności wykonywane w ramach procedury pomiarowej w postaci schematów blokowych.

Procedura tworzenia procedury powinna również określać:

- parametry graficzne i edytorskie wprowadzanych procedur (np. umiejscowienie i wygląd oznaczenia procedury, wielkość czcionki, użyty edytor),

- informację, gdzie ma znaleźć się opis, kto opracował i zatwierdził procedurę pomiarową,
- inne informacje formalne (np. że za datę wprowadzenia procedury do stosowania uznaje się datę wydania),
- inne dokumenty systemowe bezpośrednio powiązane z procedurą opisującą tworzenie procedur pomiarowych (np. procedurę o prowadzeniu i nadzorze dokumentacji).

Jeżeli przy opracowywaniu procedury pomiarowej przewidujemy ewentualne korzystanie z pomocy innych lub konsultacje ekspertów, dobrze jest to również uwzględnić w tekście procedury opisującej tworzenie procedury pomiarowej.

zarys procedury wzorcowania woltomierza

Wzorcowanie woltomierza należy do najprostszych pomiarów, polega ono na wyznaczeniu błędu wskazania wzorcowanego woltomierza w porównaniu do wskazań woltomierza wzorcowego. Obydwa przyrządy podłączone są równolegle do źródła napięcia. W przykładzie wzorcowany będzie woltomierz analogowy za pomocą woltomierza cyfrowego.

Obiekt pomiaru i zakres stosowania procedury pomiarowej. Przedmiotem procedury jest określenie organizacji pracy, metod i instrukcji pomiarowych stosowanych przy wzorcowaniu woltomierzy analogowych do pomiaru napięcia stałego i małej częstotliwości. Można doprecyzować, że np. sygnał pomiarowy powinien mieć przebieg stałoprądowy lub sinusoidalnie przemienny o częstotliwości od 20 Hz do 10 kHz oraz o jakie przyrządy chodzi, np. używane do pomiarów w danej firmie.

Należy również podać, kiedy i w jakim celu stosuje się daną procedurę, np.: przy dokonywaniu czynności technicznych związanych z wzorcowaniem analogowych mierników napięcia, w celu wystawienia świadectwa wzorcowania potwierdzającego właściwości metrologiczne pozwalające na dalsze używanie mierników w danym procesie technologicznym.

Osoby odpowiedzialne za stosowanie procedury i osoby mogące wykonywać pomiary, organizacja prac. W tym punkcie procedury należy wskazać osoby, które odpowiadają za organizację pracy oraz osoby wykonujące wzorcowanie. Jeżeli jest to możliwe (jest więcej niż jeden pracownik), sprawdzenia wyników wzorcowania powinna dokonać inna osoba niż wzorcujący. Również inne formalne wymagania względem pracowników wykonujących pomiary powinny zostać tutaj zawarte, np. konieczność posiadania odpowiednich uprawnień obsługi urządzeń elektrycznych, odbyte przeszkolenia. Opisany powinien zostać też sposób zgłaszania ewentualnych niezgodności i uszkodzeń oraz inne sprawy organizacyjne.

Miejsce pomiaru, wyposażenie pomiarowe. Wzorcowanie powinno odbywać się w pomieszczeniu do tego przystosowanym (dla lepszych przyrządów wyposażonym w klimatyzację, a nawet klatkę Faradaya), jeżeli odbywa się na obiekcie przemysłowym, należy opisać, jakie środki ostrożności powinny zostać zachowane. Należy wymienić wyposażenie techniczne, które może być

stosowane w ramach postępowania zgodnego z procedurą, jak wspomniano, najlepiej zrobić to poprzez wskazanie kartoteki przyrządów lub załącznik. Wyposażenie pomiarowe powinno być przygotowane do stosowania zgodnie z fabrycznymi instrukcjami obsługi, z zachowaniem obowiązujących przepisów BHP oraz musi posiadać ważną datę wzorcowania. Bez aktualnego świadectwa wzorcowania istnieje uzasadnione podejrzenie, że nie zostanie zachowana spójność pomiarowa. O określeniu daty ważności świadectwa wzorcowania danego przyrządu decydują inne dokumenty systemowe lub przepisy metrologiczne.

