

**POMIARY ODBIORCZE I EKSPLOATACYJNE
ZAPEWNIAJĄCE BEZPIECZEŃSTWO
PRZY URZĄDZENIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH**

**Szkolenie dla członków Pomorsko-Kujawskiej Izby Inżynierów Budownictwa
Bydgoszcz – Toruń – Włocławek, 26-27 listopada 2010 r.**

Abstrakt

„Pomiary odbiorcze i eksploatacyjne” przy urządzeniach niskiego napięcia, potocznie nazywane też „pomiarami ochronnymi”, to dziedzina aktywności zawodowej licznej rzeszy polskich elektryków, co objawia się nie tylko lepszym czy gorszym wykonywaniem tych „pomiarów”, ale również żywiołową „dyskusją” na forach internetowych, w której argumenty merytoryczne odgrywają trzeciorzędną rolę. Ta dziedzina aktywności polskich elektryków odbiega od standardów krajów Unii pod każdym względem: przyznawania uprawnień, zakresu, poprawności i rzetelności badań oraz sposobu protokolowania wyników i późniejszego egzekwowania wniosków pokontrolnych. Odbiega tak dalece, że w wielu przypadkach można mówić o postępującej degeneracji tej sfery aktywności zawodowej polskich elektryków. Niemalże w tym udział mają zawile sformułowane, niejednoznaczne bądź wewnętrznie sprzeczne przepisy krajowe oraz nieudolnie tłumaczone europejskie dokumenty normalizacyjne EN i HD. Niniejszy referat przedstawia racjonalne zasady prowadzenia odbiorczych oraz okresowych kontroli stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych i wskazuje obserwowane w Polsce nieprawidłowości w ich pojmowaniu i przeprowadzaniu.

1. Problemy zasadnicze

1. 1. Przepisy jako podstawa prawna kontroli stanu technicznego instalacji elektrycznych

Przepis jest dokumentem ustalającym obowiązujące reguły prawne, przyjętym przez organ władzy. **Akty prawa powszechnego**, czyli ustawy i rozporządzenia, mają powszechny charakter obligatoryjny, dotyczą wszelkich osób fizycznych i prawnych, które z tytułu swojej osobowości i/lub działalności wchodzą w zakres właściwości danego aktu prawnego. W zakresie budowy i eksploatacji obiektów technicznych akty prawa powszechnego określają w pierwszym rzędzie wymagania dotyczące bezpieczeństwa ludzi i ochrony zdrowia, bezpieczeństwa zwierząt, ochrony mienia oraz ochrony środowiska. Określają też sposoby i tryb sprawdzania, czy te wymagania są respektowane.

To nie Polskie Normy, lecz przepisy prawa powszechnego wprowadzają w Polsce obowiązek i regulują tryb przeprowadzania kontroli stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych, a w szczególności częstość kontroli okresowych, o czym zresztą w punkcie 62.2.1 wzmiankuje norma PN-HD 60364-6:2008. Czyni to przede wszystkim ustawa Prawo budowlane [1] i rozporządzenia – wydane na podstawie zawartych w niej delegacji ustawowych – w odniesieniu do wyposażenia technicznego wszelkich obiektów budowlanych.

Ustawa Prawo budowlane [1] nakłada (art. 25) na inspektora nadzoru inwestorskiego odpowiedzialność za należyłą jakość wykonania robót budowlanych, również robót ulegających zakryciu lub zanikających, jak uziomy fundamentowe i gruntowe, jak zabetonowane naturalne bądź sztuczne przewody odprowadzające albo przewody wyrównawcze, co łatwo obecnie dokumentować fotograficznie (INPE, nr 131, s. 112-116). Zobowiązuje go również do „uczestniczenia w próbach i odbiorach technicznych instalacji, urządzeń technicznych... oraz przygotowania i udziału w czynnościach odbioru gotowych obiektów budowlanych i przekazywania ich do użytkowania”.

Ustawa Prawo budowlane wymaga też (art. 62), aby okresowej kontroli stanu technicznego w czasie użytkowania podlegały obiekty budowlane, w tym ich instalacje elektryczne i piorunochronne. Mają one być badane „w zakresie stanu sprawności połączeń, osprzętu, zabezpieczeń i środków ochrony od porażeń, oporności izolacji przewodów oraz uziemień instalacji i aparatów”. Ustawa podkreśla też, że „W trakcie kontroli, o której mowa... **należy dokonać sprawdzenia wykonania zaleceń z poprzedniej kontroli**”.

Uzupełniające przepisy, zwłaszcza w odniesieniu do instalacji i urządzeń specjalnych można znaleźć w innych aktach prawa powszechnego.

Ustawa Prawo budowlane [1] w art. 12.6 stanowi: „Osoby wykonujące samodzielne funkcje techniczne w budownictwie są odpowiedzialne za wykonywanie tych funkcji zgodnie z przepisami i **zasadami wiedzy technicznej** (rozdział 1.2 referatu) oraz za **należyta staranność** (rozdział 1.3 referatu) w wykonywaniu pracy...”. Podobne postanowienia można znaleźć również w innych aktach prawa powszechnego, a także w kodeksach etyki zawodowej. Skutki prawne takich postanowień są znacznie poważniejsze niż można by sądzić przy pobieżnej ich lekturze.

1.2. Normy jako uznane zasady wiedzy technicznej

Działania inżynierskie powinny bazować na aktualnym stanie wiedzy technicznej, który na potrzeby praktyki wyrażają **uznane reguły techniczne**, nazywane w polskim prawie również **zasadami wiedzy technicznej**. Dokument ISO/IEC Guide 2/1986 wyjaśnia, że *uznane reguły techniczne są to rozstrzygnięcia problemów technicznych przyjęte przez większość gremium reprezentatywnych specjalistów jako odpowiadające aktualnemu stanowi wiedzy*, czyli osiągniętemu w danym czasie stanowi możliwości technicznych w odniesieniu do wyrobów, procesów i usług, opartemu na wspólnych osiągnięciach nauki, techniki i praktyki.

Zbiorem uznanych reguł technicznych są w pierwszym rzędzie **normy**. Racjonalizują one działalność techniczną, są gwarantem bezpieczeństwa, ochrony zdrowia i ochrony środowiska, określając w pełni jawne kompromisy, przyjęte na zasadzie konsensu przez specjalistów reprezentujących wszystkie zainteresowane strony (producentów i wykonawców usług, klientów i użytkowników, organy nadzoru rynku i inne władze publiczne, jednostki i laboratoria badawcze). Normy tworzą pomosty porozumienia w gospodarce, technice, nauce i administracji, służą interesowi ogółu, całej społeczności, a nie jednej z zainteresowanych stron.

Niestety, poruszanie się obecnie w zbiorze Polskich Norm wymaga cierpliwości, dociekliwości, pieniędzy i dobrej znajomości języka angielskiego technicznego. Podstawowa norma dotycząca sprawdzania instalacji elektrycznych od roku 2000 miała cztery różne wersje [4, 5, 6, 7]. To nie wystarczy, bo kto ma badać instalacje czy urządzenia specjalne, ten musi ponadto sięgnąć do norm dla nich właściwych, a w szczególności do następujących norm [11, 12] dostępnych tylko w oryginalnej wersji językowej:

- PN-EN 60079-17:2008+AC:2008 Atmosfery wybuchowe – Część 17: Kontrola i konserwacja instalacji elektrycznych (oryg.).
- PN-EN 62353:2008 Medyczne urządzenia elektryczne – Badania okresowe i badania po naprawie medycznych urządzeń elektrycznych (oryg.).

W następnej kolejności zbiorem uznanych reguł technicznych powinny być rzeczowe **komentarze do norm** opracowane przez uznanych specjalistów i przed opublikowaniem rzetelnie zrecenzowane przez dociekliwych ekspertów, zdolnych do krytycznego spojrzenia i do ogarnięcia umysłem wszelkich bezpośrednich oraz wtórnych skutków postanowień normatywnych, także ich skutków odległych w czasie i przestrzeni. Rzesze inżynierów, techników i monterów powinny poznać uznane reguły techniczne z komentarzy, a nie – czytając bezpośrednio zawile teksty norm, które, nawet dobrze zredagowane, mają konwencję zbliżoną do tekstów prawnych. Czytając normy wielu wyciąga fałszywe wnioski. Przykładowe rozwiązania techniczne albo opisy procedur postępowania w załączniku **informacyjnym** normy bywają traktowane jako wymaganie, jako nakaz. Zwykły, bardzo uproszczony rysunek w normie, zamieszczony tytułem informacji (np. w kolejnych edycjach normy 60364-5-54), wielu przyjmuje jako nakazowe rozwiązanie techniczne. Nie wie lub

w tym momencie zapomina, że każdy nakaz w normie jest poprzedzony słowami *powinien* albo *należy*, a każdy zakaz – słowami *nie powinien*, *nie należy* albo *nie dopuszcza się*. Podobnie, jak w opisie patentowym wszelkie zastrzeżenie patentowe – czyli jądro tego tekstu – jest poprzedzone słowami: *znamienny tym, że...* Nowicjusze gubią się w takich tekstach.

Stosowanie norm jest dobrowolne, ale niezgodność z postanowieniami norm może być czynnikiem obciążającym projektanta, wykonawcę oraz właściciela bądź zarządcę urządzenia albo obiektu w razie wypadku z ludźmi, strat materialnych, skażenia środowiska lub innych niekorzystnych następstw, które da się z tym brakiem zgodności powiązać. Wspomnianym osobom będzie przypisana wina nie za to bezpośrednio, że nie przestrzegały postanowień określonych norm, lecz za to, że nie respektowały uznanych reguł technicznych, że nie spełniły wymagań przepisu:

- albo przestrzegając postanowień określonych norm,
- albo w inny równoważny sposób.

Czy ten *inny sposób* można uznać za *równoważny*, zdecyduje w sytuacji krytycznej nie obwiniony, lecz biegły bądź zespół ekspertów, do których odwoła się sąd, prokurator, organ nadzoru rynku albo organ nadzoru budowlanego.

Organy administracji wspólnotowej nadają wybranym normom EN status szczególnie normy zharmonizowanej z określoną dyrektywą. **Stosowanie norm zharmonizowanych również jest dobrowolne**. Wytwórca, wprowadzający produkt na wspólny rynek, ma prawo **wymagania zasadnicze** podane w dyrektywie, tzn. w akcie prawa wspólnotowego, spełnić w inny sposób niż to określają normy zharmonizowane, ale wtedy nie korzysta z **domniemania zgodności** z dyrektywą (ang. *presumption of conformity*), czyli domniemania spełnienia zawartych w dyrektywie wymagań dotyczących zwłaszcza bezpieczeństwa użytkownika i ochrony zdrowia, jeśli tylko produkt spełnia wymagania norm zharmonizowanych. Dopełnienie wymagań zasadniczych dyrektywy, poprawność swoich rozwiązań konstrukcyjnych, materiałowych i technologicznych, musi wykazać poddając wyrób kosztownym badaniom typu w jednostce notyfikowanej. Może to być opłacalne tylko w przypadku wyjątkowo trafnego pomysłu konstrukcyjnego bądź technologicznego i tylko w przypadku wyrobów produkowanych masowo.

Dobrowolność stosowania norm ma jeszcze jeden aspekt praktyczny. W latach 50. i 60. ubiegłego wieku na stronie tytułowej normy miały informację: *Zatwierdzona przez... jako norma obowiązująca* oraz ostrzeżenie: *Nieprzestrzeganie normy jest karalne*. Ostrzeżenie o karalności potem znikło, ale jeszcze w latach 90. pozostała informacja: „*Ustanowiona przez... jako norma obowiązująca od dnia...*”. Przyjęcie statusu dobrowolności norm i innych zasad normalizacji zostało wymuszone jako jeden z warunków akcesji Polski do Unii Europejskiej. Obecnie norm się nie ustanawia i nie unieważnia, normę można wprowadzić do zbioru norm PN i można wycofać z tego zbioru.

Jeśli określony zakres wiedzy technicznej nie jest objęty właściwością Norm Europejskich ani norm własnych danego kraju, to za podstawę należy przyjąć normę międzynarodową IEC albo właściwą **normę własną innego kraju**. Takie postanowienie można znaleźć na przykład w punkcie 511.1 normy PN-HD 60364-5-51:2006. Jako *inny kraj* należy w Polsce rozumieć Niemcy, Francję bądź Wielką Brytanię, kraje przodujące w dziedzinie techniki, a nie Albanię albo Białoruś. Interpretując te zalecenia należy pamiętać, że w omawianej dziedzinie elektryki występują w Polsce dokumenty europejskie polsko- bądź anglojęzyczne PN-EN i PN-HD oraz polskojęzyczne normy krajowe PN-E i stowarzyszeniowe N SEP-E. Wśród tych ostatnich jest norma N SEP-E-001:2003 [17], zawierająca wymagania stawiane ochronie przeciwporażeniowej w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia, których próżno byłoby szukać w aktualnych normach PN.

Zbiór niemieckich norm elektrotechnicznych jest znacznie obszerniejszy niż zbiór norm IEC bądź norm EN. Są liczne dziedziny elektryki nieobjęte zakresem właściwości norm międzynarodowych IEC ani norm europejskich EN, dla których Niemcy już od lat mają sformułowane i sprawdzone uznane reguły techniczne w postaci norm DIN VDE. Ponadto prace normalizacyjne w Niemczech są prowadzone z zachowaniem najwyższej staranności i mają długą tradycję. Pierwsze przepisy bezpieczeństwa dla urządzeń „silnopiędowych”, *Sicherheitsvorschriften für elektrische Starkstromanlagen*, Niemcy mieli już w listopadzie 1895 roku, pierwsze pomiary okresowe (rezystancji izolacji) wprowadzili już w roku 1911.

Niemal wszystkie nowe normy PN są tłumaczeniem dokumentów międzynarodowych albo europejskich, które niekiedy zawierają niedociągnięcia, a nawet błędy. Tłumaczenie nie powinno zmieniać tekstu oryginału i poprawiać jego błędów. Zgodnie z instrukcją PKN dla komitetów technicznych: *Informację o zauważonym błędzie zamieszcza się w odsyłaczu krajowym z podaniem poprawnej wersji tekstu.* Znacznie gorsze i brzemienne w skutki są błędy tłumaczenia, których pełno w Polskich Normach. Kto o takich błędach wie bądź się ich domyśla, ten ma prawo, a nawet moralny obowiązek pominąć tekst normy PN i odwołać się do oryginalnego tekstu dokumentu EN bądź HD. Dbające o reputację laboratoria akredytowane korzystają wyłącznie z oryginalnych tekstów norm, aby uniknąć każdorazowego dociekania na ile norma PN jest naprawdę identyczna z oryginałem, jak o tym złudnie zapewnia nadruk „IDT” na stronie tytułowej normy.

1.3. Należyta staranność

Wymaganą przez ustawę Prawo budowlane **należyta staranność w wykonywaniu pracy** należy rozumieć jako gorliwość i dokładność w postrzeganiu i rozważaniu wszelkich jawnych i ukrytych aspektów (technicznych, ekonomicznych, ekologicznych, społecznych, zdrowotnych, estetycznych itd.) rozwiązywanych problemów technicznych, w ich przedstawianiu i uzasadnianiu, a także jako przezorność i wizję wygody eksploatacji nowo budowanego obiektu w długim spodziewanym okresie jego eksploatacji.

Należyta staranność to temat nierozzerwalnie związany z problemem i rodzajem winy w prawie cywilnym, jako przesłanki **odpowiedzialności kontraktowej** (z niewykonania lub nienależytego wykonania obowiązku, który powstał na podstawie czynności prawnej, np. umowy) i **odpowiedzialności deliktowej** (na zasadzie winy). Bardzo rzadko w działalności zawodowej ludzi techniki spotyka się czyny mające znamiona **winy umyślnej**, czyli rozmyślnego działania bądź zaniechania sprzecznego z ogólnie przyjętymi obowiązkami, kiedy sprawca kieruje się złym zamiarem (umyślnością). Inżyniera, technika lub elektromontera, sprawcę szkody, można raczej podejrzewać o **winę nieumyślną**, tzn.:

- albo **lekkomyślność** (niedbalstwo świadome), gdy sprawca przewiduje, że swoim działaniem może spowodować szkodę, ale bezpodstawnie przypuszcza, że tego uniknie,
- albo **niedbalstwo** (niedbalstwo właściwe), gdy sprawca nie przewiduje, że swoim działaniem może spowodować szkodę, lecz powinien i może to przewidzieć, bo ma ku temu potrzebne kwalifikacje i wymagane uprawnienia zawodowe.

Każde niedbalstwo (świadome lub właściwe) przejawia się w tym, że sprawca **nie wykazał należytej staranności oraz wymaganej wiedzy** w wykonywaniu pracy. Zachodzi pytanie, jaki jest miernik staranności i wiedzy, jaki jest wzorzec, z którym należy porównywać zachowanie się sprawcy, by móc je należycie ocenić. W prawie cywilnym przyjmuje się ów wzorzec w ujęciu *in abstracto*, a więc w oderwaniu od konkretnej sytuacji, niezależnie od cech osobistych i przymiotów sprawcy.

W postępowaniu dyscyplinarnym (odpowiedzialność zawodowa) lub sądowym (odpowiedzialność cywilna lub karna) badając, czy sprawca dołożył staranności, jakiej można wymagać od fachowca w danych warunkach, bierze się pod uwagę pewien abstrakcyjny przeciętny wzorzec postępowania porównując z nim postępowanie sprawcy. Jeśli zachowanie sprawcy odbiega od tego wzorca, można mu przypisać winę. Wzorcem jest *dobry fachowiec*, a nie *człowiek rozsądny* nie dysponujący wiedzą fachową wymaganą do wypełniania określonych funkcji technicznych. W sytuacjach, kiedy prawo wymaga należytej (przeciętnej) staranności, obowiązuje pewne minimum fachowości, poniżej którego „fachowiec przestaje być fachowcem”. Wyższych standardów oczekuje się, jeśli prawo wymaga **najwyższej staranności**, np. w odniesieniu do osób mających najwyższe kwalifikacje i uprawnienia zawodowe (specjalistów, rzeczoznawców, biegłych sądowych).

Kodeks etyki zawodowej członków Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa w wielu postanowieniach dość wiernie przenosi na grunt działalności inżynierskiej znacznie starsze zasady kodeksu etyki lekarskiej, w tym usilne zalecenia pani Dulskiej, by brudy swoje prac dyskretnie w domu. Paralele są daleko idące, bo jak wiadomo architektki chowają swoje błędy w dzikim winie,

a lekarze pod ziemią. Dopóki „błędy w sztuce” popełniane przez inżynierów, lekarzy i innych specjalistów nie będą uczciwie wyjaśniane, dopóty powtarzać się będą wypadki i inne szkody z powtarzalnych – stale tych samych – powodów, które nie były w porę ujawniane i rozgłaszane, co pozwoliłoby je eliminować. Dochodzenie powypadkowe nie musi się kończyć wnioskiem o ukaranie kogokolwiek, ale musi się kończyć nauką, wnioskami na przyszłość.

Kodeksy etyki nie są przepisami prawa powszechnego, lecz sformułowanymi w imieniu społeczności zawodowej przykazaniami należytej staranności oraz wymaganej wiedzy w wykonywaniu pracy, o intencjach zbieżnych z odpowiednimi przepisami Prawa budowlanego i innych aktów prawa powszechnego.

1.4. Zasada ochrony zastanej

Każda kontrola stanu technicznego urządzenia, obiektu budowlanego i jego wyposażenia, sprowadza się do rozpoznania stanu faktycznego i porównania go z wymaganiami przepisów i norm. Tu jednak, w trakcie kontroli okresowych starszych obiektów, powstaje pytanie: jakich i których przepisów i norm, kiedy ustanowionych?

Obiekty budowlane i ich wyposażenie, w tym urządzenia elektryczne, powinny spełniać przynajmniej wymagania przepisów i norm z okresu ich projektowania i budowy, o ile późniejsze przepisy prawa powszechnego nie wymagały doprowadzenia ich – w ściśle określonym zakresie i w podanym terminie – do stanu zgodności ze znowelizowanymi normami lub przepisami formułującymi surowsze wymagania. Ta **zasada ochrony zastanej** wynika z istoty prawa budowlanego i jego powiązania z normami poprzez powołania obowiązujące i powołania wskazujące, odsyłające do postanowień norm jako uznanych reguł technicznych.

To stwierdzenie najprościej udowodnić metodą *reductio ad absurdum*. Gdyby odrzucić zasadę ochrony zastanej, wtedy po każdej poważniejszej nowelizacji przepisów budowlanych należałoby przebudowywać wszystkie wcześniej zbudowane obiekty budowlane, poczynając od średniowiecznych katedr, a nawet – od egipskich piramid i Wielkiego Muru Chińskiego.

Potwierdzenie tej zasady można znaleźć w każdym przepisach wykonawczych. Niech za przykład posłuży najnowsza wersja rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [2], w której są m.in. następujące postanowienia:

„§ 1a. Do budynków, wobec których przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia została wydana decyzja o pozwoleniu na budowę lub odrębna decyzja o zatwierdzeniu projektu budowlanego lub został złożony wniosek o wydanie takiej decyzji, stosuje się przepisy dotychczasowe.

...

§ 2. 1. Przepisy rozporządzenia stosuje się przy projektowaniu, budowie i przebudowie oraz przy zmianie sposobu użytkowania budynków oraz budowli nadziemnych i podziemnych spełniających funkcje użytkowe budynków, a także do związanych z nimi urządzeń budowlanych, z zastrzeżeniem § 207 ust. 2.

...

§ 207.2. Przepisy rozporządzenia dotyczące bezpieczeństwa pożarowego, wymiarów schodów, o których mowa w § 68 ust. 1 i 2, a także oświetlenia awaryjnego, o którym mowa w § 181, stosuje się, z uwzględnieniem § 2 ust. 2 i 3a, również do użytkowanych budynków istniejących, które na podstawie przepisów odrębnych uznaje się za zagrażające życiu ludzi.

...

§ 330. Przepisów rozporządzenia nie stosuje się, z zastrzeżeniem § 2 ust. 1 i § 207 ust. 2, jeżeli przed dniem wejścia w życie rozporządzenia:

1) został złożony wniosek o pozwolenie na budowę lub odrębny wniosek o zatwierdzenie projektu budowlanego i wnioski te zostały opracowane na podstawie dotychczasowych przepisów,

2) zostało dokonane zgłoszenie budowy lub wykonania robót budowlanych w przypadku, gdy nie jest wymagane uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę.”

Uznanie zasady ochrony zastanej oznacza dodatkowe wymagania i oczekiwania wobec osób dokonujących kontroli stanu technicznego starszych instalacji i urządzeń. Kto sprawdza nowe instalacje, przeprowadza sprawdzenia odbiorcze, ten powinien znać aktualne przepisy i normy. Natomiast ten, kto w ramach kontroli okresowych sprawdza również dawno wykonane instalacje, ten powinien znać przepisy i normy z ostatnich kilkudziesięciu lat, a w każdym razie powinien umieć do nich dotrzeć i umieć je interpretować.

Zasada ochrony zastanej dotyczy obiektów i urządzeń, które przy przekazywaniu do użytkowania spełniały wymagania przepisów i norm obowiązujących w czasie ich projektowania i budowy, czyli obiektów i urządzeń bez *wad wrodzonych*.