Przyrządy pomiarowe wykorzystywane do wzorcowania woltomierza należy wcześniej wygrzać i przeprowadzić procedury wstępne zgodnie z zaleceniami producenta (np. zerowanie przyrządu, przeprowadzenie autotestu, autokalibracji itp.). Jeżeli jest to możliwe, należy przeprowadzić sprawdzenie bieżące kluczowego wyposażenia przed przystąpieniem do wzorcowania.

Wzorcowania woltomierza dokonuje się w odpowiednich warunkach środowiskowych:

- temperatura otoczenia (23 ± 2)°C,
- wilgotność względna powietrza na ogół nie więcej niż 75%,
- reklimatyzacja w temperaturze otoczenia na ogół nie krócej niż dobę,
- czas wygrzewania według zaleceń producenta, jednak nie krócej niż 30 minut.

Podczas wzorcowania na obiektach dopuszcza się odchyłki od tych wartości, jednak musi to być uwzględnione w procedurze i w budżecie niepewności.

Działania zabezpieczające. Prawdopodobność uzyskanych wyników pomiaru zapewnia się poprzez okresową kontrolę dotyczącą wykonywania prac na stanowiskach pomiarowych i przeglądu zapisów dotyczących przeprowadzonych wzorcowań. Pracownicy wykonujący wzorcowania powinni uczestniczyć w niezbędnych szkoleniach oraz być zobowiązani do samokształcenia, ścisłego przestrzegania procedur i instrukcji wzorcowań, wymagań przedstawionych w zleceniu pomiaru i wynikających z instrukcji obsługi przyrządu wzorcowanego oraz ustaleń wymaganych przez system zarządzania.

Metoda przeprowadzenia pomiaru. Należy opisać jednoznacznie sposób postępowania podczas wzorcowania, tak aby została zapewniona powtarzalność i odtwarzalność pomiaru.

Warunki środowiskowe w trakcie wykonywania wzorcowania muszą być monitorowane i zapisywane w karcie pomiarowej, a jakiegokolwiek odstępstwa zgłaszane osobie odpowiedzialnej za nadzór nad procedurą.

Czynności wstępne. Przed rozpoczęciem właściwego wzorcowania woltomierza analogowego należy wykonać czynności wstępne obejmujące:

- identyfikację producenta, typu i oznaczenia przyrządu wzorcowanego wraz z zapisaniem zebranych informacji w karcie pomiarowej,
- oględziny zewnętrzne w celu: stwierdzenia uszkodzeń uniemożliwiających obsługę przyrządu, sprawdzenia elementów regulacyjnych oraz urządzenia wskazującego. Jeżeli

Wartość odniesienia ¹⁾	Wskazanie przyrządu wzorcowanego ²⁾	Błąd wskazania ³⁾	Dopuszczalny błąd graniczny ⁴⁾	Niepewność wzorcowania ⁵⁾	Zgodność ze specyfikacją ⁶⁾ – tak – Niemożliwa do stwierdzenia – nie
V_s	V_x	$e_x = V_x - V_s$	$\delta V_{x\max}$	$U(e_x)$	
[V]	[V]	[V]	[V]	[V]	
0,0000	0,0200	0,0200	0,0150	0,0010	Nie
10,0000	10,0130	0,0130	0,0190	0,0040	Tak
–	–	–	–	–	–

Objaśnienia: ¹⁾ – wartość odczytana na przyrządzie wzorcowym, określana także jako: wartość rzeczywista, wcześniej stosowana nazwa: wartość poprawna, ²⁾ – wartość odczytana na przyrządzie wzorcowanym (sprawdzanym), ³⁾ – różnica między wskazaniami przyrządu wzorcowego i wzorcowanego, może być podana w formie poprawki. Poprawka – wartość dodana algebraicznie do surowego wyniku pomiaru (wskazania przyrządu wzorcowanego) w celu skompensowania błędów systematycznych (uzyskania wartości odniesienia). Poprawka może być dodatnia, ujemna lub zero. W przypadku błędów wskazania przyjmuje się, że jest to poprawka ze znakiem ujemnym, ⁴⁾ – kryterium oceny zgodności ze specyfikacją – wyznaczone na podstawie instrukcji lub klasy przyrządu albo zgodnie z procedurą lub instrukcją użytkownika, ⁵⁾ – niepewność rozszerzona przy poziomie ufności ok. 95% i współczynniku rozszerzenia $k = 2$, ⁶⁾ – zgodnie z wytycznymi dokumentu ILAC-G8

Tab. 1. Przykładowa tabela wyników umieszczana na świadectwie wzorcowania

Symbol wielkości	Estymata wielkości	Niepewność standardowa	Rozkład prawdopodobieństwa	Współczynnik wrażliwości	Udział w złożonej niepewności standardowej
X_i	x_i	$u(x_i)$		c_i	$u_i(y)$
V_{ix}	$\{V_{ix}\}$	$u(V_{ix})$	Studenta ¹⁾	1	$u(V_{ix})$
V_s	$\{V_s\}$	$u(V_s)$	Studenta ¹⁾	–1	$-u(V_s)$
δV_{ix}	0	$u(\delta V_{ix})$	Prostokątny	1	$u(\delta V_{ix})$
δV_s	0	$u(\delta V_s)$	Prostokątny	–1	$-u(\delta V_s)$
e_x	$\{V_{ix}\} - \{V_s\}$				$u(e_x)$

Objaśnienia: ¹⁾ – dla odpowiednio dużej liczby pomiarów można stosować rozkład normalny

Tab. 2. Budżet niepewności dla wzorcowania analogowego miernika napięcia

w przypadku wzorcowania jest to dokument EA 4/02 [3]. Dokument zilustrowany jest wieloma przykładami, przykład S9 dotyczy wzorcowania woltomierza cyfrowego, w przypadku woltomierza analogowego można postąpić według metody opisanej poniżej.

Równanie pomiaru. Maksymalny błąd pomiaru analogowym miernikiem napięcia wyznacza się z równania pomiaru:

$$e_x = V_{ix} - V_s + \delta V_{ix} - \delta V_s$$

gdzie:

V_{ix} – wskazanie powodujące błąd maksymalny,

V_s – wartość odniesienia generowana przez kalibrator napięcia lub odczytana na woltomierzu wzorcowym,

δV_{ix} – poprawka związana z ograniczoną rozdzielczością wzorcowanego woltomierza,

δV_s – poprawka związana z dodatkowymi czynnikami wpływającymi na wartość odniesienia (temperaturą otoczenia, dryftem wzorca w czasie, niestabilnością krótkoterminową, warunkami pracy wzorca itp.).

Po sformułowaniu równania pomiaru należy opisać w procedurze, jak wyznaczono poszczególne wielkości. Na przykład wartość wskazaną przez woltomierz wzorcowany V_{ix} przyjmuje się odczyt z dokładnością co najmniej 1/5 działki elementarnej. Należy również sprecyzować, jak określana jest wartość odniesienia V_s , jej sposób odczytu, liczba pomiarów, na podstawie których wyliczono wartość średnią, itp.

Równanie niepewności pomiaru. Równanie złożonej niepewności błęd pomiaru $u(e_x)$ formułuje się na podstawie równania pomiaru i w przypadku wzorcowania woltomierza analogowego przybiera ono postać:

$$u^2(e_x) = u^2(V_{ix}) + u^2(V_s) + u^2(\delta V_{ix}) + u^2(\delta V_s)$$

Tak jak w przypadku równania pomiaru, również w przypadku równania niepewności pomiaru należy opisać sposób wyznaczenia poszczególnych składników równania.

Niepewność standardowa $u(V_{ix})$ jest związana z efektem paralaksy. W przypadku standardowych pomiarów składnik ten jest pomijany jako znikomo mały w porównaniu z niepewnością związaną z rozdzielczością wskazań przyrządu wzorcowanego.

Niepewność standardowa $u(\delta V_{ix})$ związana z ograniczoną rozdzielczością przyrządu wzorcowanego, przyjmując rozkład prostokątny, wyznacza się ją ze wzoru:

$$u(\delta V_{ix}) = \frac{D}{2\sqrt{3}}$$

gdzie:

D – rozdzielczość wzorcowanego woltomierza, np. 1/5 lub 1/10 działki elementarnej w zależności od możliwości odczytu.