Ze względu na bezpieczeństwo publiczne lub inny ważny interes społeczny zasadę ochrony zastanej może uchylić w części lub w całości:

- w skali kraju – **akt prawa powszechnego** (por. wyżej cytowany § 207.2),
- w odniesieniu do konkretnego obiektu – **decyzja organu uprawnionego** (np. straży pożarnej, inspekcji pracy),

wymagając doprowadzenia określonych urządzeń ważnych dla bezpieczeństwa – np. urządzenia piorunochronnego hali widowiskowej lub zabezpieczeń przeciwpożarowych wielorodzinnego budynku mieszkalnego – do stanu zgodności z aktualnymi przepisami i normami.

Zasada ochrony zastanej przestaje obowiązywać w każdym obiekcie z chwilą, kiedy wprowadza się w nim **zmiany zasadnicze** poprzez przebudowę¹, rozbudowę albo modernizację lub zmianę sposobu użytkowania albo kiedy zmieniają się zasadniczo narażenia środowiskowe (tzw. wpływy zewnętrzne) bądź klasyfikacja stref zagrożonych pożarem i/lub wybuchem. Nie jest zmianą zasadniczą – dokonana w ramach konserwacji lub remontu² – wymiana zużytego, albo uszkodzonego w następstwie awarii, wyposażenia na podobne, spełniające tę samą funkcję.

Odwołanie się do zasady ochrony zastanej jest przywilejem, ale – na szczęście – nie jest obowiązkiem. Na szczęście, bo zdarza się, że dawniej obowiązywały przepisy surowsze, a niekoniecznie logiczne. Kto chciałby instalację uziemiającą GPZ NN/SN, zbudowanego w latach 60. ubiegłego wieku, oceniać według ówczesnych przepisów (PBUE 1960 r.), ten musiałby pamiętać, że rezyścjanca uziemień ochronnych „w dowolnej porze roku nie powinna przekraczać 0,5 oma”.

Właściciel bądź zarządca starszego obiektu, któremu przysługuje utrzymanie zasady ochrony zastanej, ma prawo poddać go ocenie według aktualnych przepisów i norm, jeśli godzi się na poniesienie kosztów dostosowania. W takim przypadku **obiekt musi być jednak w całości poddany ocenie według określonego stanu prawa i wiedzy technicznej**: bądź z okresu budowy, bądź aktualnego. Nie dopuszcza się swobodnej oceny pewnych aspektów rozwiązań technicznych i stanu obiektu według dawniejszych kryteriów, a innych – według aktualnych. Każdy zestaw kryteriów stanowi całość, złagodzenie jednych mogło być uwarunkowane zaostreniem innych wymagań i nie wolno nimi dowolnie żonglować.

Uwzględniając te wyjaśnienia oraz najnowsze tendencje w normalizacji techniki bezpieczeństwa, za najważniejsze – w trakcie kontroli starszych instalacji i urządzeń ważnych dla bezpieczeństwa – można uznać następujące postępowanie. Kontrola odbywa się w oparciu o aktualne wymagania przepisów i norm, jeśli chodzi o zakres kontroli, jej metodykę, jak i przyjęte kryteria oceny. Jeśli do kontrolowanego obiektu odnosi się zasada ochrony zastanej, to tylko odchylenia od przepisów i norm z okresu budowy uznaje się za usterki. Tym niemniej w protokole odnotowuje się osobno również odchylenia od aktualnych przepisów i norm jako wskazówki dla zarządcy budynku. Takiego wykazu odchyień, opracowanego przez niezależnego eksperta, może zażądać ubezpieczyciel obiektu.

¹ Przebudowa – roboty budowlane, w wyniku których następuje zmiana parametrów użytkowych lub technicznych istniejącego obiektu budowlanego, z wyjątkiem charakterystycznych parametrów, jak: kubatura, powierzchnia zabudowy, wysokość, długość, szerokość bądź liczba kondygnacji (wg ustawy Prawo budowlane).

² Remont – roboty budowlane w istniejącym obiekcie polegające na odtworzeniu stanu pierwotnego, a niestanowiące bieżącej konserwacji, przy czym dopuszcza się stosowanie wyrobów budowlanych innych niż użyto w stanie pierwotnym (wg ustawy Prawo budowlane).

1.5. Kontrola stanu technicznego, a nie „pomiary ochronne”

Rozpowszechnione w Polsce nazwy: *pomiary ochronne*, *pomiary odbiorcze*, *pomiary okresowe* – w omawianym tu użyciu – nie mają wiernych odpowiedników w innych językach i nie jest to problem językowy, lecz problem mentalności zawodowej, zrozumienia, że **kontrola stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych to znacznie więcej niż jakieś pomiary**. Co więcej, wspomniane nazwy nie występują w polskich przepisach ani normach, występują tylko w slangu elektryków nawykłych do tego, że „protokół kontroli” jest jakby załącznikiem do „faktury za pomiary”: stawka za pomiar razy liczba punktów pomiarowych. Nic bardziej błędnego i bardziej szkodliwego.

Kontrola stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych to kompleksowe sprawdzenie wszelkich aspektów ich stanu technicznego, przede wszystkim – choć nie tylko – aspektów bezpieczeństwa użytkownika, również bezpieczeństwa osób postronnych mających bądź mogących mieć styczność z tymi instalacjami. Grzeszy niewybaczalną naiwnością elektryk uważający za sprawę najważniejszą sprawdzenie, czy – z dokładnością do milisekund – są dotrzymane czasy samoczynnego wyłączenia zasilania. Znacznie ważniejsze jest sprawdzenie stanu ochrony przeciwporażeniowej podstawowej, samej koncepcji ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) oraz poprawności, w tym niezawodnej ciągłości, wszelkich przewodów ochronnych i ich połączeń. Do tego nie są potrzebne precyzyjne mierniki, natomiast niezbędna jest gruntowna wiedza poparta doświadczeniem i przydają się oczy wokół głowy.

To, czego nie ma w przepisach [1, 2], należy szukać w zasadach wiedzy technicznej, czyli w normach, przede wszystkim w podstawowej w tym przedmiocie normie PN-HD 60364-6:2008 [7]. Norma podkreśla, że sprawdzanie stanu instalacji to przede wszystkim jej oględziny, a dopiero w drugiej kolejności próby za pomocą próbników (w żargonie nazywanych testerami) i pomiary za pomocą mierników.

W obecnym ujęciu normy **ogłędziny** są kontrolą instalacji elektrycznej dokonywaną za pomocą wszelkich zmysłów (6.3.2), bez użycia aparatury, w szczególności bez próbników i mierników. Określenie *za pomocą wszelkich zmysłów* oznacza, że kontrolujący powinien wykorzystywać nie tylko wzrok, ale również słuch (pozwalający wykryć anormalny przydźwięk, szum, hałas), powonienie (swąd spalonej izolacji, nieszczelność instalacji), dotyk (anormalna temperatura). Właściwą polską nazwą takiego badania jest *ocena organoleptyczna*, termin powszechnie używany przy kontroli jakości produktów spożywczych, który chyba brzmiałby zabawnie w odniesieniu do urządzeń elektrycznych. Tym niemniej, korzystając z norm, trzeba sobie zdawać sprawę, że:

- pojęcie *ogłędziny* (w oryginale angielskim *inspection*) w dwóch pierwszych edycjach normy [3, 4] oznaczało dokładnie *ogłędziny* w rozumieniu słowników języka polskiego (Obejrzenie czegoś przez kogoś upoważnionego. Oględziny lekarskie. Oględziny miejsca zbrodni. Dokonać oględzin zwłok),
- pojęcie *ogłędziny* (w oryginale angielskim nadal *inspection*) w kolejnych edycjach normy, poczynając od roku 2006 [5, 6, 7], oznacza *badanie organoleptyczne*, podczas gdy *ogłędziny sensu stricto* w oryginale angielskim nazywają się teraz *visual inspection*.

Oględziny przy sprawdzaniu odbiorczym powinny odpowiedzieć na pytanie, czy poszczególne składniki instalacji zostały poprawnie dobrane w projekcie, a następnie – prawidłowo zainstalowane w czasie budowy instalacji, zgodnie z wymaganiami właściwych przepisów, norm oraz wytycznych producenta (C.61.2.2). Norma wylicza w 61.2.3 i w C.61.2.3 liczne szczegółowe aspekty wymagające sprawdzenia w ramach oględzin, w tym sprawdzenie doboru przekroju przewodów i ich zabezpieczeń nadprądowych, a więc szczegółów związanych z ogólnymi zasadami bezpieczeństwa i niezawodności. Oględziny obejmują również ocenę prawidłowości zastosowanych środków ochrony przeciwporażeniowej, poprawności oznaczeń przewodów i ich połączeń, obecności połączeń ochronnych i wyrównawczych oraz doboru przekroju ich przewodów, dostępności i poprawności rozmieszczenia elementów napędowych i sterowniczych, sprawdzenie usytuowania oraz barwy przycisków oraz wskaźników świetlnych, obecności napisów bądź kodowanych symboli i barw informacyjnych oraz ostrzegawczych. Obejmują również sprawdzenie poprawności zastoso-

wanych w instalacji środków ochrony przeciwpożarowej, w tym budowlanych środków ochrony przeciwpożarowej, mających na celu zapobieganie rozprzestrzenianiu się płomienia (C.61.2.3 b).

Nowa norma przykłada ogromną wagę do rzetelnego przeprowadzania oględzin, czynności dotychczas w Polsce lekceważonych. Niestety, Załącznik G, zawierający długą listę szczegółowych czynności (strony 29÷34 normy) jakie należy przeprowadzać w ramach oględzin, jest najślabszą częścią normy, również jej wersji oryginalnej. „Oględziny” tego formularza mogą zdenerwować najbardziej wyrozumiałych elektryków: błędy tłumaczenia zmieniające sens oryginału, zdeformowana polska terminologia techniczna, pokraczna polszczyzna (patrz – załączona Errata). W oryginale powtarzają się w różnych miejscach te same zwroty i uwagi, ale po polsku brzmią one różnie w różnych miejscach. Już w oryginale są niejasności, spotyka się terminy spoza słownika IEV, czasem określenia żargonowe; niekiedy wymienia się, jaki element instalacji należy sprawdzić nie precyzując, na jaki aspekt doboru bądź montażu albo jego stanu należy zwrócić uwagę.

1.6. Wymagania w stosunku do osób dokonujących kontroli stanu technicznego

Norma PN-HD 60364-6:2008 stanowi, że sprawdzania stanu instalacji – zarówno odbiorczego, jak i okresowego – powinny dokonywać osoby **wykwalfikowane i kompetentne w zakresie sprawdzania** (61.1.6, 62.1.6), spełniające wymagania właściwych krajowych przepisów. Różnie się to pojmuje w różnych krajach.

W Niemczech i Austrii kontrole wykonują osoby legitymujące się odpowiednimi kwalifikacjami i upoważnieniem do sprawdzania stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych (niem. *geeigneten, fachkundigen und hiezu berechtigten Personen*).

We Francji uprawnienia do kontroli warunków bezpieczeństwa pracy m.in. przy urządzeniach elektrycznych nadają właściwi ministrowie w formie rozporządzenia (*arrêté*), publikowanego w dzienniku ustaw (*Journal Officiel de la République française*). Uprawnienia przyznaje się na 3 lata, z możliwością cofnięcia w każdej chwili. Otrzymują je w pierwszym rzędzie instytucje użyteczności publicznej dysponujące kompetentną kadrami i potrzebną aparaturą, jak zespół laboratoriów APAVE (*Association de propriétaires d'appareils à vapeur et électriques*¹) mający 120 oddziałów na terenie kraju oraz CEBTP (*Centre expérimental de recherches et d'études du bâtiment et des travaux publics*²).

Polskie prawo budowlane stanowi, że *kontrolę stanu technicznego instalacji elektrycznych, piorunochronnych i gazowych, ..., powinny przeprowadzać osoby posiadające kwalifikacje wymagane przy wykonywaniu dozoru nad eksploatacją urządzeń, instalacji oraz sieci energetycznych i gazowych*. Są to osoby legitymujące się *świadectwem kwalifikacyjnym uprawniającym do zajmowania się eksploatacją instalacji, urządzeń i sieci na stanowisku dozoru*, potocznie nazywane osobami ze świadectwem kwalifikacyjnym D, wydanym w oparciu o „rozporządzenie kwalifikacyjne” stanowiące przepisy wykonawcze do ustawy Prawo energetyczne. Takie uprawnienia może w Polsce otrzymać osoba bez kierunkowego wykształcenia zawodowego, czyli osoba, która nie jest ani wykwalifikowana, ani – tym bardziej – kompetentna w zakresie sprawdzania instalacji i urządzeń.

„Rozporządzenie kwalifikacyjne” ma być znowelizowane, a w projektach nowelizacji rozsyłanych do zaopiniowania były korzystne zmiany. Pierwsza zmiana zasadnicza polega na tym, że przystępujący do egzaminu muszą wykazać się odpowiednim wykształceniem i praktyką zawodową. Najniższe wymagania pod tym względem dotyczą osób na stanowiskach eksploatacji, mających wykonywać prace tylko w zakresie obsługi urządzeń i instalacji:

- właściwe kierunkowo wykształcenie zawodowe lub średnie wykształcenie ogólne i co najmniej jeden miesiąc praktyki zawodowej lub
- wykształcenie podstawowe i co najmniej sześć miesięcy praktyki zawodowej,

a najwyższe wymagania dotyczą osób na stanowiskach dozoru, mających wykonywać prace

¹ Stowarzyszenie właścicieli urządzeń parowych i elektrycznych.

² Centrum doświadczeń badań i studiów budownictwa.

w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym:

- właściwe kierunkowo średnie wykształcenie techniczne i co najmniej pięcioletnia praktyka zawodowa lub
- właściwe kierunkowo wyższe wykształcenie techniczne i co najmniej roczna praktyka zawodowa.

Druga zmiana zasadnicza polega na tym, że od osób na stanowiskach dozoru *explicite* wymaga się na egzaminie pełnej wiedzy obowiązującej osoby na stanowiskach eksploatacji oraz wielu dodatkowych kompetencji, w tym wiedzy z zakresu zasad i warunków wykonywania sprawdzeń i prac kontrolno-pomiarowych oraz interpretacji ich wyników. Jeżeli te zapisy znajdują się w rozporządzeniu, to wreszcie skończą się zenujące dysputy na temat procedury kontroli stanu instalacji i urządzeń: kto ma prawo trzymać miernik, kto ma prawo odczytać wynik, kto ma prawo wynik wpisać do protokołu, a kto ma prawo protokół podpisać. To wszystko ma prawo zrobić osoba dozoru; ona ustala zakres kontroli, ona kontrolę przeprowadza sama bądź – stosownie do potrzeb i do wymagań przepisowych – z dobranymi współpracownikami i ona za wszystko odpowiada.

Niezależnie od korygowania bieżących usterek przepisowych, czas najwyższy pomyśleć o uregulowaniu w Polsce kwestii uprawnień do kontroli stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych na wzór regulacji zachodnich. Wymagania kwalifikacyjne powinny być znacznie podwyższone, a liczba uprawnionych znacznie zmniejszona. Muszą też być jasno określone kryteria odpowiedzialności zawodowej. Po przeprowadzeniu kontroli stanu technicznego instalacji formułuje się wnioski i zalecenia mniejszej i większej wagi. Bywają zalecenia przebudowy instalacji pociągające za sobą duże koszty. Jeżeli te zalecenia są sformułowane pochopnie, to duże środki są wydawane bez wyraźnej korzyści albo co gorsza – przynosząc szkody. Wśród osób uprawnionych do takich decyzji jest w Polsce wielu szkodników bez należytego wykształcenia i doświadczenia zawodowego, a traktowanych niczym rzeczoznawcy.

1.7. Wymagania w stosunku do próbników i mierników

Mierniki używane do kontroli stanu technicznego instalacji i urządzeń powinny odpowiadać aktualnemu stanowi techniki bezpieczeństwa. Z upływem czasu zmieniają się wymagania norm oraz przepisów bezpieczeństwa i wytwórcy próbników oraz mierników muszą za nimi nadążyć, a nawet je wyprzedzać. Na przykład od kilku lat obowiązuje pomiar prądu dotykowego, pomiar prądu w przewodzie ochronnym i pomiar zastępczego prądu upływowego. Miernik, który nie pozwala na łatwy pomiar każdej z tych wielkości, jest produktem przestarzałym

Od kilku lat jest dostępny komplet norm PN-EN 61557 na *urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych*. Są to jednak normy przedmiotowe określające wymagania, jakie powinien spełnić wytwórca i jakim powinien odpowiadać nowy wyrób. Nie ma w nich postanowień odnoszących się bezpośrednio do ich użytkowania, do postępowania z nimi w okresie eksploatacji. Ogólne zasady dokonywania legalizacji bądź wzorcowania mierników formułuje ustawa Prawo o miarach.

Legalizacja oznacza sprawdzenie, stwierdzenie i poświadczenie dowodem legalizacji, że przyrząd pomiarowy spełnia wszelkie stawiane wymagania. Jest to czynność prawna, obowiązkowa w odniesieniu do określonych mierników. Dotyczy przyrządów pomiarowych stosowanych w ochronie zdrowia, życia i środowiska, w ochronie bezpieczeństwa i porządku publicznego, w działaniach związanych z rozliczeniami finansowymi (obróć handlowy, podatki, cła, kary, wynagrodzenia i odszkodowania). Mierniki używane do pomiarów w ramach kontroli stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych nie są zaliczane do tej grupy i nie podlegają legalizacji.

Wzorcowanie (kalibracja) polega na ustaleniu relacji między wartościami wielkości mierzonej wskazanymi przez przyrząd pomiarowy a odpowiednimi wartościami wielkości fizycznych, realizowanymi przez wzorzec jednostki miary. Może dodatkowo obejmować stwierdzenie zgodności przyrządu pomiarowego z określonymi wymaganiami lub specyfikacjami. Wynik wzorcowania, pozwalający na przypisanie wskazaniam przyrządu pomiarowego odpowiednich wartości wielkości mierzonej lub na wyznaczenie poprawek tych wskazań oraz błędów, jest poświadczany przez organ

administracji miar w dokumencie zwanym świadectwie wzorcowania (kalibracji). Wzorcowanie jest czynnością techniczną, na ogół dobrowolną.

Osoby posługujące się miernikami są odpowiedzialne za poprawność ich wskazań, a w każdym razie za ewentualne akceptowanie rażąco mylnych wskazań. Od fachowca można wymagać, aby to zauważył; mieści się to w ramach zobowiązania go do należytej staranności (rozdział 1.3 referatu).

Mierniki zawierające elementy i układy podatne na efekt starzeniowy albo wykazujące dużą wrażliwość na warunki otoczenia (temperatura, obce pole elektromagnetyczne) powinny być poddawane okresowemu wzorcowaniu. Na przykład przepisy wykonawcze do kanadyjskiego kodeksu pracy wymagają wzorcowania luksomierzy nie rzadziej niż co dwa lata, a przy intensywnym ich użytkowaniu nie rzadziej niż co roku. W Niemczech obowiązek okresowego wzorcowania mierników służących do kontroli stanu instalacji i urządzeń elektrycznych wynika z przepisów o zapobieganiu wypadkom [22]. Zależnie od intensywności ich użytkowania za właściwy uważa się okres od 1 roku do 3 lat.

1.8. Niepewność wyniku pomiaru

Wynik pomiaru różni się od wartości prawdziwej (rzeczywistej) wielkości mierzonej. Jest tylko jej mniej lub bardziej dokładnym przybliżeniem. Różnica między wynikiem pomiaru a wartością prawdziwą jest błędem bezwzględnym pomiaru. W praktyce **wartość prawdziwa** nie jest znana i jest zastępowana **wartością poprawną** (umownie prawdziwą), akceptowalną w danych okolicznościach. **Podając wynik pomiaru określonej wielkości należy dodać informację o jakości tego wyniku, czyli o jego dokładności.** Bez takiej informacji wyników pomiarów nie można porównywać między sobą ani z danymi z literatury, ani z wymaganiami norm i przepisów.

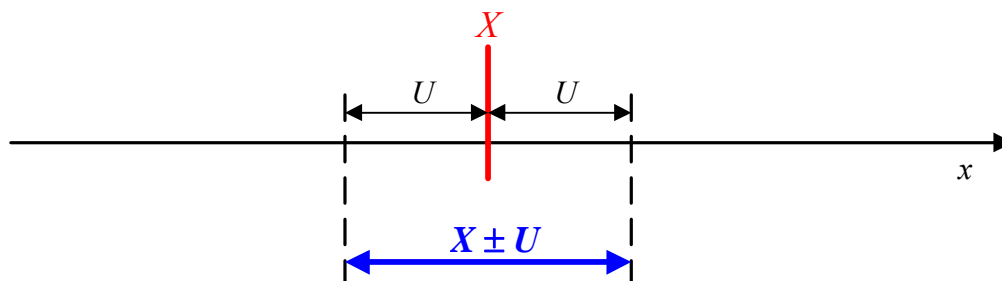
Błąd pomiaru jest wynikiem ograniczonej dokładności narzędzi pomiarowych, wpływu zmiennych warunków fizycznych, w których odbywa się pomiar, na badany obiekt i na układ pomiarowy, a także z wpływu różnych czynników nieuświadomionych.

Błędy systematyczne (nielosowe) wynikają z samej zasady metody pomiaru. Należą do nich błędy podstawowe mierników w warunkach odniesienia podanych przez producenta, spowodowane niedokładnością wzorcowania oraz niedokładnościami konstrukcyjnymi i technologicznymi narzędzi pomiarowych oraz błędy dodatkowe, spowodowane użyciem mierników w warunkach odbiegających od warunków odniesienia. Należą też błędy metody, spowodowane oddziaływaniem układu pomiarowego na obiekt pomiaru, np. poborem energii ze źródła mierzonego sygnału. Przy pomiarach tej samej wartości pewnej wielkości fizycznej, powtarzanych w tych samych warunkach, błędy systematyczne są niezienne lub zmieniają się według określonej zależności przy zmianie warunków pomiaru. Wpływ na wynik pomiaru składowej błędów systematycznego, spowodowanej rozpoznaniem oddziaływaniem systematycznym, można eliminować całkowicie lub częściowo za pomocą poprawek obliczonych teoretycznie lub wyznaczonych doświadczalnie. Do otrzymanego z pomiaru **wyniku surowego** dodaje się poprawkę (korekcja addytywna) albo mnoży się go przez współczynnik poprawkowy (korekcja multiplikatywna) i tak uzyskuje się **wynik poprawiony** pomiaru. Kompensacja błędów systematycznego nigdy nie jest zupełna, ponieważ ten błąd nie jest znany dokładnie. **Błędy systematyczne pochodzące z różnych źródeł sumuje się algebraicznie**; błąd sumaryczny jest równy sumie algebraicznej (z uwzględnieniem znaku) błędów cząstkowych.