Jak widać przy wzorcowaniu przyrządów analogowych konieczne jest zapisywanie w karcie pomiarowej nie tylko wartości wskazanej przez przyrząd, ale także (w celu wyznaczenia niepewności pomiaru) istotna jest znajomość działki elementarnej, czyli pośrednio podziałki, z której dokonano odczytu. Dla mi

$$u(V_s) = U(V_s)/k$$

gdzie:

$U(V_s)$ – niepewność rozszerzona wyniku pomiaru wzorca określona w świadectwie wzorcowania,
 k – współczynnik rozszerzenia, podany w świadectwie wzorcowania, na ogół $k=2$.

Niepewność standardowa $u(\delta V_s)$ związana z dodatkowymi czynnikami wpływającymi na wartość odniesienia. Wpływ dodatkowych czynników na wskazanie przyrządu wzorcowego, takich jak: temperatura otoczenia, dryft wzorca w czasie, niestabilność krótkoterminowa, warunki pracy wzorca; powinien zostać oszacowany na podstawie błędu granicznego przyrządu wzorcowego, zakładając rozkład prostokątny, zgodnie z zależnością:

$$u(\delta V_s) = \frac{F}{\sqrt{3}}$$

gdzie:

F – błąd graniczny przyrządu, podany przez producenta.

Budżet niepewności. Wygodnym i ogólnie przyjętym do stosowania jest sposób przedstawienia budżetu niepewności w postaci tabeli, która w przypadku wzorcowania analogowego miernika napięcia przyjmuje postać **tabeli 2**.

Niepewność rozszerzona. Niepewność rozszerzoną wyznaczenia błędu pomiarowego oblicza się zgodnie ze wzorem:

$$U(e_x) = k \cdot u(e_x)$$

gdzie:

k – współczynnik rozszerzenia równy 2, odpowiadający poziomowi ufności ok. 95%,

$u(e_x)$ – złożona niepewność standardowa wyznaczenia błędu wzorcowania.

Wyznaczanie bardziej złożonego budżetu niepewności na przykładzie wzorcowania czujnika termoelektrycznego przedstawiono w numerze 3/2013 miesięcznika „elektro.info” [2].

Kryteria oceny. Jeżeli ma zostać przeprowadzona analiza wyników, dokonuje się jej z uwzględnieniem niepewności pomiaru z przeprowadzonego wzorcowania opierając się na dopuszczalnych błędach granicznych podanych przez producenta lub wartościach granicznych procesu technologicznego, w którym przyrządy będą stosowane na podstawie dokumentu ILAC-G8 [4]. Przykład takiej analizy dla wyników wzorcowania cyfrowego miernika napięcia przedstawiono w numerze 3/2012 miesięcznika „elektro.info” [1]. Dla miernika analogowego dokonuje się jej w taki sam sposób.

Dokumenty związane z procedurą. Jako dokumenty powiązane należy przywołać dokumenty wewnętrzne, np. procedury ogólne, rozdziały księgi jakości, instrukcje pomiarowe oraz zewnętrzne

np.: normy, EA 4/02, ILAC-G8, instrukcje EURAMETu i inne przywoływane lub związane z procedurą, dotyczące nadzoru nad dokumentacją, wyposażenia pomiarowego itp.

Załączniki. Jak wspomniano, często wygodnie jest zamiast jednego dużego dokumentu stosować załączniki, których modyfikacja nie będzie powodowała zmiany całej procedury. Takimi załącznikami w procedurze wzorcowania woltomierza mogą być np. wykazy wyposażenia pomiarowego i instrukcje szczegółowe. Nieodzownymi częściami procedury, które wygodnie zawrzeć jest w załącznikach, są też wzory stosowanych dokumentów lub formularzy: wzór karty pomiarowej, wzór świadectwa wzorcowania, wzór orzeczenia o odstąpieniu od wzorcowania. W załączniku można też umieszczać budżet niepewności lub wzór jego wyliczenia.