Błędy przypadkowe (losowe) zmieniają się w sposób nieprzewidywalny, zarówno co do wartości bezwzględnej jak i co do znaku. Głównymi ich przyczynami są: niedoskonałość zmysłów bądź nieuwaga obserwatora, rozrzut wskazań mierników wywołany niestałością ich własności statycznych i dynamicznych oraz krótkotrwałe zmiany wielkości wpływających na wynik pomiaru (np. zmiany napięcia zasilającego). Wartości błędów przypadkowych są różne w kolejnych pomiarach przeprowadzanych w jednakowy sposób, tzn. **w warunkach powtarzalności**. Nie sposób określić wartości błędów przypadkowego konkretnego pomiaru. Natomiast można określić parametry statystyczne błędów przypadkowego na podstawie odpowiednio dużej liczby pomiarów, co pozwala podać wartość graniczną tego błędów. Błędów przypadkowych wyniku pomiaru nie można skompen-

sować przez poprawkę, ale można go zmniejszyć poprzez wielokrotne powtarzanie pomiaru i przyjęcie jako wyniku końcowego średniej arytmetycznej otrzymanych wyników, która lepiej niż wynik pojedynczego pomiaru przybliży wartość prawdziwą. **Sumę błędów przypadkowych pochodzących z różnych źródeł oblicza się jako pierwiastek z sumy kwadratów błędów cząstkowych.**

Błąd wypadkowy pomiaru jest sumą wartości bezwzględnych błędów systematycznych i wartości granicznych błędów przypadkowych.



Rys. 1. Relacja między wynikiem pomiaru X , niepewnością pomiaru U i przedziałem $(X \pm U)$, w którym z określonym poziomem ufności znajduje się wartość prawdziwa

Norma międzynarodowa ISO 98:1993 *Guide to the expression of uncertainty in measurement* (najnowsze wydanie z niewielkimi zmianami: ISO/IEC 98-3:2008 [14]) wprowadziła nowe pojęcie – **niepewność pomiaru** – rozumiane jako *parametr związany z wynikiem pomiaru, charakteryzujący rozrzut wartości, które można w uzasadniony sposób, z określonym prawdopodobieństwem, przypisać wielkości mierzonej* (rys. 1). Tym parametrem U może być odchylenie standardowe rozkładu wyników lub błędów pomiaru (niepewność standardowa) albo jego wielokrotność (niepewność rozszerzona) gwarantująca wystarczająco duży poziom ufności, że w przedziale $(X \pm U)$ wokół wyniku pomiaru X znajduje się wartość prawdziwa. Niepewność pomiaru należy odróżniać od błędu pomiaru. Błąd jest zmienną losową, a niepewność jest parametrem rozkładu prawdopodobieństwa błędu.

Konsekwencje takiego podejścia są znacznie poważniejsze niż można by sądzić. Większość pomiarów przy kontroli stanu instalacji przeprowadza się po to, aby sprawdzić, czy mierzona wielkość (impedancja pętli zwarciowej, rezystancja uziemienia, rezystancja połączeń ochronnych, prąd w przewodzie ochronnym) spełnia określone wymaganie, na przykład czy jest nie większa od określonej wartości granicznej, największej dopuszczalnej. Większość elektryków uważa dzisiaj, że wynik pomiaru jest zadowalający, jeżeli otrzymany wynik pomiaru X spełnia wymaganie normy bądź przepisu. A powinna uważać za zadowalającą sytuację, kiedy wymaganie normy bądź przepisu spełnia chociażby jeden punkt z przedziału $(X \pm U)$, bo wartość prawdziwa może się znaleźć – co prawda z niejednakowym prawdopodobieństwem – w dowolnym punkcie tego przedziału.

Taka interpretacja wyników pomiarów już się przyjęła w certyfikowanych laboratoriach. Jest już czas na wdrożenie jej przy pomiarach towarzyszących odbiorczym i okresowym kontrolom stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych. Wymaga to rozważnego podejścia, by nie przesadzić z poziomem niepewności U , skoro największy dopuszczalny błąd roboczy urządzeń pomiarowych do sprawdzania środków ochrony jest wyjątkowo duży (zwykle $\pm 30\%$).

Podawanie wyników obliczeń i/lub pomiarów z dokładnością, która jest nieosiągalna i niepotrzebna, jest w Polsce powszechnie spotykanym i nagannym nadużyciem. Nadużycie popełnia producent wkładek topikowych, jeśli podaje ich prąd wyłączający z dokładnością 5 cyfr znaczących¹, np. **527,80 A**, bo już trzecia z nich (7) jest niepewna i powinien napisać **530 A**. Nadużycie popełnia sprawdzający instalację, który na tej podstawie oblicza największą dopuszczalną impedancję pętli zwarciowej: $Z \leq 0,95 \cdot 230 \text{ V} / 527,80 \text{ A} = 0,41398 \Omega$, czyli z dokładnością 5 cyfr znaczących, bo już trzecia z nich (3) jest niepewna. Popełnia kolejne nadużycie, jeżeli wynik pomiaru $0,45 \Omega$ uzna za

¹ Szczegóły patrz: http://www.edwardmusial.info/pliki/ziz_wynikow_obl_przybl.pdf

negatywny, traktując tę liczbę jako wartość prawdziwą wielkości mierzonej, bo w tym przypadku niepewność wyniku pomiaru z całą pewnością przekracza $0,04 \Omega$. Jeżeli w dodatku wymusi kosztowne zmiany w instalacji, a zarządca obiektu poniewczasie zorientuje się, że poniósł zbędne koszty, to może w sądzie dochodzić ich zwrotu od niekompetentnego „pomiarowca”.

2. Sprawdzanie odbiorcze i sprawdzanie okresowe

Ustanawiając w roku 1986 pierwszy arkusz 61 (IEC 364-6-61:1986) dotyczący sprawdzania odbiorczego Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC zamierzała wkrótce wydać arkusz komplementarny 62 dotyczący sprawdzania okresowego i prace w tym kierunku trwały do roku 2001 włącznie. Zrezygnowano z dwóch powodów. Jedno i drugie sprawdzanie ma podobny zakres i tę samą metodykę, co podważa sens ustanawiania dwóch osobnych równorzędnych dokumentów normalizacyjnych, a ponadto – i to zaważyło – nie udało się uzgodnić w skali międzynarodowej częstości przeprowadzania sprawdzania okresowego, na co bardzo liczone. Wszczęto zatem prace nad arkuszem 6 „Sprawdzanie”, obejmującym zarówno sprawdzanie odbiorcze, jak i okresowe, pozostawiając częstość sprawdzania okresowego regulacjom krajowym w przepisach prawa powszechnego. Polskie przepisy nie określają w szczególności zakresu i sposobu kontroli stanu technicznego instalacji elektrycznych i w tych kwestiach oprzeć się trzeba na uznanych zasadach wiedzy technicznej zawartych w normach: w normie ogólnej PN-HD 60364-6:2008 [7] oraz w normach dotyczących wyposażenia specjalnego [11, 12].

Sprawdzanie stanu technicznego instalacji elektrycznych jest wymagane po zakończeniu budowy, przebudowy (rozbudowy, modernizacji) lub remontu instalacji jako **sprawdzanie odbiorcze** oraz w określonych odstępach czasu w trakcie jej eksploatacji jako sprawdzanie okresowe. Metodyka jednego i drugiego sprawdzania jest niemal jednakowa, ale zakres sprawdzania odbiorczego jest nieporównanie szerszy, bo – w porównaniu z okresowym – obejmuje teraz dodatkowo:

- sprawdzanie poprawności dokumentacji technicznej stanowiącej podstawę budowy, przebudowy bądź remontu,
- sprawdzanie protokołów **odbiorów częściowych**, tzn. oględzin i badań, które można przeprowadzić tylko podczas budowy obiektu bądź instalowania urządzeń, np. przy odbiorach robót zanikających albo podlegających zakryciu (trasy przewodowe i kablowe, ekranowanie w ścianach i stropach, uziomy fundamentowe i bezpośrednio w gruncie, ułożenie i łączenie zwodów i przewodów odprowadzających naturalnych).

Osobie dokonującej sprawdzania odbiorczego należy udostępnić informacje wymienione w Rozdziale 514.5 Części 5-51 normy i inne informacje niezbędne do wykonania tego sprawdzania (pkt 61.1.2 omawianej normy [7]). Chodzi o schematy i plany instalacji oraz zestawienia przedstawiające pełny jej układ i następujące dane poszczególnych obwodów:

- obciążenie szczytowe,
- liczba i przekrój przewodów oraz sposób ich ułożenia,
- długość obwodu,
- umiejscowienie łączników izolacyjnych i łączników roboczych (obie funkcje może spełniać jeden łącznik: rozłącznik izolacyjny lub wyłącznik izolacyjny),
- umiejscowienie, rodzaj, typ oraz nastawienie zabezpieczeń nadprądowych i innych, jeśli występują,
- prąd zwarcia początkowy oraz prąd zwarcia wyłączalny zabezpieczeń nadprądowych (wyłączników i bezpieczników).

Właściciel bądź zarządca instalacji powinien aktualizować tę dokumentację, zwłaszcza po każdej przebudowie i rozbudowie oraz każdej zmianie warunków zasilania.

Protokół sprawdzania odbiorczego powinien zawierać (61.4):

- schematy i plany instalacji z opisem pozwalającym zidentyfikować każdy obwód, jego wyposażenie (zwłaszcza zabezpieczenia) i jego umiejscowienie w budynku lub w terenie,

- szczegółowy opis wyników oględzin, prób i pomiarów,
- usterki i braki wymagające usunięcia przed przekazaniem obiektu do użytkowania,
- zalecenia odnośnie do terminu pierwszego sprawdzania okresowego,
- podpisy osób uprawnionych do dokonywania sprawdzeń i oceny ich wyników.

Osoby odpowiedzialne za bezpieczeństwo, budowę i sprawdzenie odbiorcze instalacji powinny przedstawić inwestorowi – wraz z protokołami badań częściowych i badań odbiorczych – protokół określający zakres odpowiedzialności każdej z nich (61.4.4).

Pojedyncze urządzenia, zwłaszcza urządzenia specjalne [11, 12], podlegają **badaniu po naprawie**, którego wyniki również powinny być protokołowane.

Z kolei **sprawdzanie okresowe** należy rozpocząć od zapoznania się z protokołem poprzedniego sprawdzania (odbiorczego bądź okresowego). Jeżeli taki protokół nie jest dostępny, to mogą być konieczne dodatkowe badania (62.1.1 oraz 62.1.2), związane z dodatkowymi kosztami. Sprawdzanie okresowe wykonuje się bez demontażu bądź z częściowym demontażem urządzeń. Jeżeli szczegółowe przepisy nie stanowią inaczej, to akceptuje się zasadę **ochrony zastanej** (62.1.2, UWAGA 1, rozdział 1.4 referatu), czyli wystarcza sprawdzenie zgodności z przepisami i normami z okresu projektowania i budowy obiektu.

Protokół sprawdzania okresowego powinien zawierać (62.1.4, 62.3):

- schematy i plany instalacji z opisem pozwalającym zidentyfikować każdy obwód, jego wyposażenie (zwłaszcza zabezpieczenia) i jego umiejscowienie w budynku lub w terenie,
- szczegółowy opis wyników oględzin, prób i pomiarów oraz sposobu ich uzyskania (metoda i warunki pomiaru oraz użyte mierniki),
- ewentualne ograniczenia zakresu sprawdzania w stosunku do wymagań normy i ich powody,
- usterki i braki wymagające usunięcia z podkreśleniem usterek wymagających usunięcia przed najbliższym uruchomieniem określonych urządzeń,
- ewentualne zalecenia modernizacji instalacji w celu doprowadzenia do zgodności z aktualnymi normami i przepisami, jeżeli przemawiają za tym ważne argumenty,
- zalecany termin kolejnego sprawdzania okresowego,
- podpisy osób uprawnionych do dokonywania sprawdzeń i oceny ich wyników.

Częstość sprawdzania okresowego powinna być ustalana (62.2) z uwzględnieniem rodzaju instalacji, jej narażeń środowiskowych (w normie nazywanych błędnie *wpływami zewnętrznymi*) oraz trybu użytkowania, w tym częstości i jakości zabiegów konserwacyjnych; wymagana częstość jest zwykle określona w przepisach krajowych.

Dla budownictwa mieszkaniowego można dopuścić dość długi okres czasu między kolejnymi sprawdzeniami okresowymi, np. 10 lat. Zaleca się jednak przeprowadzać sprawdzanie przy zmianie użytkownika lokalu, aby kolejny lokator nie był narażony na skutki ewentualnych niefachowych napraw i przeróbek dokonanych przez poprzednika.

Poza budownictwem mieszkaniowym okres czasu między kolejnymi sprawdzeniami okresowymi może wynosić 4 lata według normy (wynosi 5 lat według polskiego prawa budowlanego), natomiast powinien być krótszy w następujących przypadkach:

- a) obiekty o zwiększonym zagrożeniu porażeniem, pożarem lub wybuchem,
- b) miejsca, w których występują instalacje zarówno niskiego, jak i wysokiego napięcia,
- c) tereny budowy,
- d) instalacje bezpieczeństwa,
- e) obiekty gromadzące publiczność (widowiskowe, gastronomiczne, handlowe, usługowe, komunikacyjne, edukacyjne, sportowe).

Ta ostatnia pozycja brzmi w tekście angielskim *communal facilities*, co przetłumaczono jako *obiekty komunalne* i dziwią się polscy elektrycy, dlatego szczególnie często należy sprawdzać instalacje elektryczne wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i cementarzy. Wątpliwości interpretacyjne wyjaśnia wersja francuska tekstu: *établissements recevant du public*. Chodzi o obiekty gromadzące publiczność (niem. *bauliche Anlagen für Menschenansammlungen*), zaliczane w polskich przepisach do wysokiej kategorii zagrożenia ludzi ZL.

Cytowane wyżej sformułowania tekstu oryginalnego normy odnośnie do zakresu i częstości

sprawdzania stanu technicznego instalacji elektrycznych, mające charakter tylko zaleceń bądź przykładowych możliwych zasad, nie kolidują z przepisami art. 62.1 polskiej ustawy Prawo budowlane, które są obowiązującym prawem.

W urządzeniach pod **nadzorem ciągłym** (ang. *installations under effective supervision*) okresowe kontrole można zastąpić stałym monitorowaniem stanu urządzeń oraz wdrożeniem starannej konserwacji zapobiegawczej (ang. *continuous monitoring and maintenance*). To nowe strategie prowadzenia eksploatacji urządzeń elektrycznych wdrażane i rozwinięte w Niemczech, a następnie w USA, początkowo – w obiektach zagrożonych wybuchem. Mają na celu zmniejszenie kosztów i zwiększenie bezpieczeństwa, czyli dwa cele tylko pozornie sprzeczne. Nadzór ciągły pozwala wyeliminować kontrole okresowe oraz sprawozdawczość z nimi związaną. Powinien odbywać się on według zasad sformułowanych w ustępie 4.5 normy PN-EN 60079-17 [11]. Natomiast obowiązku sprawdzeń okresowych nie uchyla deklaracja wytwórcy, że **urządzenie jest bezobsługowe** (ang. *maintenance-free*, niem. *wartungsfrei*).

Wszelkie sprawdzanie odbiorcze i okresowe stanu technicznego instalacji i urządzeń elektrycznych należy rozpoczynać od wnikliwych ich oględzin (rozdział 1.5 referatu). Powinny one poprzedzać próby (za pomocą próbników, żargonowo nazywanymi testerami) i pomiary (za pomocą mierników).

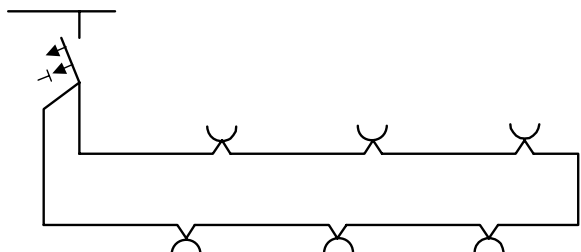
W 61.3.1 norma [7] wymienia dziesięć **prób** oraz **pomiarów**, które należy przeprowadzić i zaleca je wykonać w podanej kolejności, chyba że któraś z pozycji nie dotyczy instalacji poddawanej sprawdzaniu. Właściwa kolejność prób i pomiarów jest ważna, bo cóż na przykład jest wart pomiar rezystancji izolacji urządzenia ruchomego – megaomomierzem przyłączonym do styku ochronnego i styku roboczego wtyczki przewodu zasilającego – jeżeli przedtem nie sprawdzi się, czy żyły tego przewodu zachowują ciągłość. O ciągłości żył roboczych można się upewnić sprawdzając, czy po załączeniu napięcia urządzenie działa poprawnie. Ciągłość żyły ochronnej wymaga sprawdzenia odpowiednim próbnikiem albo miernikiem.

Jeżeli wynik którejkolwiek próby (pomiaru) jest negatywny, to tę próbę i każdą próbę poprzedzającą, na wynik której wykryte uszkodzenie mogło wpłynąć, należy powtórzyć po usunięciu przyczyny uszkodzenia.

3. Sprawdzanie ciągłości przewodów

Sprawdzanie ciągłości jest wymagane w odniesieniu do przewodów, których brak ciągłości nie objawia się natychmiast i w sposób naturalny, uniemożliwiając normalne funkcjonowanie instalacji. Z tego powodu sprawdzania ciągłości przewodów czynnych norma [7] wymaga tylko w przypadku pierścieniowych obwodów odbiorczych, np. obwodów gniazd wtyczkowych (rys. 2).

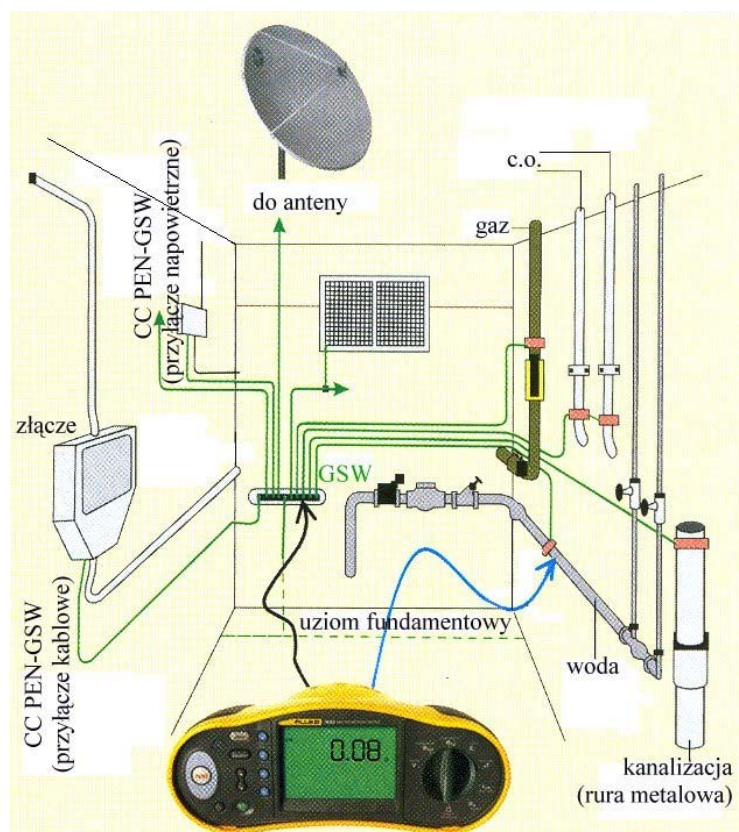
Nie wolno jednak zaniedbać sprawdzenia ciągłości przewodów czynnych przed pomiarem rezystancji izolacji, co podkreślono wyżej, przy końcu rozdziału 2 referatu.



Rys. 2. Obwód pierścieniowy gniazd wtyczkowych

Bez porównania ważniejsze jest sprawdzanie ciągłości przewodów ochronnych PE, przewodów uziemiających oraz przewodów wyrównawczych CC połączeń wyrównawczych głównych (rys. 3) i miejscowych, zarówno przewodów ułożonych na stałe, jak i – ze szczególną starannością – żył ochronnych PE oraz żył wyrównawczych CC przewodów ruchomych. Miernik należy przyłączać w takich miejscach (rys. 3), aby pomiar obejmował wszystkie połączenia przewodów na badanym odcinku.

Długość badanego odcinka przewodów wyrównawczych głównych lub miejscowych może być rozmaita, podobnie jak liczba połączeń na tym odcinku. Niezależnie od tego rezystancja całego pojedynczego połączenia wyrównawczego głównego lub miejscowego (przewodów i ich połączeń) nie powinna przekraczać wartości $1,0 \Omega$ [19].



Rys. 3. Sprawdzanie ciągłości głównego połączenia wyrównawczego między głównym rurociągiem wody a główną szyną wyrównawczą (GSW) w pomieszczeniu przyłączowym budynku

Ciągłość przewodów ochronnych jest jednym z warunków koniecznych skuteczności ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu), w tym ochrony przez samoczynne wyłączenie zasilania. Skuteczność takiej ochrony zwykle sprawdza się wykonując pomiar impedancji pętli zwarcia L-PE. Jeżeli taki pomiar jest wykonany poprawnie, to jego wynik pozytywny potwierdza ciągłość przewodów PE w całym torze zasilania i nie ma potrzeby sprawdzać ją dodatkowo. Jednakże norma zezwala pod pewnymi warunkami na odstępianie od pomiaru impedancji pętli zwarciowej (pkt 61.3.6.1), wymagając w zamian co najmniej sprawdzenia ciągłości przewodów ochronnych.



Rys. 4. Sprawdzanie ciągłości żyły ochronnej przewodu ruchomego elektrycznego sprzętu gospodarstwa domowego (między stykiem ochronnym wtyczki a częścią przewodzącą dostępną odbiornika)

Do pomiaru małych rezystancji i zarazem do wykrywania złej styczności w połączeniach przewodów nadają się mierniki operujące bardzo niskim napięciem pomiarowym i jednocześnie wystarczająco dużym prądem. Są to akurat wymagania odwrotne w stosunku do tych, jakie spełniają megaomierze, które niedoświadczeni elektrycy wykorzystują – wprowadzie nie do pomiaru rezystancji – ale do sprawdzania ciągłości przewodów. Do tych zastosowań nie nadają się też zwykłe multimetry, które mają za mały prąd wyjściowy i za duży błąd w potrzebnym tu zakresie pomiarowym ($0,2 \div 2 \Omega$).

Mierniki rezystancji przewodów ochronnych, uziemiających i wyrównawczych powinny spełniać wymagania normy PN-EN 61557-4:2007 [13]. Napięcie pomiarowe może być napięciem stałym (DC) lub przemiennym (AC) o wartości **od 4 V do 24 V** przy obwodzie otwartym (w stanie jałowym, bez obciążenia). Prąd pomiarowy na najniższym zakresie pomiarowym nie powinien być mniejszy niż **0,2 A**. Zakres pomiarowy, w którym powinien być zachowany największy dopuszczalny błąd roboczy ($\pm 30\%$), powinien obejmować wartości **od 0,2 Ω do 2 Ω** . Wymuszony w badanym obwodzie przepływ prądu pomiarowego powinien trwać co najmniej **10 s**, aby wyeliminować wpływ różnych zjawisk przejściowych na wynik pomiaru i wykryć wadliwe połączenia.

Miernik wykorzystujący napięcie pomiarowe stałe powinien mieć **przełącznik do zmiany biegunowości napięcia wyjściowego** albo powinien umożliwiać zamianę przewodów pomiarowych. Chodzi o to, aby wyeliminować ewentualny wpływ napięcia polaryzacji naturalnych mikroorganizmów z różnych metali w połączeniach przewodów badanego odcinka oraz wpływ spadku napięcia na mierzonej rezystancji przewodów wywołanego prądami błądzącymi. Jeżeli wynik pomiaru jest identyczny niezależnie od biegunowości napięcia, to można go przyjąć za poprawny. Natomiast jeżeli te dwa wyniki się różnią, ale są stabilne, to za poprawny należy uznać wartość średnią arytmetyczną obu wyników.

Polskie Normy nie podają największej dopuszczalnej rezystancji przewodów ochronnych i wyrównawczych w instalacjach stałych; w wielu przypadkach wynika ona z celu, w którym wykonuje się pomiar (np. zamiast pomiaru impedancji pętli zwarciowej). Tym bardziej brakuje naj-

większej dopuszczalnej **rezystancji żył ochronnych R_{PE} przewodów ruchomych** odbiorników ręcznych i przenośnych. Przy kontrolach okresowych nie można korzystać z wartości dla odbiorników nowych, określonych w normach produktowych. Jako zasady wiedzy technicznej można tu przyjąć wartości z przepisów niemieckich VDE 0701 i VDE 0702, które w roku 2008 zostały wydane jako zbiorcza norma DIN VDE 0701/0702 [20]¹. Dla przewodów o długości nieprzekraczającej 5 m wymaga się $R_{PE} \leq 0,3 \Omega$. W przypadku dłuższych przewodów można dodać $0,1 \Omega$ na każde dodatkowe 7,5 m długości, ale nie wolno przekroczyć sumarycznej wartości $1,0 \Omega$. Aby ujawnić ewentualne miejsca złej styczności i naruszenia ciągłości, podczas pomiaru przewodem należy poruszać na całej długości, a w szczególności w pobliżu miejsc jego przyłączenia do odbiornika i do wtyczki. Do niedawna przepisy niemieckie wymagały, aby rezystancja żył ochronnych przewodów ruchomych przyrządów ręcznych była mierzona prądem przemiennym co najmniej 10 A przy napięciu pomiarowym nie większym niż 12 V w stanie jałowym.

Dla każdego odbiornika z osobna należy sporządzić oddzielny protokół sprawdzenia, zawierający wyniki oględzin, prób i pomiarów i każdorazowe stwierdzenie, czy wymagania przepisowe są spełnione (rys. 5). Protokół obejmuje:

- Dane właściciela lub zarządcy obiektu, w którym odbiornik jest użytkowany.
- Dane odbiornika poddanego badaniu: nazwa, wytwórca, rok produkcji, numer seryjny.
- Klasę ochronności odbiornika (*Schutzklasse*).
- Wynik oględzin (*Sichtprüfung*) – pozytywny/negatywny (*bestanden/nich bestanden*).
- Wyniki kolejnych pomiarów i ich osąd – pozytywny/negatywny (*bestanden/nich bestanden*) – co jest ułatwione, bo przy każdej pozycji jest podana akceptowalna wartość graniczna mierzonej wielkości (*Grenzwert*):
 - rezystancja przewodu ochronnego (*Schutzleiterwiderstand*),
 - rezystancja izolacji (*Isolationswiderstand*),
 - prąd w przewodzie ochronnym (*Schutzleiterstrom*),
 - prąd upływowy zastępczy (*Ersatzableitstrom*),
 - prąd dotykowy (*Berührungsstrom*).
- Miejsce i data sprawdzenia oraz dane osoby, która je przeprowadziła.

¹ Na stronie www.youtube.com/watch?v=gS7GFdqD0-E jest film przedstawiający przebieg badania odbiorników powszechnego użytku zgodnie z normą DIN VDE 0701/0702.

Prüfprotokoll (VDE 0701 - Teil 1)

Firma / Eigentümer :

 Anschrift :

 PLZ, Ort :

Gerät :

 Hersteller :

 Herstellungsdatum :

 Serien-Nr. :

Schutzklasse I (Geräte mit Schutzleiteranschluß)

Schutzklasse II (Geräte ohne Schutzleiteranschluß)

Schutzklasse III (mit Schutzkleinspannung betriebene Geräte)

		bestanden	nicht bestanden
Sichtprüfung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

		Messwert	Grenzwert	bestanden	nicht bestanden
R-PE	Schutzleiterwiderstand	<input style="width: 50px;" type="text"/>	< 0,3 Ohm *	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
R-ISO	Isolationswiderstand	<input style="width: 50px;" type="text"/>	> 1 MOhm **	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
I-PE	Schutzleiterstrom ***	<input style="width: 50px;" type="text"/>	< 3,5 mA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
I-EA	Ersatzableitstrom ***	<input style="width: 50px;" type="text"/>	< 3,5 mA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
I-BR	Berührungsstrom	<input style="width: 50px;" type="text"/>	< 0,5 mA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

* bei Anschlußleitung bis max. 5 m - zuzügl. 0,1 Ohm je weitere 7,5 m (aber max. 1 Ohm !). Die Prüfstromstärke beim Messen des Schutzleiterwiderstands muß > 200 mA sein.

** Schutzklasse I : > 1 MOhm (mit Heizelementen : > 0,3 MOhm)
 Schutzklasse II : > 2 MOhm
 Schutzklasse III : > 0,25 MOhm

*** Es sind der Schutzleiterstrom (d.h. bei Netzbetrieb) ODER der Ersatzableitstrom zu messen !

Hinweise: Isolationsmessungen sind ggf. bei einigen IT-Geräten NICHT durchzuführen!
 Schutzleitermessungen (R-PE und I-PE) gelten nur für Schutzklasse I !

Geprüft : _____ durch : _____

Ort / Datum Prüfer

Rys. 5. Protokół sprawdzenia odbiornika energii elektrycznej ze względu na bezpieczeństwo użytkowania

Protokół z rys. 5 można by uzupełnić o dane zastosowanych mierników, werdykt końcowy: odbiornik dopuszczony/niedopuszczony do dalszego użytkowania. W drugim przypadku należałoby dodać termin następnego sprawdzenia.

4. Pomiar rezystancji izolacji

Pomiar rezystancji izolacji jest najprostszym sposobem oceny **stanu izolacji** obwodu instalacji (linii odbiorczej, linii rozdzielczej) bądź pojedynczego urządzenia (odbiornika, transformatora, przekształtnika) i tylko dlatego jest powszechnie stosowany – jeśli to tylko możliwe ze względów technicznych i organizacyjnych – przy sprawdzaniu odbiorczym i sprawdzaniu okresowym instalacji niskiego napięcia. Nie praktykuje się tu sprawdzania wytrzymałości elektrycznej (statycznej i/lub udarowej) izolacji, co pozwalałoby wykrywać i lokalizować postępujące uszkodzenia, ani pomiaru bardziej wyszukanych parametrów układu izolacyjnego, które kontroluje się w urządzeniach wysokiego napięcia.

Pomiar rezystancji izolacji obwodu instalacji może nie być tak miarodajny, jak w przypadku pojedynczego odbiornika lub innego urządzenia o niezbyt rozległym układzie izolacyjnym. Negatywny wynik pomiaru w dłuższym obwodzie nie daje rozeznania, czy izolacja jest osłabiona na całej długości, czy też – przy doskonałym jej stanie – występuje miejscowe nadwężenie.

Najnowsza edycja normy [6, 7] podwoiła najmniejszą dopuszczalną wartość rezystancji izolacji w instalacjach o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 500 V, w tym w obwodach o napięciu znamionowym bardzo niskim (ELV). Natomiast nie uległy zmianie wymagane wartości napięcia pomiarowego. Powinno to być napięcie stałe o pomijalnym tętnieniu, aby wyeliminować wpływ pojemności na wynik poprawnie przeprowadzanego pomiaru. Aktualne wymagania przedstawiono w tabl. 1. Podane w niej najmniejsze dopuszczalne wartości rezystancji izolacji dotyczą pojedynczego obwodu instalacji elektrycznej: odbiorczego albo rozdzielczego. W obwodzie odbiorczym wymagania dotyczą **obwodu z odłączonymi odbiornikami**, a nie z odłączonym osprzętem, jak błędnie sugeruje polska wersja normy [7] w punkcie 61.3.3. Pomiar rezystancji izolacji odbywa się po zamknięciu wszelkich łączników w badanych obwodach, a następnie – wyłączeniu instalacji spod napięcia. Jeżeli wtedy styczniki bądź inne zabezpieczenia podnapięciowe odłączają całe obwody bądź ich części, to stan izolacji odłączonych części należy sprawdzić osobno.

Tablica 1. Najmniejsza dopuszczalna wartość rezystancji izolacji instalacji (Tablica 6.A w normach [6, 7])

Napięcie znamionowe obwodu V	Wymagane napięcie pomiarowe DC V	Wymagana rezystancja izolacji MΩ
SELV, PELV	250	0,5
Nie większe niż 500 V, w tym FELV	500	1,0
Większe niż 500 V	1000	1,0

Norma [6, 7] już na początku rozdziału 61.3.3 formułuje zasadę, że „Rezystancję izolacji należy zmierzyć między przewodami czynnymi a przewodem ochronnym, przyłączonym do układu uziemiającego. Do tego pomiaru **przewody czynne można połączyć razem.**” (61.3.3, 1. akapit). To poważna zmiana w porównaniu ze wszystkimi poprzednimi wydaniem normy. Pierwsze wydania normy [1, 4] wymagały pomiaru rezystancji izolacji między każdą parą przewodów czynnych oraz między każdym przewodem czynnym a ziemią. Norma z roku 2000 [4] dodawała wyjaśnienie, iż „W praktyce pomiar ten można wykonać tylko w czasie montażu instalacji przed przyłączeniem odbiorników”. Obecną procedurę „zwarte przewody czynne – ziemia” nakazywała jedynie w obwodach z urządzeniami elektronicznymi. Dokument HD z roku 2003, przyjęty w Polsce w roku 2006 [5], wymagał pomiaru rezystancji izolacji między każdym przewodem czynnym z osobna a przewodem ochronnym lub ziemią.

Dotychczasowe wymaganie pomiaru rezystancji izolacji między każdą parą przewodów czynnych oraz między każdym przewodem czynnym a ziemią na ogół nie było respektowane, bo wymagało nakładu pracy przesadnie dużego w porównaniu z oczekiwanymi efektami. Uciążliwe było odłączanie odbiorników, zwłaszcza wysoko zawieszonych lamp, oraz odłączanie przewodu neutral-

nego pozbawionego łączników i zabezpieczeń. Powszechna była praktyka sporządzania fikcyjnych protokołów w celu pozorowania zgodności z normą i/lub w celu podwyższenia rachunku za pomiary. Liczba koniecznych pomiarów N w obwodzie o liczbie nieziemionych przewodów n wynosiła [31] przy procedurze wymaganej w poprzednich edycjach normy:

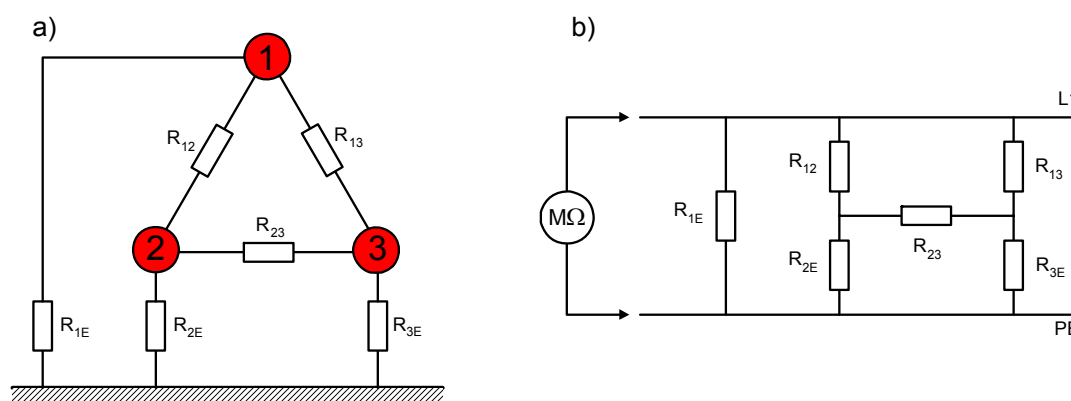
$$N = \frac{(n+1)!}{2(n-1)!} \quad (1)$$

Wynik tego obliczenia wskazuje na konieczność wykonywania na ogół sześciu lub dziesięciu pomiarów (tabl. 2) zamiast jednego.

Tablica 2. Liczba pomiarów rezystancji izolacji w zależności od liczby przewodów obwodu elektrycznego

Liczba nieziemionych przewodów obwodu n		2	3	4	5
Wymagana liczba pomiarów według norm z lat	1993/2000	3	6	10	15
	2007/2008	1	1	1	1

W dodatku wynikiem takiego pomiaru wcale nie jest wartość rezystancji izolacji oczekiwana przez niedoświadczonego elektryka. Na przykład w przewodzie o trzech żyłach nieziemionych można się dopatrzeć 6 cząstkowych rezystancji izolacji (rys. 6a). Kto przyłącza megaomierz do żyły 1 i uziemionego przewodu ochronnego bądź innej części o potencjale ziemi, może naiwnie sądzić, że mierzy cząstkową rezystancję izolacji R_{1E} . Nic bardziej błędnego! Mierzy się wypadkową rezystancję układu wszystkich sześciu cząstkowych rezystancji izolacji (rys. 6b). I czyni to każdorazowo wykonując sześć pomiarów wymaganych przez poprzednie normy, tyle że sposób powiązania tych sześciu rezystancji cząstkowych za każdym razem jest inny i dlatego wynik pomiaru może być inny.



Rys. 6. Cząstkowe rezystancje izolacji przewodu o trzech żyłach nieziemionych ($n = 3$): a) rzeczywisty układ rezystancji cząstkowych; b) układ połączeń rezystancji cząstkowych przy pomiarze rezystancji izolacji doziemnej R_{1E} żyły 1

Nowa norma [6, 7] rezygnuje z ogólnego nakazu mierzenia rezystancji izolacji między przewodami czynnymi, czyli izolacji, która nie stanowi izolacji podstawowej w ochronie przeciwporażeniowej. Rozważając konsekwencje tej zmiany wymagań trzeba pamiętać, że:

- wprawdzie zwarcia między przewodami czynnymi częściej niż zwarcia doziemne są zvarciami wielkopiędowymi bądź przeradzają się w zwarcia wielkopiędowe i są wyłączane przez zabezpieczenia zvarciowe, obecne w każdym obwodzie,
- ale małopiędowe zwarcia między przewodami czynnymi nie są wyłączane przez zabezpieczenia zvarciowe ani przez zabezpieczenia różnicowopiędowe; mogą być wyłączane co najwyżej przez zabezpieczenia przeciężeniowe, jeśli one są, i to na początku obwodu, i jeśli prąd jest dostatecznie duży.

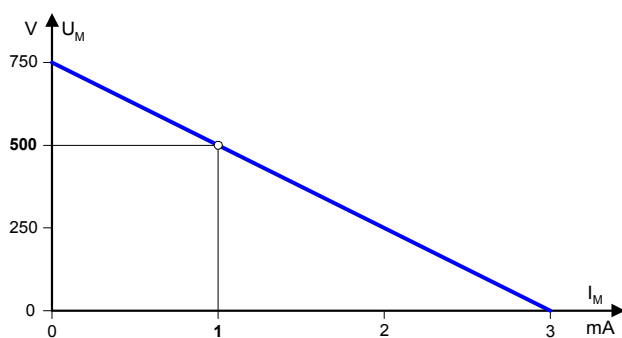
Z tych powodów w miejscach niebezpiecznych pod względem pożarowym norma [6, 7] jednak nakazuje mierzyć rezystancję izolacji również między przewodami czynnymi (61.3.3 Uwaga 3). W wielu krajach taką zasadę od dawna wprowadzają przepisy prawa powszechnego.

Norma objaśnia (C.61.3.3) najprostszy sposób postępowania, a mianowicie wykonanie przy złączu pomiaru rezystancji izolacji całej instalacji (wszystkich zwartych ze sobą przewodów czynnych względem ziemi). Gdyby wynik takiego pomiaru był mniejszy od wymaganego w tabl. 1, wtedy należałoby instalację dzielić na grupy obwodów, a gdyby i to nie pomogło – na pojedyncze obwody. W następstwie kolejnych pomiarów akceptuje się całe grupy obwodów, dające korzystny wynik, i poszukuje obwodu lub obwodów o niezadawalającym stanie izolacji. Procedurę podaną w normie opisywał ktoś mający przed oczyma niezbyt rozległe instalacje, np. w budynkach mieszkalnych. Nie sposób ją wdrożyć w hali przemysłowej bądź w dużym szpitalu.

Jeżeli sprawdzane obwody zawierają urządzenia, które mogą zniekształcać wynik pomiaru bądź ulec uszkodzeniu w zwykłych warunkach pomiaru, np. ograniczniki przepięć (61.3.3), to należy je odłączyć na czas pomiaru. Gdyby to było praktycznie niewykonalne (ograniczniki przepięć w gniazdach wtyczkowych), to napięcie pomiarowe wolno obniżyć do 250 V napięcia stałego o pomijalnym tętnieniu, nie obniżając wszakże wymaganej wartości rezystancji izolacji 1 M Ω .

Do odbiorczych i okresowych pomiarów rezystancji izolacji instalację elektryczną można przystosować już w trakcie jej projektowania. Jest to szczególnie ważne w obiektach, w których częstość okresowej kontroli stanu technicznego powinna być zwiększona i w których powinna być sprawdzana również izolacja międzybiegunowa, chociażby w miejscach niebezpiecznych pod względem pożarowym. Należy wtedy preferować ograniczniki przepięć w wykonaniu wtykowym i zapewnić łatwe rozłączanie przewodów neutralnych, na przykład za pomocą odcinaczy, czyli łączników mechanizmowych przestawianych prostym narzędziem, np. wkrętakiem.

Zwykle megaomomierze są przystosowane właśnie do pomiaru rezystancji izolacji obwodów instalacji. Ślad po liczącym sto lat wymaganiu rezystancji izolacji 1000 Ω /V, co odpowiada prądowi upływowemu 1 mA, można odnaleźć na rys. 7. Przy takim prądzie upływowym izolacji napięcie pomiarowe jest dokładnie równe wartości nominalnej.



Rys. 7. Przykładowa charakterystyka zewnętrzna miernika rezystancji izolacji o nominalnym napięciu wyjściowym $U_N = 500$ V

Miernik o sile elektromotorycznej $U_0 = 750$ V i rezystancji wewnętrznej $R_w = 250$ k Ω . Napięcie nominalne 500 V na zaciskach wyjściowych przy rezystancji obciążenia 0,5 M Ω .

Wymagania odnośnie do mierników rezystancji izolacji [13] nie zmieniły się w ciągu ostatnich lat. Miernik powinien dostarczać napięcie pomiarowe stałe o pomijalnym tętnieniu. W stanie jałowym nie powinno ono przekraczać $1,5U_N$, przy czym U_N jest nominalnym napięciem wyjściowym, odpowiadającym wymaganemu napięciu pomiarowemu w tabl. 1. Zależność rzeczywistego napięcia pomiarowego U_M w funkcji prądu pomiarowego I_M obrazuje charakterystyka zewnętrzna miernika, która w najprostszym przypadku ma postać jak na rys. 7. Prąd nominalny I_N powinien być równy co najmniej 1 mA, a największa wartość prądu pomiarowego nie powinna przekraczać 15 mA (wynosi 3 mA na rys. 7). Największy dopuszczalny błąd roboczy w oznaczonym zakresie pomiarowym wynosi $\pm 30\%$. Miernik nie powinien ulec uszkodzeniu, jeżeli na zaciskach pomiarowych pojawi się przypadkowo, wskutek błędnych manipulacji przyłączeniowych, napięcie zewnętrzne stałe lub przemienne o wartości skutecznej dochodzącej do 120% najwyższego nominalnego napięcia wyjściowego ($1,2 \cdot 750 = 900$ V dla miernika z rys. 7).

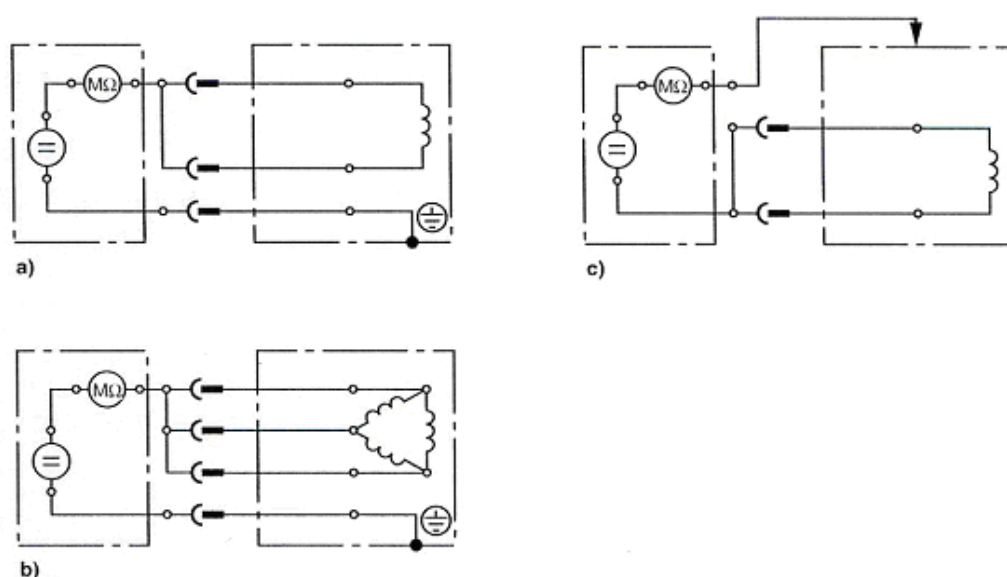
Pomiar rezystancji izolacji odbiornika wykonuje się, jeżeli nie zagraża to jego uszkodzeniem, czego można obawiać się w przypadku sprzętu komputerowego i wielu innych urządzeń elektronicznych. W ich przypadku przestaje się na sprawdzeniach zastępczych, jak pomiar prądu upływowego bądź jego wielkości pochodnych (rozdział 5 referatu).

Tablica 3. Graniczne dopuszczalne wartości parametrów urządzeń odbiorczych przy sprawdzeniach okresowych według DIN VDE 0701/0702 [20]

Klasa ochronności urządzenia		I	II	III
Rezystancja przewodu ochronnego	Ω	0,3 ¹⁾	–	–
Rezystancja izolacji	M Ω	1,0 ²⁾ 3)	2,0	0,25
Prąd w przewodzie ochronnym	mA	3,5 ⁴⁾	–	–
Prąd dotykowy	mA	–	0,5	–

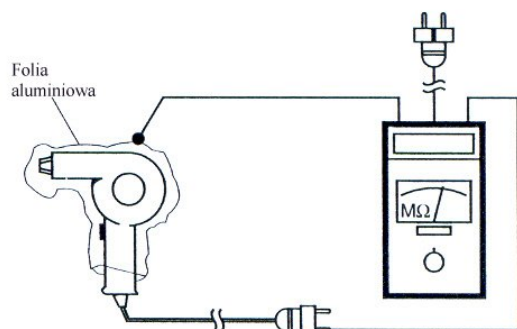
Dotyczy urządzeń klasy ochronności I i II o napięciu znamionowym 230 V.
¹⁾ $\leq 0,3 \Omega$ przy długości do 5 m + 0,1 Ω na każde następne 7,5 m, ale razem nie więcej niż 1 Ω .
²⁾ Dopuszcza się 0,3 M Ω , jeżeli urządzenie zawiera elementy grzejne.
³⁾ Wymaga się 2,0 M Ω w stosunku do drobnych części przewodzących dostępnych niepołączonych z przewodem ochronnym PE.
⁴⁾ Dla urządzeń z elementami grzejnymi 1mA/kW, ale nie więcej niż 10 mA.