Karta zmian. Jeżeli system przewiduje dokonywanie zmian w procedurze, to procedura powinna mieć swoją kartę zmian, najczęściej w postaci tabeli, której wiersze powinny zawierać: miejsce (np. stronę) i istotę zmiany, datę wprowadzenia zmiany, osobę wprowadzającą i zatwierdzającą zmianę.

podsumowanie

Przedstawiony na prostym przykładzie wzorcowania analogowego miernika napięcia zarys procedury powinien pomóc przy pisaniu procedury pomiarowej, która będzie odpowiadać przyjętym obecnie standardom. Każda procedura techniczna wymaga spełnienia specyficznych wymagań, wytyczne dla wzorcowań wielu przyrządów można znaleźć w instrukcjach EURAMETu. Należy również pamiętać, że jeżeli konieczne jest spełnienie wymagań konkretnych norm lub wytycznych, należy obowiązkowo przywołać je w procedurze pomiarowej lub innym miejscu systemu zarządzania. Warto również zapisywać tylko to, co konieczne, aby nie stawiać sobie dodatkowych niepotrzebnych ograniczeń.

literatura

1. T. Bakoń, Sprawdzanie zgodności wskazań ze specyfikacją na przykładzie wzorcowania cyfrowego miernika napięcia, „elektro.info” 3/2012, s. 48–50.
2. T. Bakoń, Wpływ przewodów kompensacyjnych i spoiny odniesienia na poprawność wskazań przyrządów współpracujących z czujnikami termoelektrycznymi, „elektro.info” 3/2013, s. 72–77.
3. European Co-operation for Accreditation, EA-4/02 Wyrażanie niepewności pomiaru przy wzorcowaniu, tłumaczenie Główny Urząd Miar 2001.
4. International Laboratory Accreditation Cooperation, ILAC-G8:03/2009 Wytyczne dotyczące przedstawiania zgodności ze specyfikacją, tłumaczenie PCA, 07/2009, www.pca.gov.pl.
5. PN-EN ISO/IEC 17025:2005/Ap1:2007 *Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących*.
6. Polskie Centrum Akredytacji, DAP-04 Akredytacja laboratoriów wzorcujących wymagania szczegółowe, Wydanie 8, 09/2012, www.pca.gov.pl.

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.