Pomiar należy tak przeprowadzić, aby obejmował wszystkie składniki układu izolacyjnego. Odbiornik powinien być w stanie gotowości do pracy, powinien być zamknięty jego łącznik główny, a także – jeśli występują – powinny być zamknięte zestyki regulatora temperatury i podobnych regulatorów bądź ograniczników. Jeżeli warunek ten daje się spełnić tylko po załączeniu odbiornika pod napięcie, np. w przypadku odbiorników z układem czuwania (*stand-by*) albo z wbudowanym zabezpieczeniem podnapięciowym, to za równoważny pomiarowi rezystancji izolacji należy uznać pomiar prądu w przewodzie ochronnym albo prądu dotykowego (rozdział 5), potwierdzający, że nie są przekroczone największe dopuszczalne wartości tych prądów podane w tabl. 3. Podobnie należy postąpić we wskazanych w rozdziale 5 sytuacjach, kiedy wynik pomiaru rezystancji izolacji jest niezadowalający.



Rys. 8. Sposoby wykonywania pomiaru rezystancji izolacji: odbiorników klasy ochronności I (a, b) oraz odbiorników klasy ochronności II i III o metalowej obudowie (c)

Rezystancję izolacji mierzy się (rys. 8 i 9) między połączonymi ze sobą częściami czynnymi a każdą częścią przewodzącą dostępną, łącznie z przewodem ochronnym. Jeżeli megaomierz przyłącza się do styku ochronnego i styku czynnego wtyczki przewodu ruchomego zasilającego odbiornik, to uprzednio należy się upewnić co do ciągłości tych przewodów bądź żył zasilającego przewodu ruchomego: żył czynnych przez próbę działania odbiornika, a żyły ochronnej – przez sprawdzenie jej ciągłości (rozdz. 3 referatu). Nominalne napięcie pomiarowe megaomierza powinno wynosić 500 V.

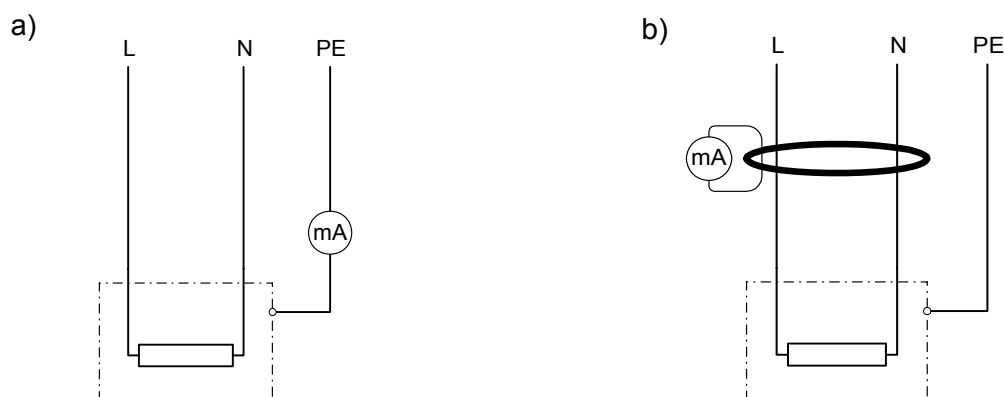


Rys. 9. Pomiar rezystancji izolacji odbiornika klasy ochronności II o ochronnej obudowie izolacyjnej

W przypadku odbiorników klasy ochronności II o ochronnej obudowie izolacyjnej megaomierz przyłącza się pomiędzy części czynne a folię aluminiową przylegającą do obudowy izolacyjnej na całej jej powierzchni. Na rys. 9 folia nie przylega ściśle do obudowy, bo nie byłoby jej widać.

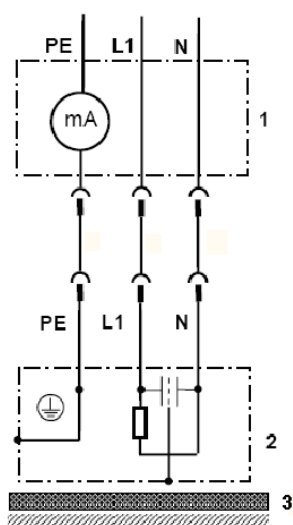
5. Pomiar prądu w przewodzie ochronnym, prądu dotykowego i prądu upływowego zastępczego

Jeżeli pomiar rezystancji izolacji odbiornika klasy ochronności I nie jest możliwy albo jego wynik jest negatywny, to za równoważne kryterium stanu izolacji można przyjąć wartość **prądu w przewodzie ochronnym**. Należy sprawdzić, czy nie przekracza on największej dopuszczalnej wartości podanej w tabelicy 3.



Rys. 10. Pomiar prądu w przewodzie ochronnym odbiorników klasy ochronności I: a) pomiar bezpośredni; b) pomiar pośredni

Przy pomiarze bezpośrednim (rys. 10a) włącza się w przewód ochronny PE miliamperomierz o pomijalnej impedancji albo obejmuje się przewód PE cęgowym miernikiem prądu upływowego. Przykładowy sposób praktycznego wykonania takiego pomiaru przedstawia rys. 11. Podczas takiego pomiaru wszelkie części przewodzące dostępne urządzenia powinny być odizolowane od ziemi, również od części przewodzących obcych oraz od części przewodzących dostępnych innych urządzeń. W przeciwnym razie część prądu upływowego, która powinna wracać przewodem ochronnym, może popłynąć jako **prąd błędny** przez naturalne uziemienie odbiornika lub innymi przypadkowymi drogami i wynik pomiaru będzie fałszywy. To ważne ograniczenie, które w wielu przypadkach eliminuje możliwość zastosowania pomiaru bezpośredniego.



Rys. 11. Pomiar bezpośredni prądu w przewodzie ochronnym
1 – urządzenie pomiarowe, 2 – badane urządzenie klasy ochronności I, 3 – element izolujący podczas pomiaru obudowę badanego urządzenia od potencjału ziemi

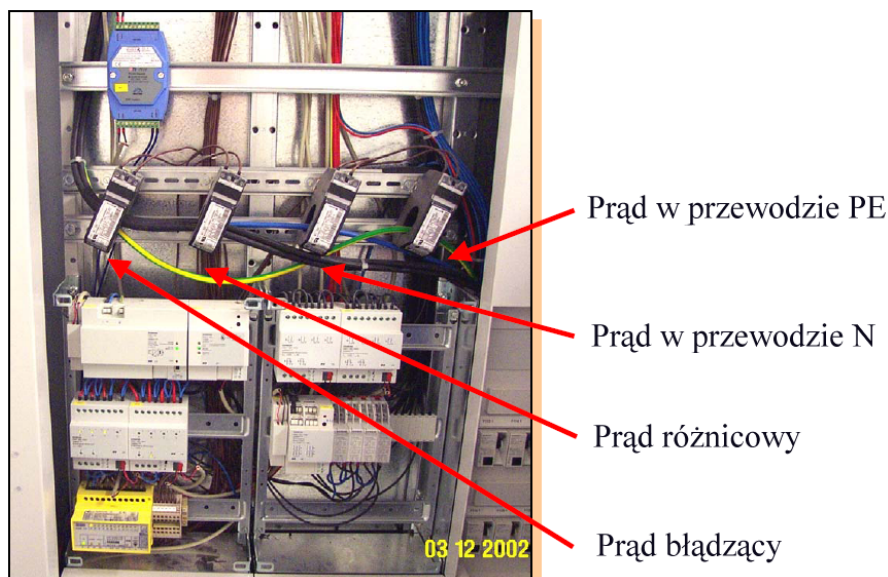
Wspomnianej wady nie ma metoda **pomiaru pośredniego** (rys. 10b), polegająca na tym, że cęgowym miernikiem prądu upływowego (rys. 12) albo cewką Rogowskiego obejmuje się wszystkie przewody czynne obwodu. Obudowa odbiornika może mieć połączenie z ziemią, a miernik mierzy sumaryczny prąd upływowy płynący przewodem ochronnym PE oraz przypadkowymi połącze-

niami obudowy z ziemią. Mierzy zatem prąd, jaki płynąłby przewodem ochronnym PE, gdyby obudowa nie miała żadnego połączenia z ziemią.



Rys. 12. Cęgowy miernik prądu upływowego i prądu różnicowego KEW 2434 o zakresach pomiarowych 0,4, 4 i 100 A, o średnicy okna 28 mm

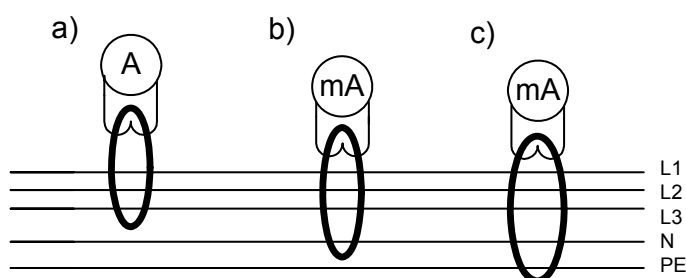
Tego rodzaju pomiary można wykonywać również w odniesieniu do całego obwodu albo grupy obwodów. Pomiar pośredni pozwala określić wartość różnych prądów (rys. 13) w zależności od tego, które przewody obwodu obejmuje okno miernika cęgowego, okno przekładnika różnicowoprądowego bądź cewka Rogowskiego (rys. 14).



Rys. 13. Pomiar pośredni czterech różnych prądów w obwodzie odbiorczym lub rozdzielczym

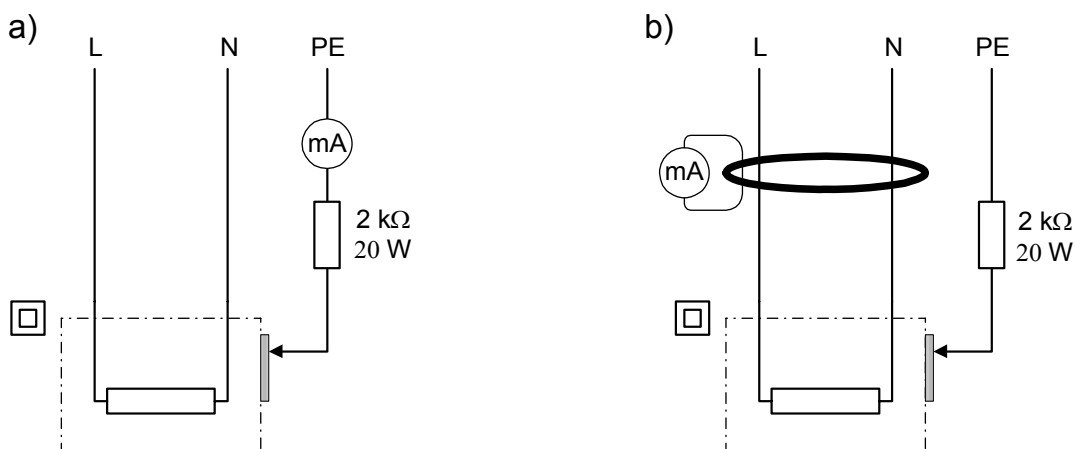
Pośredni pomiar określonego prądu (rys. 12, 13, 14) jako sumy geometrycznej kilku innych prądów z natury rzeczy nie jest szczególnie dokładny, zwłaszcza jeżeli:

- ta suma geometryczna ma bardzo małą wartość bezwzględną w porównaniu z wartościami bezwzględnymi prądów składowych,
- prądy składowe są odkształcone (niesinusoidalne).



Rys. 14. Pomiar pośredni: a) prądu w przewodzie neutralnym; b) prądu różnicowego; c) prądu błądzącego

Podobnie, jeżeli pomiar rezystancji izolacji odbiornika klasy ochronności II nie jest możliwy albo jego wynik jest negatywny, to za równoważne kryterium stanu izolacji można przyjąć wartość **prądu dotykowego**. Należy sprawdzić (rys. 15), czy nie przekracza on największej dopuszczalnej wartości podanej w tabelicy 3.



Rys. 15. Pomiar prądu dotykowego odbiorników klasy ochronności II: a) pomiar bezpośredni; b) pomiar pośredni

Prąd dotykowy jest to prąd płynący do ziemi (lub do przewodu ochronnego PE) przez modelową impedancję ciała człowieka ($2\text{ k}\Omega$) symulującą dotknięcie części dostępnych urządzenia elektrycznego:

- bezpośrednio – każdej z części przewodzących dostępnych urządzenia klasy ochronności II o izolacji podwójnej, aby wykryć sytuację najbardziej niekorzystną,
- za pośrednictwem elektrody przewodzącej (np. z folii aluminiowej) $10 \times 20\text{ cm}$, jak na rys. 15 – w takim miejscu obudowy urządzenia klasy ochronności II o ochronnej obudowie izolacyjnej, w którym wynik pomiaru jest największy.

Pomiar prądu dotykowego przeprowadza się również w przypadku urządzeń klasy ochronności I o wyjątkowej konstrukcji, które mają drobne części przewodzące dostępne niepołączone z przewodem ochronnym, bo byłoby to praktycznie niewykonalne, a nie wprowadza znaczącego ryzyka. Zezwala na to odstępstwo w punkcie 410.3.9 normy 60364-4-41 [9]. Pomiar dotyczy tylko tych części. Obowiązuje wtedy największa dopuszczalna wartość prądu dotykowego $0,5\text{ mA}$, podobnie jak w przypadku odbiorników klasy ochronności II – patrz przypis ³⁾ w tabelicy 3.

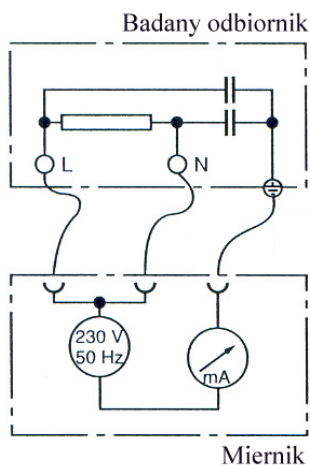
Rozważając sposób przeprowadzania pomiaru prądu dotykowego pamiętać należy, że częścią przewodzącą dostępną urządzenia, które ma izolacyjną obudowę, jest np. głowica wiertarki ręcznej, styk gniazda antenowego sprzętu RTV albo styk ochronny w gnieździe wtyczkowym pośrednim sprzętu komputerowego.

Obwód pomiarowy prądu dotykowego powinien zamykać się bezpośrednio do ziemi, czyli do uziomu lub części niezawodnie uziemionej. Najprościej skorzystać z przewodu ochronnego PE instalacji, jak na rys. 15.

Pomiary zarówno prądu w przewodzie ochronnym, jak i prądu dotykowego powinny być wykonywane w okolicznościach sprzyjających wystąpieniu największej możliwej wartości tych prądów w przewidywanych warunkach użytkowania. Napięciem pomiarowym przy sprawdzaniach okresowych jest napięcie robocze instalacji, zbliżone do napięcia nominalnego (np. 230 V), nieco mniejsze lub nieco większe, podczas w ramach prób fabrycznych u producenta – zgodnie z normami produktowymi – pomiar wykonuje się przy napięciu wyższym o 6% od napięcia nominalnego ($1,06 \cdot U_n$). Jeżeli na wynik pomiaru może mieć wpływ sposób powiązania wtyczki z gniazdem wtyczkowym, to pomiar należy wykonać dla wszystkich możliwych kombinacji wzajemnego ich powiązania.

We wszystkich opisanych wyżej sytuacjach, kiedy pomiar prądu w przewodzie ochronnym lub pomiar prądu dotykowego zastępuje pomiar rezystancji izolacji (bo jest on praktycznie niewykonalny) lub uzupełnia pomiar rezystancji izolacji (bo jego wynik jest negatywny), można w zamian wykonać **pomiar prądu upływowego zastępczego**. Jest on szczególnie wskazany w następujących sytuacjach:

- jeżeli wymagana wartość rezystancji izolacji nie jest dotrzymana w odbiornikach klasy ochronności I zawierających elementy grzejne,
- jeżeli wymagana wartość rezystancji izolacji nie jest dotrzymana w odbiornikach klasy ochronności I lub klasy II zawierających wbudowane kondensatory przeciwzakłóceniami i/lub rezystory rozładowcze.



Rys. 16. Pomiar prądu upływowego zastępczego odbiornika klasy ochronności I

W takich przypadkach w praktyce niemieckiej akceptuje się zaniżoną wartość rezystancji izolacji, jeżeli nie jest przekroczona największa dopuszczalna wartość prądu upływowego zastępczego. Prąd ten mierzy się przykładając pełne napięcie robocze na całej długości elementów czynnych, grzejnika lub uzwojenia (rys. 16), czyli w sytuacji bardziej niekorzystnej niż w warunkach pracy normalnej. Największe dopuszczalne wartości prądu upływowego zastępczego są identyczne jak – podane w tabl. 3 – wartości odpowiednio: prądu w przewodzie ochronnym lub prądu dotykowego dotyczące badanego odbiornika.

6. Sprawdzanie warunku samoczynnego wyłączenia zasilania

6.1. Sprawdzenie trafności doboru urządzeń do samoczynnego wyłączenia zasilania

Samoczynne wyłączenie zasilania polega na wyłączeniu obwodu, a przynajmniej tego bieguna obwodu, w którym wystąpiło uszkodzenie izolacji podstawowej, w celu zapewnienia ochrony dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu). Wyłączenie powinno się odbyć w czasie wymaganym w tabelicy 41.1 normy [9]. Samoczynnego wyłączenia dokonują łączniki zabezpieczeniowe, stosownie do okoliczności: zabezpieczenia nadprądowe, a ściślej – zabezpieczenia zwarciowe (wyłączniki nadprądowe, bezpieczniki) i/lub urządzenia różnicowoprądowe.

W sprawie właściwego doboru urządzeń do samoczynnego wyłączenia zasilania są wśród polskich elektryków natarczywie obecne przesady jakoby do tego celu nadawały się tylko urządzenia różnicowoprądowe i tylko urządzenia różnicowoprądowe wysokoczułe ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

Te przesady nie znajdują potwierdzenia w postanowieniach żadnego z arkuszy normy 60364. Są rezultatem wieloletniej działalności szkodników starających się zjednać sobie przychylność hurtowni elektrotechnicznych poprzez lobbing za pomocą bałamutnych szkoleń i publikacji oraz forsowania pokrętnych postanowień w aktach Prawa budowlanego. W rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich **usytuowanie** [2] słowem nie wspomniano o ograniczeniach w budowaniu **na terenach zalewowych** ani o zabezpieczeniach przeciwpowodziowych, ani o innych kwestiach o pierwszorzędym znaczeniu. Za to w kolejnych wersjach tego rozporządzenia pojawiają się pokrętne zapisy sugerujące (§ 183. 1) m.in. obowiązkowe stosowanie urządzeń ochronnych różnicowoprądowych oraz urządzeń ochrony przeciwprzebiegowej. Są to zapisy o wydźwięku korupcyjnym, niezgodne z postanowieniami wieloarkuszowej normy 60364.

Tylko w **układzie TT** do samoczynnego wyłączenia zasilania w celu zapewnienia ochrony dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) są bezdyskusyjnie niezbędne urządzenia różnicowoprądowe, ale nie muszą to być urządzenia wysokoczułe ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA). Jeżeli sieć rozdzielcza ma układ TT, to nieuchronnie układ TT mają instalacje odbiorcze z niej zasilane. Rozstrzyga o tym nie zapis w dokumentach operatora sieci rozdzielczej, lecz rzeczywista konfiguracja obwodu zwarcia L-PE. W układzie TT obwód ten zamyka się przez ziemię, czyli zawiera dwa szeregowo połączone uzziemienia, czyli prąd zwarcia przy napięciu fazowym 230 V jest wyraźnie mniejszy niż 50 A, czyli rezystancja pętli zwarcia wynosi co najmniej kilka omów. Sieci o układzie TT jest w Polsce znacznie mniej niż to się niekompetentnym operatorom wydaje.

Natomiast urządzenia różnicowoprądowe nie są niezbędne w najbardziej rozpowszechnionym **układzie TN**, w którym prąd zwarcia L-PE jest duży, rzędu 50÷60 % prądu zwarcia trójfazowego i do samoczynnego wyłączenia zasilania na ogół wystarczają zabezpieczenia nadprądowe: wyłączniki nadprądowe lub bezpieczniki. W roli urządzeń dokonujących samoczynnego wyłączenia zasilania w układzie TN norma traktuje (p. 411.4.5) na równych prawach zabezpieczenia nadprądowe i zabezpieczenia różnicowoprądowe. Wystarczy, by jedno z tych zabezpieczeń spełniało warunek podany w punkcie 411.4.4 normy. Jeżeli w obwodzie są oba zabezpieczenia: nadprądowe i różnicowoprądowe, to **norma nie wymaga, by warunek samoczynnego wyłączenia zasilania w podanym czasie spełniało również zabezpieczenie nadprądowe**. Taką interpretację dobitnie potwierdza zapis w normie (p. 411.4.4, UWAGA). Natomiast błędnie bywa odczytywany inny zapis (p. 411.4.5, UWAGA 1), że zastosowanie RCD do ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) nie zwalnia z obowiązku umieszczenia w obwodzie również zabezpieczenia nadprądowego „zgodnie z IEC 60364-4-43”, czyli w celu zabezpieczenia przed cieplnymi skutkami zwarć i ewentualnie przeciążeń, a nie dla celów ochrony przeciwporażeniowej. Na dobrą sprawę ten zapis jest zbędny, bo przecież bez zabezpieczenia nadprądowego nie istnieje obwód instalacji elektrycznej (por. definicję IEC 826-05-01¹).

Stosowanie urządzeń różnicowoprądowych powinno być traktowane jako obligatoryjne tylko w sytuacjach nakazanych przez normę [9]. Chodzi o dwie różne sytuacje:

¹ Obwód instalacji elektrycznej – zespół elementów instalacji elektrycznej wspólnie zasilanych i chronionych przed przetężeniami wspólnym zabezpieczeniem.

1) Obowiązuje **ochrona uzupełniająca** ochronę podstawową (ochronę przed dotykiem bezpośrednim), co wymaga instalowania w obwodach odbiorczych wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$). Dotyczy to następujących przypadków: obwody gniazd wtyczkowych powszechnego użytku, o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 20 A, przeznaczone do używania przez laików, obwody urządzeń ruchomych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A przeznaczonych do używania na wolnym powietrzu, obwody urządzeń użytkowanych w warunkach szczególnego zagrożenia (arkusze 700 normy 60364).

2) Obowiązuje **ochrona od pożarów wywołanych doziemnymi prądami różnicowymi**, co wymaga instalowania w głównej rozdzielni obiektu wyłącznika różnicowoprądowego o znamionowym prądzie różnicowym zadziałania $I_{\Delta n}$ nieprzekraczającym 500 mA. Jeżeli nie grozi to zbędnymi zadziałaniami, to lepiej zastosować wyłącznik $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$.

W innych sytuacjach stosowanie urządzeń różnicowoprądowych jest fakultatywne, uzasadnione w pewnych przypadkach, a absolutnie niewskazane w innych, kiedy korzyści z ich wprowadzenia są iluzoryczne, a dokuczliwe mogą być ich zbędne zadziałania.

Aktualna norma PN-HD 60364-4-41:2009 [9] wymaga, aby nawet obwody zasilające tylko urządzenia klasy ochronności II były projektowane i wykonane przy założeniu, że podczas eksploatacji – bez stałego nadzoru – dowolne z tych urządzeń i w dowolnej chwili może być wymienione na urządzenie klasy ochronności I. Wobec tego we wszystkich obwodach:

- powinien być ułożony przewód ochronny PE na całej długości przewodowania i wprowadzony (bez przyłączania!) do wnętrza urządzeń w nadziei, że kiedyś – w razie instalowania urządzenia klasy ochronności I – elektryk to zauważy i potrafi wykorzystać,
- powinien być spełniony warunek samoczynnego wyłączenia zasilania.

Od tego wymagania wolno odstąpić tylko wtedy, kiedy taka instalacja jest pod stałym fachowym nadzorem wykluczającym przeróbki osłabiające skuteczność ochrony, co można zagwarantować tylko w warunkach przemysłowych.

Sprawdzenie trafności doboru urządzeń do samoczynnego wyłączenia zasilania polega na oględzinach, odczytaniu ich danych znamionowych i porównaniu ich – w oparciu o zasady wiedzy technicznej – z warunkami pracy w obwodzie, w którym są zainstalowane. To należy rozumieć przez mylący zapis „sprawdzenie charakterystyk” w polskim tekście normy 60364-6 (patrz plik „Errata...”).

6.2. Największy dopuszczalny czas samoczynnego wyłączenia zasilania

Ochrona przeciwporażeniowa dodatkowa (ochrona przy uszkodzeniu) przez samoczynne wyłączenie zasilania jest skuteczna, jeżeli w razie uszkodzenia izolacji podstawowej (zwarcia L-PE) następuje samoczynne wyłączenie zasilania w wymaganym czasie. Tablica 4 podaje największy dopuszczalny czas samoczynnego wyłączenia zasilania w obwodach odbiorczych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A w zależności od napięcia względem ziemi U_o .

Tablica 4. Największy dopuszczalny czas samoczynnego wyłączenia zasilania w sekundach w obwodach odbiorczych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A [8, 9]

Układ	$50 \text{ V} < U_o \leq 120 \text{ V}$		$120 \text{ V} < U_o \leq 230 \text{ V}$		$230 \text{ V} < U_o \leq 400 \text{ V}$		$U_o > 400 \text{ V}$	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
TN	0,8	¹⁾	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3	¹⁾	0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1

¹⁾ Wyłączenie może być wymagane z innych powodów niż zagrożenie porażeniem.

Wymagane w nowej normie [8, 9] czasy samoczynnego wyłączenia zasilania w układzie TN nie odbiegają od dotychczas przyjmowanych. Nowością jest, że wreszcie określono te czasy dla

układu TT i że są one mniejsze niż w układzie TN, a przecież w układzie TT trudniej je dotrzymać. Dopuszczono zatem odstępstwo: wolno dla układu TT przyjąć wartości czasu określone dla układu TN, jeżeli samoczynnego wyłączenia zasilania dokonują zabezpieczenia nadprądowe, a w instalacji są wykonane połączenia wyrównawcze główne.

W najbardziej rozpowszechnionym **układzie TN** do samoczynnego wyłączenia zasilania można użyć zabezpieczenia nadprądowego (bezpiecznika lub wyłącznika nadprądowego) albo wyłącznika różnicowoprądowego. Podobnie w **układzie TT**, przy czym rzadkie są sytuacje, kiedy zabezpieczenie nadprądowe jest w stanie spełnić wymagania stawiane skuteczności ochrony i zwykłym urządzeniem wyłączającym w układzie TT jest wyłącznik różnicowoprądowy. W **układzie IT** na ogół jest niepożądane samoczynne wyłączenie zasilania po jednoczesnym uszkodzeniu izolacji doziemnej; poza wcześniej wymienionymi urządzeniami zabezpieczającymi mogą być przydatne urządzenia monitorujące stan izolacji doziemnej bądź prąd różnicowy oraz lokalizatory zwarcia doziemnych.

W obwodach odbiorczych o większym prądzie znamionowym oraz w obwodach rozdzielczych instalacji największy dopuszczalny czas samoczynnego wyłączenia zasilania wynosi 5 s w układach TN oraz 1 s w układach TT. Większy **czas samoczynnego wyłączenia, nawet od 1 do 4 godzin** przepisy różnych krajów dopuszczają w sieciach rozdzielczych. W Polsce norma N SEP-E-001:2003 [17] formułuje na ten temat wymagania (tabl. 5), z których wynika czas wyłączenia od około 15 min do około 60 min. To dlatego w normie 60364 ten środek ochrony nazywa się „samoczynne wyłączenie zasilania”, a nie „samoczynne **szybkie** wyłączenie zasilania”, jak mówi i pisze wielu polskich elektryków, a następnie wyciąga z tego nieuprawnione wnioski.

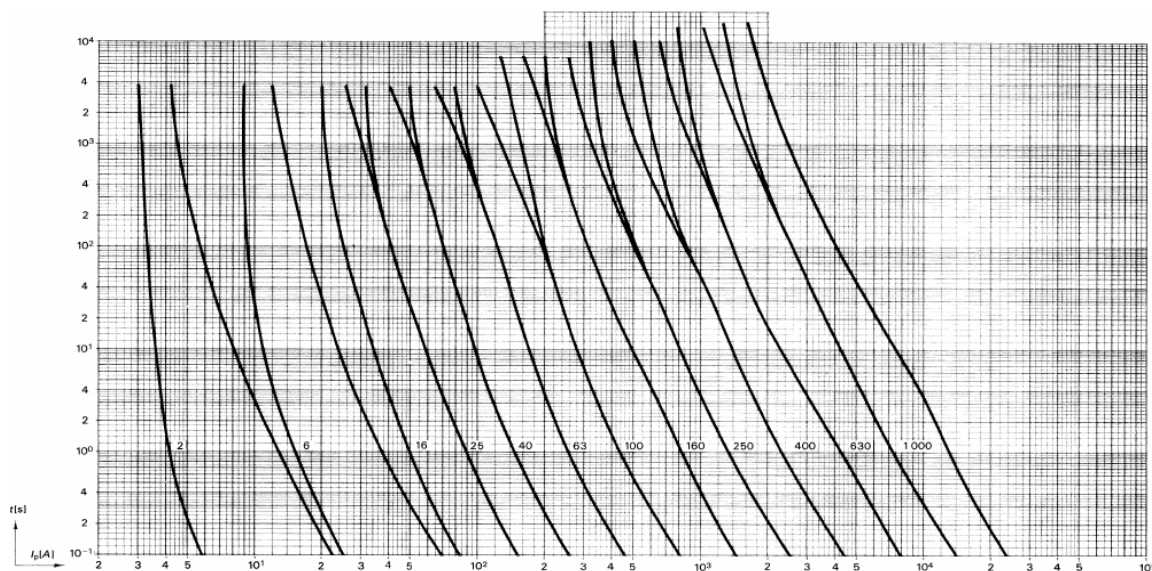
Tablica 5. Zestawienie wymagań odnośnie do czasu samoczynnego wyłączenia zasilania w instalacjach prądu przemiennej o napięciu względem ziemi 230 V

Rodzaj obwodu	Układ TN	Układ TT	Układ IT ¹⁾
Obwody odbiorcze o prądzie znamionowym $I_n \leq 32$ A	0,4 s	0,2 s	0,4 s lub 0,2 s
Obwody odbiorcze o prądzie znamionowym $I_n > 32$ A	5 s	1 s	5 s lub 1 s
Obwody rozdzielcze o dowolnym prądzie znamionowym	5 s	1 s	5 s lub 1 s
Obwody sieci rozdzielczej zasilającej instalację oraz główny obwód zasilający budynku wykonany z izolacją podwójną lub wzmocnioną	Samoczynne wyłączenie przez poprzedzający bezpiecznik o prądzie znamionowym I_{nf} Prąd wyłączający I_a : $1,6I_{nf}$ (Niemcy), $2I_{nf}$ (Polska [17])		
Obwody, w których nie sposób uzyskać samoczynne wyłączenie zasilania w wymaganym czasie	Miejscowe połączenia wyrównawcze ochronne ograniczające długotrwale utrzymujące się napięcie dotykowe na poziomie dopuszczalnym długotrwale		
¹⁾ Większe wartości dotyczą pętli zwarcia L-PE złożonej z przewodów (układu IT o zbiorowym uziemieniu części przewodzących dostępnych), co stwarza sytuację jak w układzie TN. Mniejsze wartości dotyczą pętli zwarcia L-PE z udziałem ziemi, zwłaszcza układu IT o indywidualnym uziemieniu części przewodzących dostępnych (sytuacja zbliżona do układu TT).			

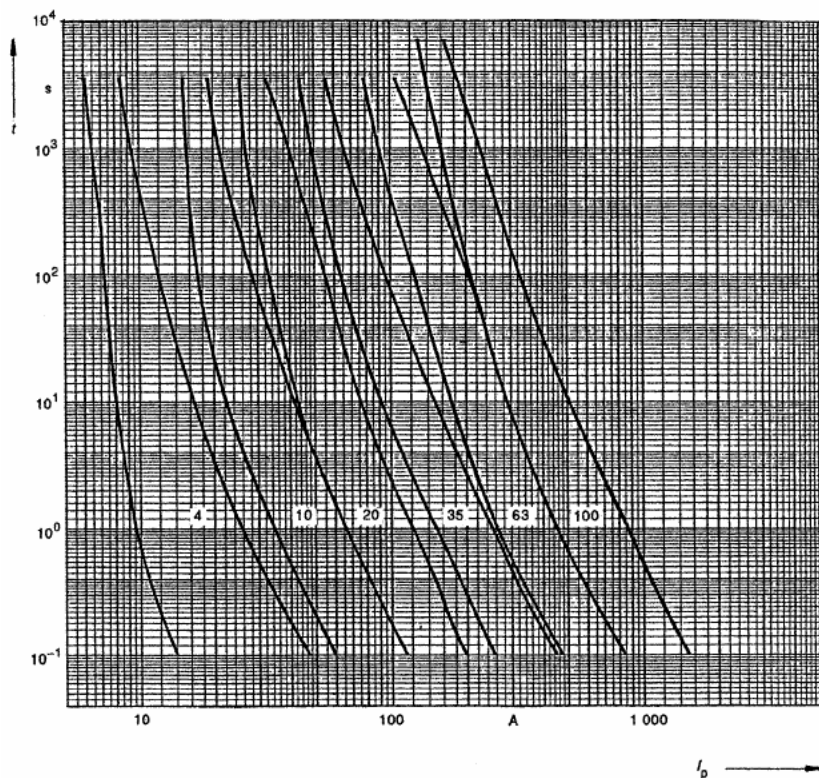
Jeżeli warunku samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie nie daje się spełnić, to – zgodnie z 411.3.2.6 normy [8, 9] – należy wykonać połączenia wyrównawcze miejscowe ograniczające długotrwale występujące napięcie dotykowe do wartości dopuszczalnej, np. $U_L \leq 50$ V napięcia przemiennej. To odstępstwo dotyczy zarówno układu TN, jak i układu TT, a także układu IT. Sprawdzeniu podlega wtedy nie dopełnienie wymagania samoczynnego wyłączenia zasilania, lecz skuteczności połączenia wyrównawczego miejscowego, czyli jednego z warunków podanych w rozdz. 415.2 normy [9]. Należy potwierdzić ciągłość (rezystancję) połączenia wyrównawczego miejscowego (pkt 415.2.2 normy).

6.3. Prąd wyłączający

Prąd wyłączający I_a jest to najmniejszy prąd wywołujący zadziałanie, w wymaganym czasie (tabl. 4, 5), urządzenia zabezpieczającego powodującego samoczynne wyłączenie zasilania. We wszelkich przypadkach wątpliwych można posłużyć się charakterystyką czasowo-prądową (charakterystyką $t-I$) urządzenia zabezpieczającego i dla wymaganego czasu wyłączenia odczytać z niej (z linii największych czasów wyłączenia) najmniejszy prąd, który to wyłączenie gwarantuje. Na co dzień nie jest to konieczne.

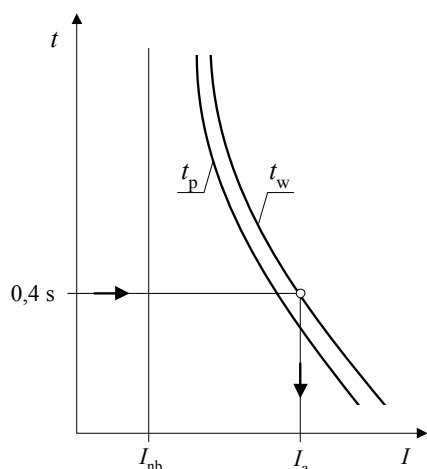


Rys. 17. Pasma czasowo-prądowe wkładek topikowych klasy gG przeznaczonych do stosowania przez osoby wykwalifikowane (wg PN-HD 60269-2, powtórzone w projekcie nowelizacji 32B/552/FDIS z roku 2010)
Dla przejrzystości rysunek obejmuje co drugą wartość z ciągu prądów znamionowych wkładek; pozostałe są przedstawione na osobnym rysunku.



Rys. 18. Pasma czasowo-prądowe wkładek topikowych klasy gG przeznaczonych do stosowania przez osoby niewykwalifikowane (wg PN-HD 60269-3:2008)

Dla niektórych odmian **bezpieczników** normy przedmiotowe podają **pasma czasowo-prądowe**, w których powinny się mieścić pasmowe charakterystyki czasowo-prądowe wkładek topikowych (rys. 17, 18). Dla potrzebnych czasów samoczynnego wyłączenia zasilania (0,2 s, 0,4 s, 5 s) można z nich wynotować prąd wyłączający I_a (rys. 19) wkładki określonej klasy i prądu znamionowego, np. gG 50 A, i będzie on miarodajny dla tych wkładek, niezależnie od producenta.



Rys. 19. Wyznaczanie prądu wyłączającego I_a wkładki topikowej dla wymaganego czasu wyłączenia 0,4 s z podanego w normie pasma czasowo-prądowego

t_p – czas przedłukowy, t_w – czas wyłączenia

Normy podają też granice charakterystyk pasmowych $t-I$, czyli tabelaryczne zestawienia wybranych współrzędnych $t-I$, niejako bramek (ang. *gates*), pomiędzy którymi powinny się mieścić pasmowe charakterystyki czasowo-prądowe wkładek topikowych. Niestety, obejmują one niewiele punktów, np. od góry (linii największych czasów wyłączenia) tylko czasy 5 s i 0,1 s, jak w tabl. 6. Warto zwrócić uwagę, że **wartości prądu wyłączającego w normach (tabl. 6) są podawane po zaokrągleniu do dziesiątków, a nawet do setek amperów**. Kto je podaje w materiałach szkoleniowych lub pomocach projektowych z „dokładnością” do jednego ampera albo ułamków ampera, ten nie rozumie, co czyni.

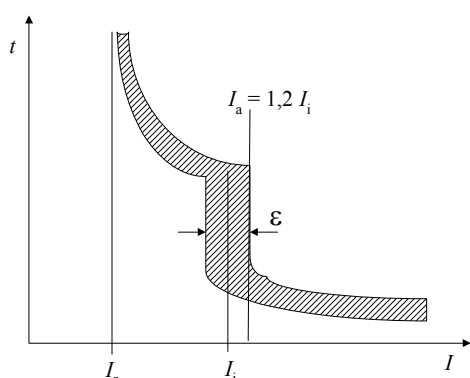
Tablica 6. Granice charakterystyk pasmowych przy określonych czasach przedłukowych wkładek topikowych klasy gG oraz gM (PN-EN 60269-1) z określeniem prądu wyłączającego I_a dla czasów 5 s oraz 0,1 s

1 I_n dla „gG” I_{cb} dla „gM” A	2 $I_{min. (10 s)}$ A	3 $I_a (5 s)$ A	4 $I_{min. (0,1 s)}$ A	5 $I_a (0,1 s)$ A
16 20 25	33 42 52	65 85 110	85 110 150	150 200 260
32 40 50 63 80	75 95 125 160 215	150 190 250 320 425	200 260 350 450 610	350 450 610 820 1 100
100 125 160 200 250	290 355 460 610 750	580 715 950 1 250 1 650	820 1 100 1 450 1 910 2 590	1 450 1 910 2 590 3 420 4 500
315 400 500 630 800	1 050 1 420 1 780 2 200 3 060	2 200 2 840 3 800 5 100 7 000	3 420 4 500 6 000 8 060 10 600	6 000 8 060 10 600 14 140 19 000
1 000 1 250	4 000 5 000	9 500 13 000	14 140 19 000	24 000 35 000

Podczas sprawdzania odbiorczego bądź okresowego instalacji kontroluje się, czy wkładki są nienaruszone (stan wskaźnika zadziałania) i poprawnie zainstalowane, sprawdza ich klasę oraz prąd znamionowy i na tej podstawie wnioskuje się o wartości prądu wyłączającego I_a .

W sieciach rozdzielczych niskiego napięcia norma N SEP-001:2003 [17] pozwala przyjmować prąd wyłączający bezpieczników na poziomie zaledwie dwukrotnej wartości prądu znamionowego ($I_a = 2I_{nb}$), co oznacza czas samoczynnego wyłączenia zasilania na poziomie do 1 godziny. Nie jest to groźne z punktu widzenia zagrożenia porażeniem, bo warunkiem są połączenia wyrównawcze główne w zasilanych obiektach, ale jest ryzykowne z punktu widzenia zagrożenia pożarem, tym bardziej że w sieciach rozdzielczych poza budynkami nie są wymagane zabezpieczenia przeciążeniowe.

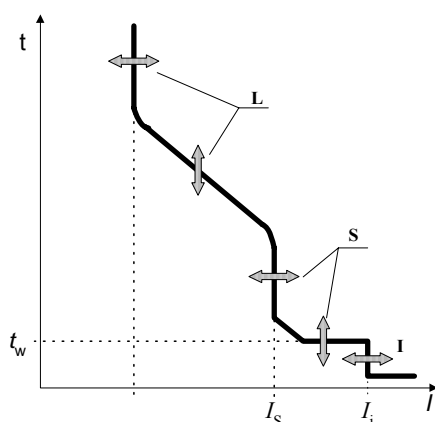
Prąd wyłączający **wyłączników nadprądowych** jest równy prądowi zadziałania wyzwalacza zwarciovego bezzwłocznego. Tylko dla wyłączników nadprądowych instalacyjnych jest on określony wprost – wynosi **$5I_n$, $10I_n$ i $20I_n$ ¹ odpowiednio dla wyłączników o charakterystyce typu B, C i D**, przy czym I_n jest prądem znamionowym ciągłym wyłącznika.



Rys. 20. Charakterystyka czasowo-prądowa wyłącznika nadprądowego bezzwłocznego

I_r – prąd nastawczy wyzwalacza przeciążeniowego,
 I_i – prąd nastawczy wyzwalacza zwarciovego,
 ε – pasmo rozrzutu $\pm 20\%$,
 I_a – prąd wyłączający wyłącznika nadprądowego

W przypadku wyłączników sieciowych i stacyjnych operuje się prądem nastawczym wyzwalacza lub przełącznika zwarciovego bezzwłocznego I_i (rys. 20), który jest wartością średnią rzeczywistego prądu zadziałania o paśmie rozrzutu $\pm 20\%$ wokół prądu nastawczego I_i . Zatem **prądem wyłączającym jest prąd $I_a = 1,2I_i$** . W przypadku wyłączników stacyjnych kategorii użytkowania B wolno przyjąć mniejszy prąd zadziałania wyzwalacza zwarciovego zwłocznego **$I_a = 1,2I_s$** (rys. 21), jeżeli czas wyłączenia wyłącznika t_w , uwzględniający zwłokę tego wyzwalacza, spełnia wymagania odnośnie do największego dopuszczalnego czasu wyłączenia (tabl. 4). Podobnie, jak w przypadku bezpieczników, prąd wyłączający I_a określa się na podstawie samych oględzin wyłącznika (odczytu tabliczki znamionowej oraz nastaw wyzwalacza bądź przełącznika zwarciovego).



Rys. 21. Możliwości nastawiania członów zabezpieczeniowych mikroprocesorowego przełącznika nadprądowego:

- 1 – członu przeciążeniowego L,
- 2 – członu zwarciovego krótkozwłocznego S,
- 3 – członu zwarciovego bezzwłocznego I

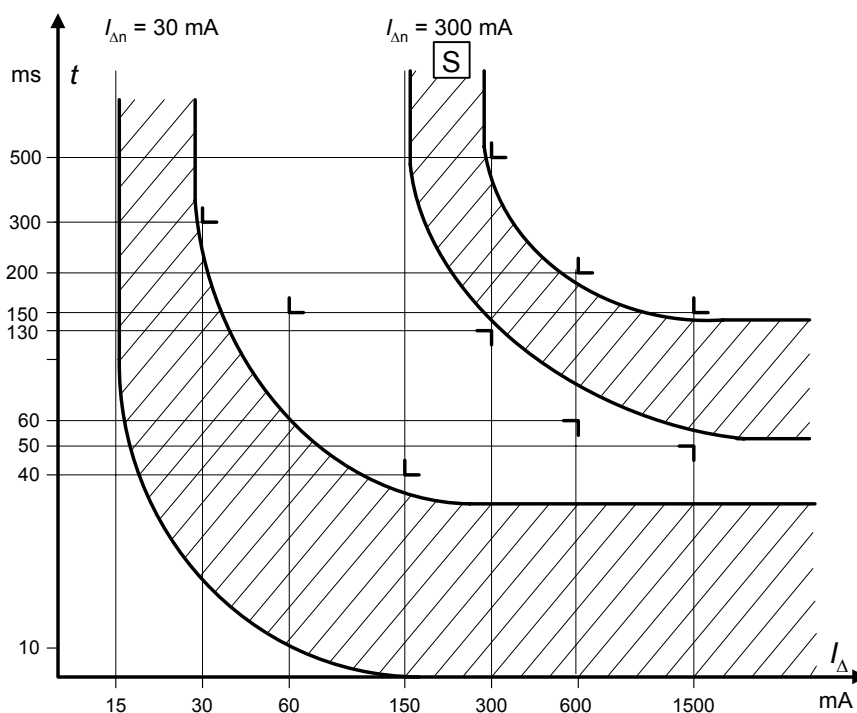
¹ Przyjmowanie tej wartości ($20I_n$) aktualnie jest uprawnione, bo na rynku są wyłączniki o charakterystyce D tylko takie, których prąd niezadziałania wynosi $10I_n$, a prąd zadziałania – $20I_n$. Jednakże norma przedmiotowa wymaga by wyłączniki D miały prąd niezadziałania co najmniej $10I_n$, a prąd zadziałania co najwyżej $50I_n$. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby pojawiły się wyłączniki D na przykład o prądzie niezadziałania $20I_n$ i prądzie zadziałania $40I_n$.