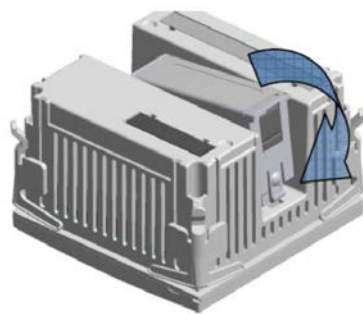
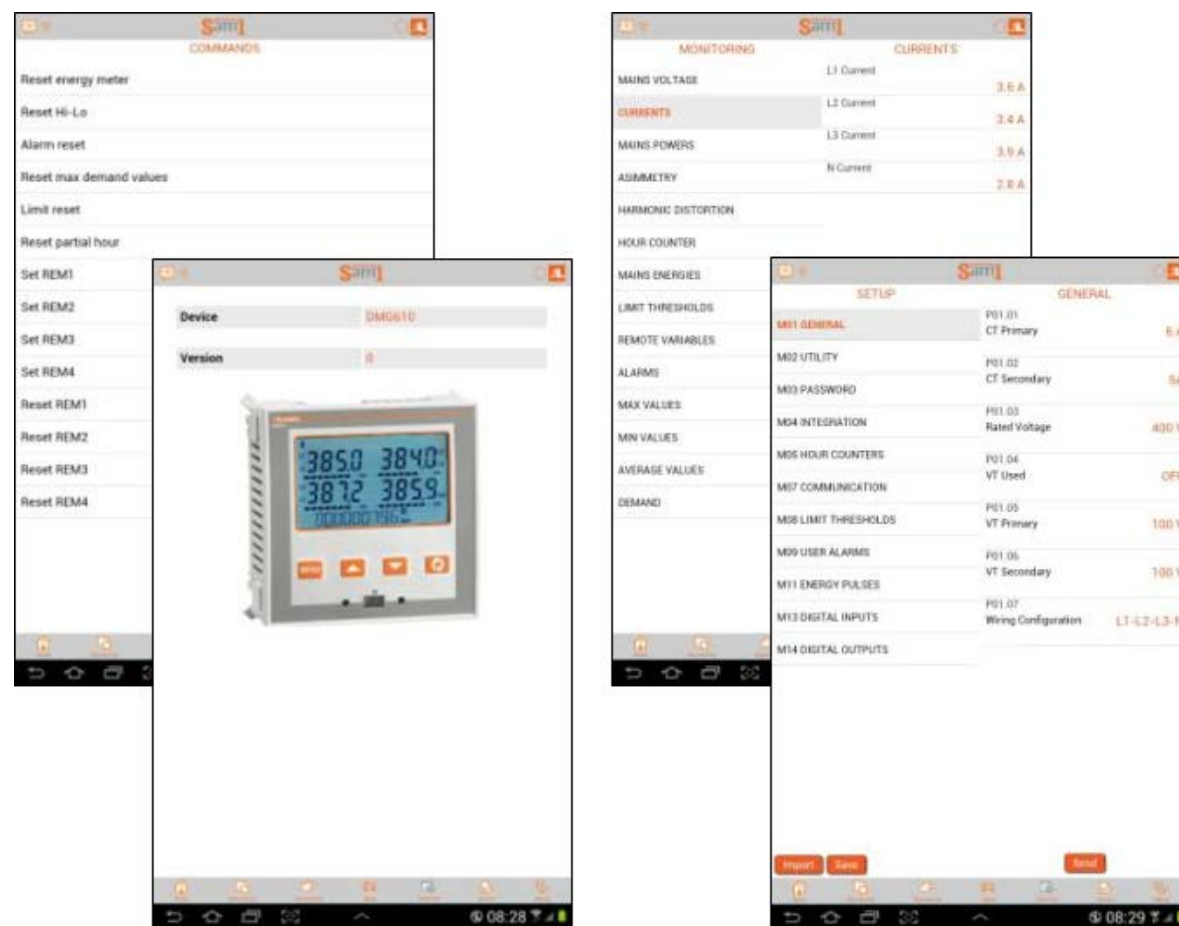
Dodatkowo, dzięki wbudowanej pamięci w CX02 (WiFi), użytkownik może dokonać kopii ustawionych parametrów lub klonowania urządzenia:

- 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

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

AM: Technologies Sp. z o.o. Sp.k.

al. Jerozolimskie 146C, 02-305 Warszawa
tel. +48 22 532 28 00, faks +48 22 532 28 28
info@amt.pl, www.amt.pl

AM Technologies

BIALL Sp. z o.o.

ul. Barniewicka 54c, 80-299 Gdańsk
tel. +48 58 322 11 91, faks +48 58 322 11 93
biall@biall.com.pl, www.biall.com.pl



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



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



METRIS

ARVENS Julian Justyński
ul. Królewiecka 14 lok. 3, 09-402 Płock
tel. + 48 501 457 442
metris@metris.pl, www.metris.pl

Metris.pl

NDN-Zbigniew Daniluk

ul. Janowskiego 15, 02-784 Warszawa,
tel. 22 644 42 50, tel./faks 22 641 61 96
ndn@ndn.com.pl, www.ndn.com.pl



TESPOL Sp. z o.o.

ul. Klecińska 125, 54-413 Wrocław
(teren Wrocławskiego Parku Technologicznego, budynek Beta)
tel. +48 71 783 63 60, faks +48 71 783 63 61
tespol@tespol.com.pl, www.tespol.com.pl



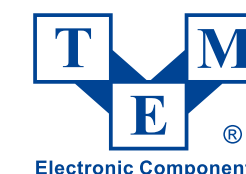
TERMOCENT SP. Z O.O.

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



TRANSFER MULTISORT ELEKTRONIK Sp. z o.o.

ul. Ustronna 41, 93-350 Łódź
tel. +48 42 645 55 55, faks +48 42 645 55 00
dso@tme.pl, www.tme.eu



Redakcja elektro.info

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



Księgarnia techniczna

04-112 Warszawa, ul. Karczewska 18
tel. 22 512 60 60, faks 22 810 27 42
eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

ksiegarniatechniczna.com.pl

Tu może znaleźć się Twój wpis w Katalogu firm

Tu może znaleźć się Twój wpis w Katalogu firm