Prąd wyłączający **wyłączników różnicowoprądowych** bezzwłocnych i krótkozwłocnych o wyzwaniu typu AC przez wiele ostatnich lat przyjmowano jako równy znamionowemu prądowi różnicowemu zadziałania $I_a = I_{\Delta n}$ (tabl. 7), nie zwracając uwagi na największy dopuszczalny czas wyłączania przy tym prądzie (rys. 22), gwarantowany przez producenta zgodnie z normą: 0,3 s dla wyłącznika bezzwłocznego i krótkozwłocznego, 0,5 s przy $I_{\Delta n}$ i 0,2 s przy $2I_{\Delta n}$ dla wyłącznika selektywnego (zwłocznego).

Tablica 7. Prąd wyłączający I_a wyłączników różnicowoprądowych według dotychczasowych zasad

Rodzaj wyłącznika	Prąd wyłączający I_a
Wyłączniki bezzwłoczne i krótkozwłoczne o wyzwaniu AC	$I_{\Delta n}$
Wyłączniki bezzwłoczne i krótkozwłoczne mrozo odporne AC	$1,25I_{\Delta n}$
Wyłączniki wybiórcze (selektywne) o wyzwaniu AC	$2I_{\Delta n}$
Wyłączniki bezzwłoczne o wyzwaniu A	$1,4I_{\Delta n}$
Wyłączniki bezzwłoczne o wyzwaniu B	$2I_{\Delta n}$

Jak widać, te wartości mogą w pewnych warunkach przekraczać największy dopuszczalny czas wyłączania zasilania obecnie określony przez normę (tabl. 4). Ponadto wyłączniki o wyzwaniu typu A oraz B mogą mieć prąd wyłączający znacznie większy niż znamionowy prąd różnicowy zadziałania.



Rys. 22. Zestawienie pasmowych charakterystyk czasowo-prądowych dwóch wyłączników różnicowoprądowych: bezzwłocznego $I_{\Delta n} = 30$ mA i selektywnego $I_{\Delta n} = 300$ mA

Nowa norma [8, 9] wyraźnie stanowi, że podane wartości czasu wyłączania dotyczą też urządzeń różnicowoprądowych, a zatem ich prąd wyłączający I_a może być większy niż znamionowy prąd różnicowy zadziałania $I_{\Delta n}$. Nie wolno bezwiednie przyjmować $I_a = I_{\Delta n}$, lecz właściwą wartość I_a należy odczytać z charakterystyki wyzwania $t = f(I_{\Delta})$ wyłącznika. W braku danych norma **zaleca** przyjmować $I_a = 5I_{\Delta n}$ (411.4.4. Uwaga, 411.5.3 Uwaga 4, 411.6.4 Uwaga 4), co jednak nie zawsze jest konieczne, a czasem nie wystarcza, jak wynika z danych zawartych w tabl. 8 [15, 16]. Ta

zmiana podejścia nie ma praktycznie znaczenia w najbardziej rozpowszechnionym układzie TN, w którym prądy zwarć L-PE są setki i tysiące razy większe niż jakkolwiek określone prądy wyłączające wyłączników różnicowoprądowych.

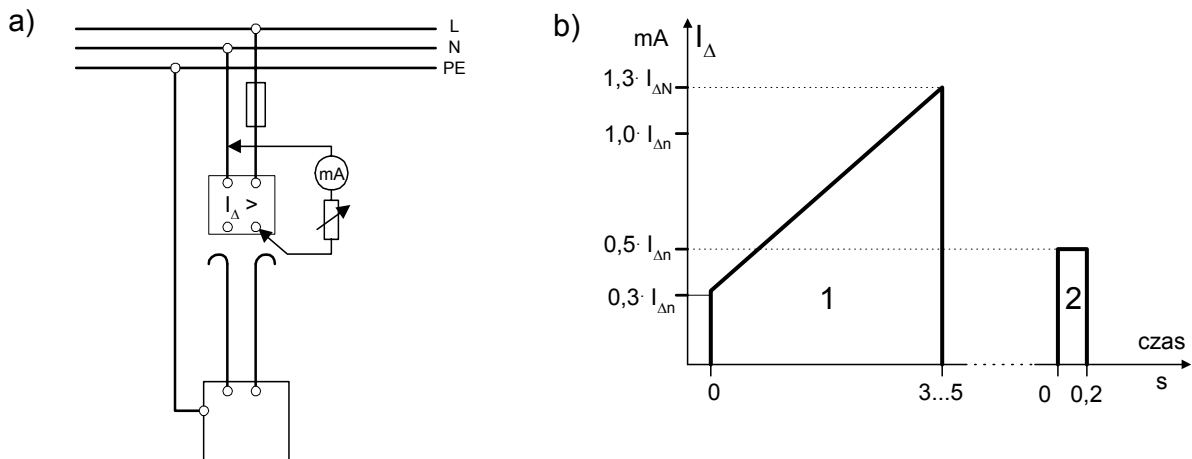
Tablica 8. Prąd wyłączający wyłączników różnicowoprądowych o różnych charakterystykach wyzwalania w zależności od wymaganego czasu samoczynnego wyłączenia zasilania [15, 16]

Wymagany czas wyłączenia zasilania [s]	Prąd wyłączający I_a wyrażony krotnością znamionowego prądu różnicowego zadziałania $I_{\Delta n}$					
	RCD bezzwłoczne i krótkozwłoczne			RCD selektywne o zwłocze 0,06 s		
	AC	A (30 mA)	B	AC	A	B
0,04	5	7 lub 12 ^a	10	—	—	—
0,07	5	7 lub 12 ^a	10	—	—	—
0,1	5	7 lub 12 ^a	10	—	—	—
0,2	2	4	4	2	2,8	4
0,3	1	2	2	2	2,8	4
0,4	1	2	2	2	2,8	4
0,8	1	2	2	1	1,4	2
1	1	2	2	1	1,4	2
5	1	2	2	1	1,4	2

^a – Według danych producenta: albo $7I_{\Delta n}$, albo 0,35 A ($\approx 12I_{\Delta n}$)
 Podane krotności dotyczą prądu różnicowego przemiennego przy wyzwalaniu AC, prądu pulsującego stałego – przy wyzwalaniu A, prądu stałego o pomijalnym tętnieniu – przy wyzwalaniu B.
 Cyfry czerwone dotyczą obwodów odbiorczych $I_n \leq 32$ A o napięciu $120\text{ V} < U_o \leq 230\text{ V}$ odpowiednio TT (0,2 s) oraz TN (0,4 s).
 Pola żółte dotyczą rzadkich przypadków, kiedy zalecenie $I_a = 5I_{\Delta n}$ jest niewystarczające.

Podobnie, jak w przypadku bezpieczników i wyłączników nadprądowych, prąd wyłączający I_a wyłączników różnicowoprądowych określa się na podstawie samych oględzin wyłącznika (odczytu danych znamionowych: znamionowego prądu różnicowego zadziałania, typu wyzwalania i zwłoczności). Należy też koniecznie odczytać oznaczenie wymaganego dobezpieczenia wyłącznika różnicowoprądowego (RCD) i sprawdzić, czy zwarciove zabezpieczenia obwodu spełnia wymaganie producenta RCD.

Wśród wymienionych urządzeń wyłączających urządzenia różnicowoprądowe wyróżniają się szczególnie dużą zawodnością [30]. Z tego powodu w ich przypadku i tylko w ich przypadku wymaga się sprawdzenia działania, czyli próby zdatności zabezpieczeniowej. Na użytkownikach spoczywa powinność sprawdzania wyłącznika przez okresowe naciśnięcie przycisku kontrolnego T. Nie jest to równoznaczne z potwierdzeniem prawidłowej wartości prądu wyłączającego, bo człon kontrolny wymusza prąd różnicowy większy niż znamionowy prąd różnicowy zadziałania, nawet 2,5-krotnie większy ($2,5I_{\Delta n}$). Takie potwierdzenie powinno następować przy każdym sprawdzaniu odbiorczym i okresowym instalacji przez osobę wykwalifikowaną. Odbywa się to przez pomiar miernikiem rzeczywistego prądu różnicowego zadziałania albo przez sprawdzenie próbnikiem, że nie przekracza on przepisanej wartości. Zarazem sprawdza się wartość prądu niezadziałania, co pozwala zapobiegać zbędnym zadziałaniom.



Rys. 23. Pomiar rzeczywistego różnicowego prądu zadziałania (1) oraz próba niezadziałania przy prądzie $0,5I_{\Delta n}$ (2):
a) układ pomiarowy; b) przebieg w czasie wartości skutecznej prądu pobierczego

W przypadku wyłączników o typie wyzwalania AC wystarczające jest następujące badanie próbnikiem:

a) Przykłada się prąd narastający stopniowo, w ciągu $3 \div 5$ s, od wartości $0,3I_{\Delta n}$ do wartości $I_{\Delta n}$, sprawdzając, czy wyłącznik zadziała. Nagłe przyłożenie prądu $I_{\Delta n}$ na przeciąg $0,2$ s jest mniej miarodajną wersją tej czynności, bo sprzyja wyzwoleniu wyłącznika, a w rzeczywistych warunkach zagrożenia prąd różnicowy może przecież zwiększać się płynnie. Aby wyeliminować możliwość pobudzenia wyłącznika przez przebieg przejściowy prądu tuż po jego załączeniu, powinno ono następować w chwili spodziewanego przejścia prądu przez zero.

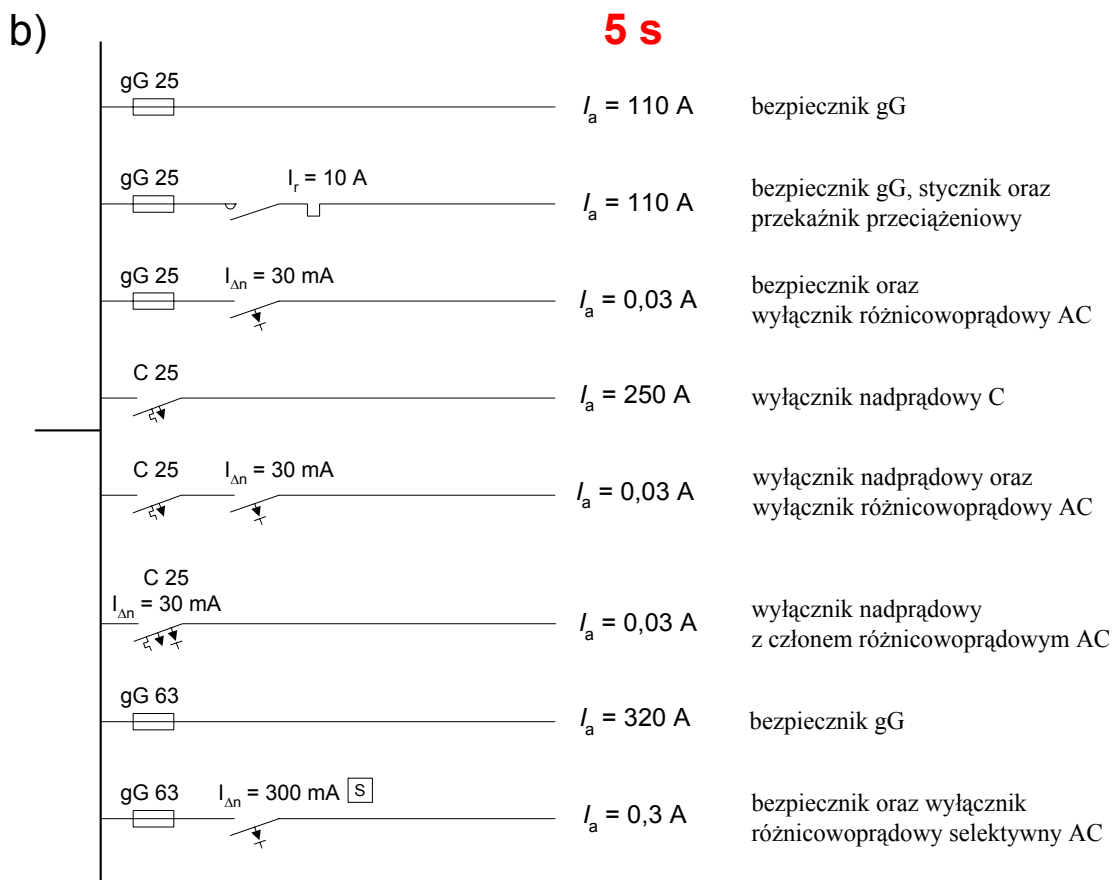
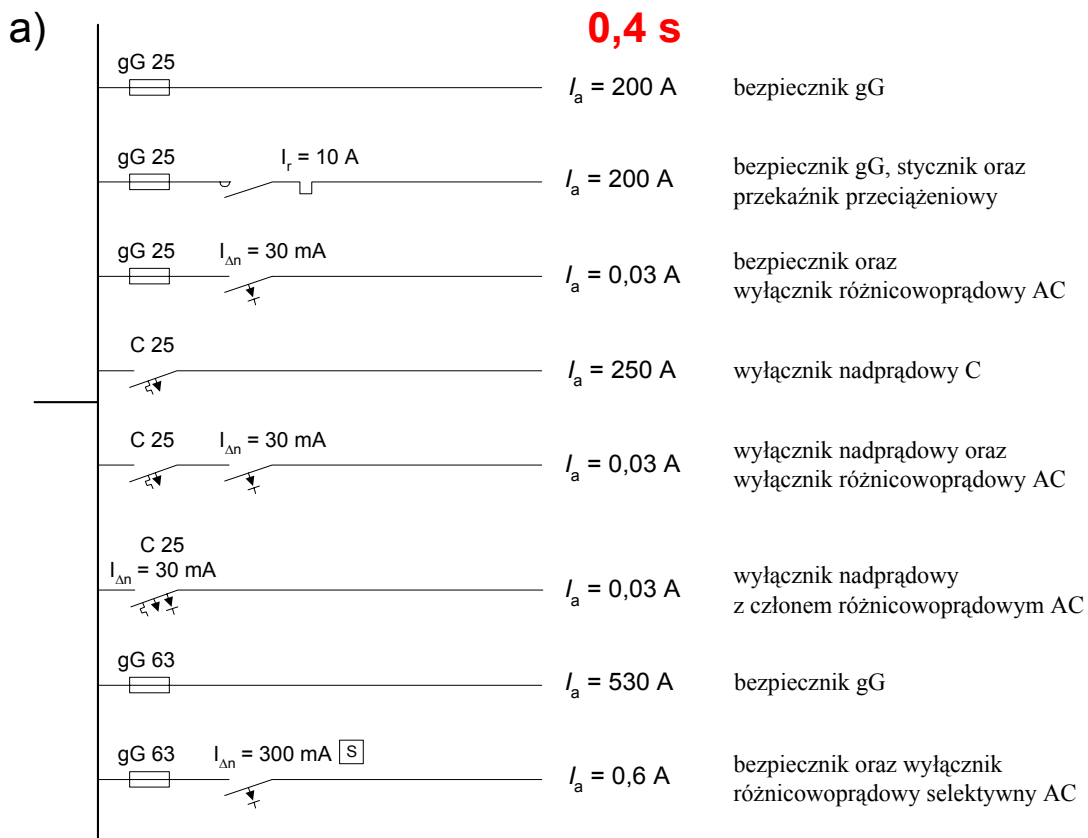
b) Przykłada się nagle prąd $0,5I_{\Delta n}$ na przeciąg co najmniej $0,2$ s sprawdzając, czy wyłącznik nie zadziała.

Podobnej procedury wypada przestrzegać przy pomiarze miernikiem rzeczywistego różnicowego prądu zadziałania (rys. 23) zwiększając płynnie wartość prądu od $0,3I_{\Delta n}$ do $1,3I_{\Delta n}$. Najbardziej prawdopodobna wartość rzeczywistego prądu zadziałania jest zbliżona do średniej geometrycznej wartości granicznych dopuszczalnego pasma rozrzutu:

$$\sqrt{(0,5I_{\Delta n}) \cdot (1,0I_{\Delta n})} \approx 0,71I_{\Delta n} \quad (2)$$

Jest pokusa, aby wykonywać również pomiar czasu wyłączenia wyłączników różnicowoprądowych. Taką zasadę zapisano w części ogólnej normy [6, 7] w dwóch zbliżonych sytuacjach: w przypadku stosowania w nowej instalacji wyłączników z odzysku oraz w przypadku rozbudowy lub przebudowy instalacji, jeżeli wcześniej zainstalowane wyłączniki różnicowoprądowe mają służyć również do wyłączania obwodów, których dotyczy rozbudowa lub przebudowa. Zasadę pomiaru czasu wyłączenia RCD słusznie odrzuciły w całości bądź w części liczne kraje: Francja, Niemcy, Włochy, Polska (przy sprawdzaniu okresowym), Hiszpania. O zdatności zabezpieczeniowej wyłącznika różnicowoprądowego świadczy pozytywny wynik sprawdzenia rzeczywistego prądu różnicowego zadziałania, a pomiar bliżej nieokreślonego „czasu wyłączenia” niczego interesującego nie wnosi.

Z różnych powodów zdarza się, że w tym samym obwodzie instaluje się **więcej niż jedno urządzenie wyłączające** zdolne dokonywać samoczynnego wyłączenia zasilania dla celów ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej. Niezależnie od tego, ile jest w obwodzie urządzeń stanowiących zabezpieczenie nadprądowe bądź różnicowoprądowe i jaki był główny zamysł ich umieszczenia tamże, każdemu z nich można przypisać wartość prądu wyłączającego I_a . Przy sprawdzaniu skuteczności ochrony dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) w tym obwodzie wystarczy za podstawę przyjąć wartość prądu wyłączającego I_a tego aparatu, dla którego wypada ona najmniejsza (rys. 24).



Rys. 24. Określanie prądu wyłączającego I_a w obwodach o kombinowanym wyposażeniu przy wymaganym czasie samoczynnego wyłączenia zasilania: a) 0,4 s; b) 5 s (wg tabl. 6 i 8 oraz rys. 17 i 18)

6.4. Zasady pomiaru impedancji pętli zwarciowej w układzie TN

Warunek samoczynnego wyłączenia zasilania w układzie TN jest spełniony, jeżeli zwarcie bezoporowe dowolnego przewodu fazowego z przewodem ochronnym PE (PEN) wywołuje przepływ prądu co najmniej równego prądowi wyłączającemu I_a poprzedzającego urządzenia wyłączającego, najbliższego w kierunku źródła. Powinien być spełniony następujący warunek wiążący prąd wyłączający I_a z napięciem fazowym instalacji U_o oraz impedancją pętli zwarciowej Z_s :

$$\frac{U_o}{Z_s} \geq I_a \quad (3)$$

Wymaganie to w zasadzie powinno być spełnione przy zwarciach u końca obwodu, w punktach najbardziej odległych od poprzedzającego urządzenia wyłączającego, np. w obwodach gniazd wtyczkowych – na końcu przyłączonego przewodu ruchomego. Nie wymaga się, aby było spełnione również w razie zwarcia we wnętrzu odbiornika, kiedy impedancję pętli zwiększa część uzwojenia silnika albo elementu grzejnego.

Zatem zgodność z postanowieniami normy w zasadzie należy sprawdzić (61.3.6.1 a) wykonując pomiar impedancji pętli zwarciowej pozwalający ocenić jedyną niewiadomą we wzorze (3). Jednakowoż pomiar ten norma pozwala (61.3.6.1a) zastąpić sprawdzeniem długości, przekroju i ciągłości przewodów ochronnych, jeżeli są dostępne obliczenia impedancji pętli zwarciowej potwierdzające spełnienie warunku samoczynnego wyłączenia zasilania. To poważne ułatwienie w sytuacjach, kiedy dysponuje się kompletną dokumentacją nowej instalacji elektrycznej, a w przypadku instalacji starszej – dokumentacją aktualizowaną w trakcie eksploatacji.

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w układzie TN nie jest też konieczny, jeśli urządzeniem wyłączającym jest urządzenie różnicowoprądowe o znamionowym prądzie różnicowym zadziałania $I_{\Delta n} \leq 500$ mA. Prąd wyłączający I_a jest wtedy tak mały, a największa dopuszczalna impedancja pętli zwarciowej Z_s tak duża, że warunki skuteczności ochrony z natury rzeczy są spełnione, jeśli tylko jest zachowana ciągłość połączeń ochronnych. Sprawdzanie może się wtedy ograniczyć do sumiennej kontroli poprawności i ciągłości połączeń przewodów ochronnych.

Ponadto, jeżeli w jakikolwiek sposób warunek samoczynnego wyłączenia zasilania został sprawdzony tuż za urządzeniem różnicowoprądowym, to skuteczność ochrony w miejscach położonych bliżej odbiorników wolno wykazać poprzez samą kontrolę ciągłości przewodów ochronnych (61.3.6.1a).

Jeśli warunki skuteczności samoczynnego wyłączenia zasilania **nie są spełnione** (a nie: „są niewystarczające”, jak błędnie napisano w tekście polskim 61.3.6.3), to taką usterkę można łatwo naprawić wykonując połączenia wyrównawcze dodatkowe i potwierdzając ich skuteczność w sposób podany w rozdz. 415.2 normy [9]. Inaczej mówiąc – jeżeli nie dochodzi do samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie, to utrzymujące się napięcia dotykowe nie powinny przekraczać wartości dopuszczalnej długotrwale i to wystarczy potwierdzić, by pozytywnie ocenić stan ochrony.

W załączniku C (**informacyjnym!**) norma [6, 7] objaśnia, jak można uwzględnić to, że przewody w warunkach rzeczywistego zwarcia nagrzewają się wskutek przepływu prądu zwarciowego i mają większą rezystancję niż podczas pomiaru impedancji pętli małym prądem. Zjawisko to zachodzi przy zwarciach wielkoprądowych: zwarciach L-PE w układzie TN oraz dwumiejscowych zwarciach poprzez przewody PE w układzie IT. Przy pomiarze impedancji pętli zwarciowej metodą małoprądową norma zaleca uwzględnić zwiększenie rezystancji przewodów wskutek ich nagrzania (62.1.2 Uwaga 2, C.61.3.6.2) w taki sposób, by zamiast wymagania skuteczności ochrony wynikającego z najprostszego rozumowania:

$$Z_s \leq \frac{U_o}{I_a} \quad \text{lub} \quad I_a \leq \frac{U_o}{Z_s} \quad (4)$$

przyjmować formułę następującą:

$$Z_s \leq \frac{2}{3} \frac{U_o}{I_a} \quad \text{lub} \quad I_a \leq \frac{2}{3} \frac{U_o}{Z_s} \quad (5)$$

Oznaczałoby to wymaganie zwiększenia aż o 50% prądu zwarciovego pobudzającego zabezpieczenie nadprądowe dokonujące samoczynnego wyłączenia zasilania. W żaden sposób nie da się uzasadnić potrzeby takiego zaostrzenia wymagań wzrostem temperatury przewodów, powodującego zwiększenie ich rezystancji. Z kolei w obwodach o charakterze wyraźnie reaktancyjnym zależności (5) sugerowałyby wzrost reaktancji przewodów wskutek nagrzania, co jest absurdem.

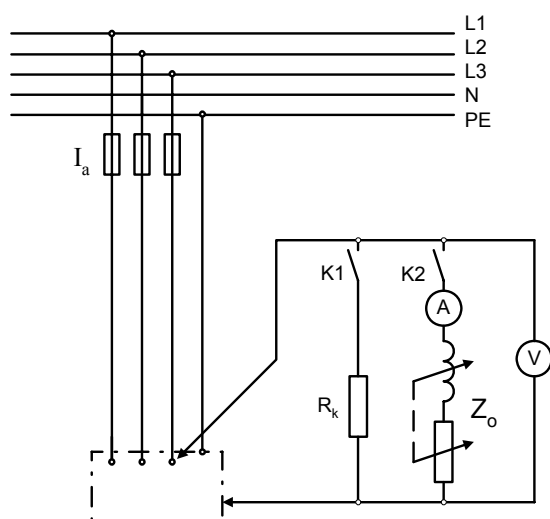
Ten ostry postulat pojawił się już wiele lat temu w niemieckich komentarzach i był tłumaczony dwoma powodami: wzrostem temperatury przewodów (+20%) oraz maksymalnym błędem roboczym ($\pm 30\%$) mierników impedancji pętli. To uzasadnienie jest bardziej logiczne, ale trzeba je rozpatrywać łącznie z problemem niepewności tego pomiaru (rozdział 1.8 referatu).

Autorzy normy mają świadomość, że to wymaganie jest przesadne, ale pozwala z dużym marginesem bezpieczeństwa i łatwo potwierdzić skuteczność ochrony w tych miejscach, gdzie jest ona zapewniona ze znacznym nadmiarem. W innych przypadkach zalecają w pętli zwarcioviej wyróżnić części, w których wzrost temperatury przewodów przy zwarciu jest bardzo różny (sieć poprzedzająca do złącza, kolejne linie rozdzielcze, linia odbiorcza) i osobno oceniać nagrzanie kolejnych linii rozdzielczych i linii odbiorczej w oparciu o całkę Joule'a wyłączenia zastosowanych zabezpieczeń nadprądowych. To zwodnicza porada, bo przewody zabezpieczone bezpiecznikami nagrzewają się najsilniej przy małoprądowych zwarciach oporowych, a nie przy dużym prądzie zwarciovym, kiedy wskaźnikiem miarodajnym jest całka Joule'a. Wystarczyłoby uwzględnić nagrzanie przewodów tylko w obwodzie, w którym rozpatruje się zwarcie L-PE (L-PEN). Obwody poprzedzające mają przewody o większym przekroju i ten sam prąd zwarciovym nagrzewa je w stopniu znacznie mniejszym. **Wystarczy wprowadzić poprawkę zwiększającą o 20% rezystancję przewodów obwodu, u końca którego dokonuje się pomiaru impedancji pętli zwarcioviej.** Omawiana okoliczność jest bez znaczenia, jeżeli urządzeniem wyłączającym jest urządzenie różnicowoprądowe.

6.5. Pomiar impedancji pętli zwarcioviej metodą sztucznego zwarcia

Większość mierników impedancji pętli zwarcioviej Z_s wykorzystuje zasadę „sztucznego zwarcia” z prądem probierczym I_o ograniczonym przez impedancję Z_o (rys. 25), nakładającym się w przewodzie fazowym na prąd roboczy wynikający z obciążenia sieci. Na impedancji pętli Z_s prąd probierczy wywołuje dodatkową **stratę napięcia** $I_o Z_s$, którą utożsamia się z różnicą wskazań woltomierza ($E - U_1$) przed i po zamknięciu łącznika K2. Wobec tego domniemywa się, że poszukiwana impedancja pętli jest równa

$$Z_s \approx \frac{E - U_1}{I_o} \quad (6)$$

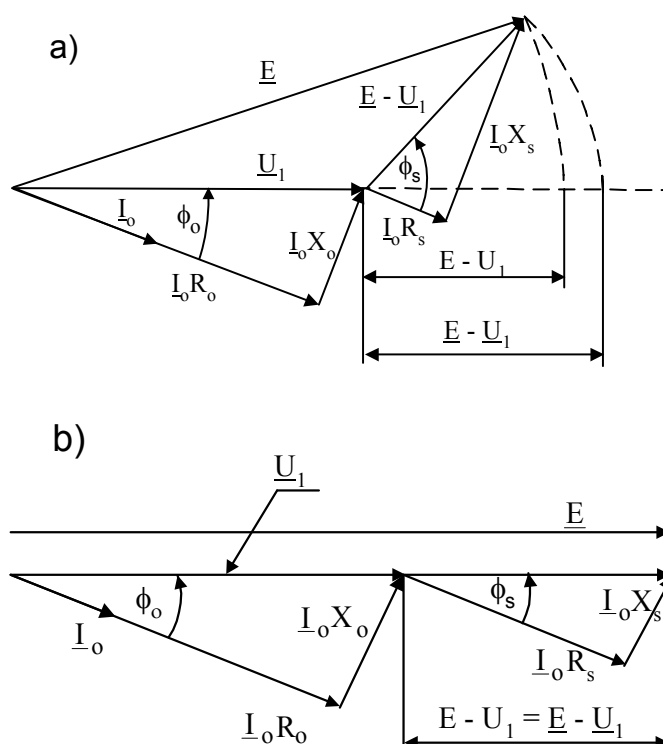


Rys. 25. Zasada pomiaru impedancji pętli zwarcia L-PE w układzie TN

R_k – rezystor o dużej rezystancji ($\geq 10 \text{ k}\Omega$) do wstępnej kontroli ciągłości pętli,
 Z_o – impedor o stałej impedancji i nastawianym argumentem (stosunku R/X)

Przed przystąpieniem do pomiaru sprawdza się, przez naciśnięcie przycisku K1, czy jest zachowana ciągłość połączeń ochronnych. Duża różnica napięć ($E - U_1$) przed i po naciśnięciu tego przycisku świadczy o naruszeniu ciągłości połączeń ochronnych i sygnalizuje, że kontynuowanie pomiaru (przez zamknięcie łącznika K2) zagraża porażeniem.

Strata napięcia $I_0 Z_s$ (różnica geometryczna napięć $(E - U_1)$) powinna być równa spadkowi napięcia (różnicy arytmetycznej) i w tym celu argument ϕ_0 impedancji obciążeniowej Z_0 miernika powinien być możliwie bliski argumentowi ϕ_s mierzonej impedancji pętli zwarciowej Z_s (rys. 26). Są wtedy w fazie trzy wskazazy: E , U_1 oraz $I_0 Z_s$. Wskazany jest zatem miernik z impedorem o nastawianym argumentcie ϕ_0 przy stałej impedancji Z_0 . Pomiar powtarza się kilkakrotnie, przy różnym nastawieniu wartości argumentu, a największy odczytany wynik jest wynikiem najdokładniejszym. Wyrażna niezgodność argumentów obu impedancji powoduje duży ujemny błąd pomiaru (rys. 27), czyli duży błąd w kierunku niebezpiecznym; może on przekraczać nawet 60%.

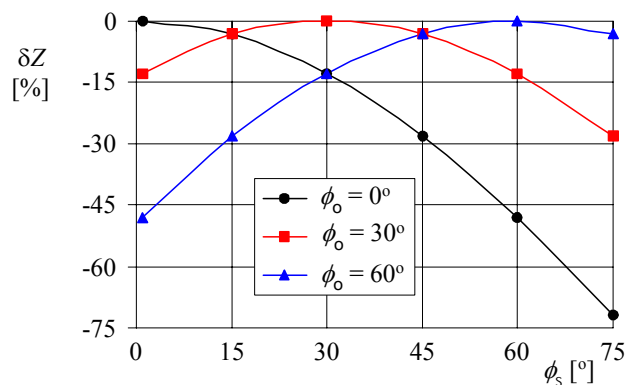


Rys. 26. Wpływ argumentu ϕ_0 impedancji obciążenia miernika na wynik pomiaru: a) niezgodność argumentów impedancji obciążenia Z_0 i impedancji pętli Z_s , tzn. $\phi_0 \neq \phi_s$; b) zgodność argumentów impedancji obciążenia Z_0 i impedancji pętli Z_s , tzn. $\phi_0 \approx \phi_s$

Praktyczne realizacje tej zasady pomiaru różnią się przede wszystkim:

- wartością prądu pomiarowego I_0 – z tego punktu widzenia wyróżnia się mierniki małoprądowe $I_0 < 1$ A, średnioprądowe $1 \text{ A} \leq I_0 < 30$ A i **wielkoprądowe** $I_0 > 30$ A (nawet $I_0 > 100$ A),
- rodzajem prądu pomiarowego – prąd stały wyprostowany jednopółkwo, **prąd przemienny**,
- czasem przepływu prądu pomiarowego – jeden półokres, jeden okres, **kilka okresów**, dłużej,
- rodzajem impedora obciążeniowego – zwarcie tylko przez rezystor, zwarcie dwukrotne przez rezystor i przez reaktor, zwarcie przez impedor o określonym argumentcie, **zwarcie przez impedor o stałej impedancji i nastawianym argumentcie**.

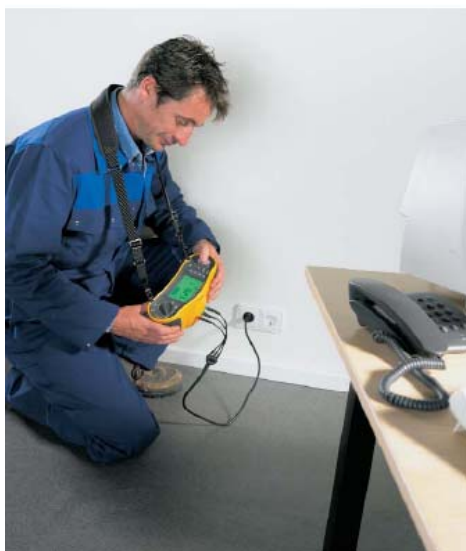
Zespół właściwości wyróżnionych **czcionką bold** kwalifikuje miernik do pomiarów w sytuacjach najbardziej kłopotliwych – w pobliżu stacji zasilających, kiedy impedancja pętli jest mała i ma charakter indukcyjny.



Rys. 27. Częstkowy błąd pomiaru impedancji pętli zwarciowej wywołany niezgodnością argumentów impedancji pętli oraz impedancji obciążeniowej miernika.

Warunki: napięcie o pomijalnym odkształceniu, impedancja pętli $Z_s = 1 \Omega$ o argumentcie $\phi_s = 0 \dots 75^\circ$, impedancja obciążeniowa $Z_o = 20 \Omega$ o nastawialnym argumentcie $\phi_o = 0^\circ; 30^\circ; 60^\circ$.

W głębi instalacji o małym przekroju przewodów (rys. 28), gdzie impedancję pętli można utożsamiać z jej rezystancją ($X/R \rightarrow 0$) i jest ona duża, rzędu nawet jednego oma, można ją mierzyć wystarczająco dokładnie dość dowolnym miernikiem.



Rys. 28. Pomiar rezystancji pętli zwarciowej w obwodzie gniazd wtyczkowych

Natomiast **w pobliżu głównych punktów zasilających** sieć przemysłową trzeba postępować bardzo rozważnie. Potrzebny jest miernik wielkopiętrowy o nastawianym argumentcie impedancji bądź w inny sposób gwarantujący wystarczającą dokładność pomiaru małych **impedancji** pętli zwarciowej.

Mierniki rezystancji pętli zwarciowej metodą sztucznego zwarcia pojawiły się w Niemczech przed II wojną światową. Od tego czasu mierniki rezystancji bądź impedancji pętli są konstruowane do stosowania w instalacjach zasilanych z sieci o dużej mocy (o napięciu dość sztywnym i o małym stopniu odkształcenia napięcia). Stąd wątpliwości, czy i w jakim zakresie mogą one być stosowane w instalacjach zasilanych ze źródeł o ograniczonej mocy, np. **w instalacjach zasilanych z bezprzerwowych zasilaczy statycznych UPS**. Jest to możliwe, zwłaszcza w przypadku UPS wyższej klasy (VFI SS 111 bądź VFI SS 211) pod pewnymi warunkami. Prąd czerpany z UPS (prąd obciążenia roboczego + prąd pomiarowy) nie powinien przekraczać największego prądu dopuszczalnego krótkotrwale i tym samym powinien być znacznie mniejszy niż wartość prądu pobudzająca ogranicznik prądu wyjściowego UPS.

Tablica 9. Wyniki pomiaru impedancji pętli zwarciowej w instalacji zasilanej z trójfazowego zasilacza bezprzerwowego UPS 30 kVA o obciążeniu wstępnym 70%

Tryb pracy UPS: ON INVERTER						
U_{L1-PE} = 228 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,31	0,32	0,23	0,26	0,31	0,29
I_{sc} [A]	782	752	1050	932	775	858
R [Ω]	0,22	0,20	0,20	0,22	0,22	0,21
X_L [Ω]	0,21	0,24	0,09	0,12	0,22	0,18
Tryb pracy UPS: ON BATTERY						
U_{L1-PE} = 229 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,31	0,27	0,25	0,25	0,26	0,27
I_{sc} [A]	783	874	942	964	904	893
R [Ω]	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
X_L [Ω]	0,19	0,15	0,10	0,09	0,12	0,13
Tryb pracy UPS: ON BYPASS (ELECTRONIC)						
U_{L1-PE} = 226 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,32	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32
I_{sc} [A]	743	764	753	761	753	755
R [Ω]	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
X_L [Ω]	0,13	0,12	0,13	0,12	0,13	0,13
Tryb pracy UPS: ON BYPASS (MANUAL)						
U_{L1-PE} = 227 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,29
I_{sc} [A]	841	848	833	838	838	840
R [Ω]	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
X_L [Ω]	0,03	0,03	0,06	0,04	0,06	0,04
Warunki pomiaru: w rozdzielnicy połączonej przewodem 5×6 mm ² z zaciskami wyjściowymi UPS. Obciążenie wstępne UPS: 70%. Miernik – METREL EUROTTEST 61557.						

Tablica 10. Wyniki pomiaru impedancji pętli zwarciowej w instalacji zasilanej z trójfazowego zasilacza bezprzerwowego UPS 30 kVA w stanie jałowym [7]

Tryb pracy UPS: ON INVERTER						
U_{L1-PE} = 230 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,39	0,38	0,36	0,41	0,37	0,38
I_{sc} [A]	618	633	665	589	641	629
R [Ω]	0,38	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
X_L [Ω]	0,10	0,10	0,04	0,19	0,09	0,10
Tryb pracy UPS: ON BATTERY						
U_{L1-PE} = 230 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,39	0,40	0,38	0,39	0,39	0,39
I_{sc} [A]	625	608	631	618	624	621
R [Ω]	0,37	0,38	0,38	0,38	0,37	0,38
X_L [Ω]	0,09	0,11	0,06	0,07	0,11	0,09
Tryb pracy UPS: ON BYPASS (ELECTRONIC)						
U_{L1-PE} = 229 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,36	0,36	0,37	0,35	0,37	0,36
I_{sc} [A]	663	667	646	695	645	663
R [Ω]	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34
X_L [Ω]	0,14	0,13	0,15	0,07	0,15	0,13
Tryb pracy UPS: ON BYPASS (MANUAL)						
U_{L1-PE} = 230 V						
Pomiar	1	2	3	4	5	Średnia
Z_s [Ω]	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
I_{sc} [A]	867	866	866	866	862	865
R [Ω]	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
X_L [Ω]	0,03	0,04	0,04	0,24	0,04	0,08
Warunki pomiaru: w rozdzielnicy połączonej przewodem 5×6 mm ² z zaciskami wyjściowymi UPS. Stan jałowy UPS. Miernik – METREL EUROTTEST 61557.						

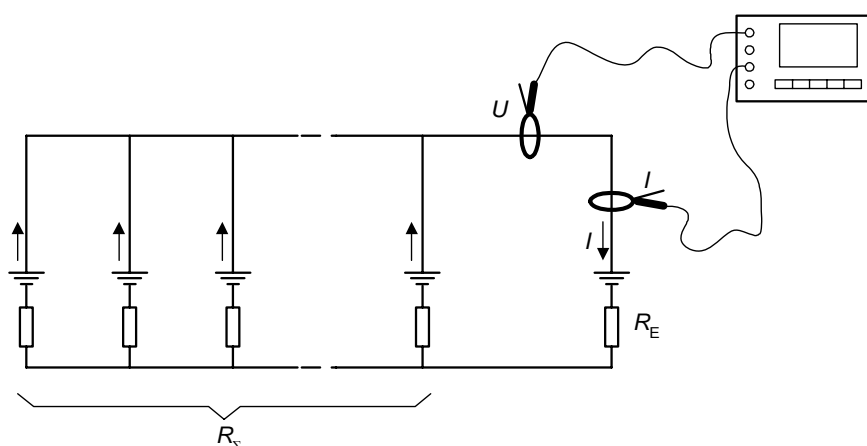
Zatem pomiar impedancji pętli w obwodzie zasilanym z UPS można wykonać standardowym miernikiem, jeżeli napięcie wyjściowe nie jest silnie odkształcone, a prąd wyjściowy jest mniejszy niż ograniczenie prądowe falownika. Ilustracją niech będą wyniki pomiarów (tabl. 9 i 10) wykonanych w ramach pracy dyplomowej w Politechnice Gdańskiej [32]. Dotyczą one instalacji zasilanej z 3-fazowego zasilacza bezprzewodowego UPS PARTNER 300 (COVER) 30 kVA/24 kW, $I_n = 43$ A, przeciążalność: $1,5I_n / 2$ s, $3,5I_n / 0,07$ s. Wyniki pomiarów są powtarzalne, drobne różnice wynikają z błędów metody pomiaru. Powtarzalne są też wyniki przy zasilaniu miernika z różnych faz instalacji. Wyniki zostały potwierdzone przez jednocześnie rejestrowane oscylogramy prądu zwarciovego. Analogiczne serie pomiarów wykonano w głębi instalacji zasilanej z UPS, u końca obwodu jednofazowego o długości 100 m, wykonanego przewodem $1,5 \text{ mm}^2$. Podobne serie pomiarów wykonano w instalacji zasilanej z jednofazowego zasilacza UPS o mocy 5 kVA.

W instalacji zasilanej z UPS wyniki są mniej korzystne w stanie jałowym zasilacza (tabl. 10) ze względu na mniejszą siłę elektromotoryczną nastawioną wtedy przez jego automatykę. Kontrolne pomiary impedancji pętli zwarciovowej powinny być zatem wykonywane w warunkach zbliżonych do stanu jałowego tym bardziej, że wtedy można dopuścić większy prąd pomiarowy bez obawy znacznego odkształcenia napięcia i/lub pobudzenia ogranicznika prądu wyjściowego.

6.6. Pomiar impedancji pętli uziemieniowej metodą cęgową

Nowa edycja normy [6, 7] wskazuje metodę cęgową jako jedną z dopuszczalnych metod pomiaru impedancji pętli zwarcia doziemnego (metoda B3 w załączniku B informacyjnym). Mimo rysunku, na którym wyraźnie widać cęgi, w polskim tekście jest mowa o *miarze rezystancji pętli uziemienia z użyciem zacisków prądowych*.

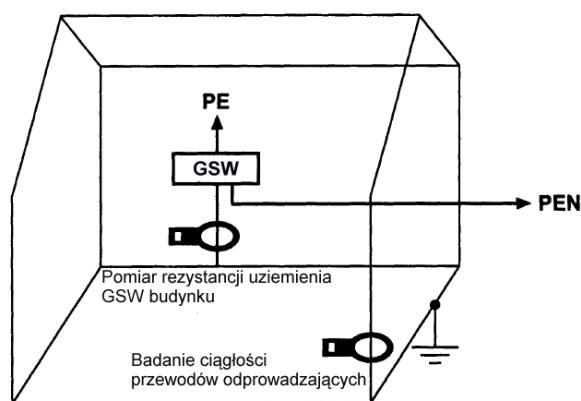
W zamkniętej pętli prądowej obejmującej co najmniej dwa uziomy (rys. 29) cęgowy transformator napięciowy (generator), obejmujący przewód uziemiający, indukuje nieduże napięcie o określonej częstotliwości, np. 32 V, 1367 Hz. Ze względu na czułość i dokładność pomiaru wybiera się częstotliwość raczej wysoką, ale nie będącą całkowitą wielokrotnością częstotliwości sieciowej. Częstotliwość nie powinna jednak być zbyt wysoka, by nie eksponować nadmiernie reaktancji pętli. Z kolei cęgowy przekładnik prądowy indukcyjny (odbiornik) mierzy płynący w pętli prąd o częstotliwości pomiarowej. Dla uniknięcia zakłóceń jedne i drugie cęgi powinny być oddalone od siebie co najmniej o kilkanaście centymetrów. Odległość tę można zmniejszyć używając cęgów w wykonaniu odpornym na wzajemne oddziaływania elektromagnetyczne.



Rys. 29. Pomiar impedancji pętli zwarcia doziemnego metodą cęgową

Iloraz napięcia i prądu miernik wskazuje jako **impedancję pętli** ($R_E + R_\Sigma$ na rys. 29). Jeżeli droga powrotna prądu pomiarowego zamyka się przez wiele równoległych połączonych uziomów o wypadkowej rezystancji uziemienia pomijalnie małej w porównaniu z rezystancją uziemienia badanego uziomu R_E , przez który przepływa całkowity prąd pomiarowy ($R_\Sigma \ll R_E$), to wynik po-

miaru można utożsamiać z **rezystancją uziemienia uziomu** R_E .



Rys. 30. Możliwości wykorzystania bardzo małej wypadkowej rezystancji uziemienia przewodu PEN sieci rozdzielczej TN jako uziemienia zamykającego pętlę prądową przy sprawdzaniu instalacji w budynku

Zatem metoda cęgowa może również służyć do pomiaru rezystancji uziemienia określonego uziomu, jeżeli ta rezystancja jest dominującym składnikiem impedancji utworzonej pętli zwarcia doziemnego. Dla celów pomiaru nie trzeba odłączać badanego uziomu ani wykonywać uziomów pomocniczych (sond pomiarowych). Pomiar jest możliwy w układzie TN, w którym badany uziom jest połączony z wielokrotnie uziemionym przewodem PE (PEN), wychodzącym z punktu neutralnego układu (rys. 30). W układzie TT podobne połączenie należałoby stworzyć na czas pomiaru. Metoda ma zastosowanie do wszelkich układów uziomowych, w tym odgromowych, a nie tylko do uziemień dla celów ochrony przeciwporażeniowej. Może też służyć do sprawdzania ciągłości przewodów ochronnych, przewodów wyrównawczych, przewodów uziemiających, zwodów i przewodów odprowadzających instalacji odgromowej.

Nie wszystkie dostępne na rynku mierniki cęgowe spełniają wymagania [13] stawiane pomiarem wykonywanym przy kontroli stanu instalacji i sieci, bo na przykład mają za duży zakres pomiarowy i/lub za małą dokładność. Ponadto nie zawsze producent precyzyjnie określa, na jaką wartość charakteryzującą przebieg prądu zmiennego (szczytową, skuteczną, średnią z wartości bezwzględnych) miernik reaguje, a ta informacja bywa potrzebna.

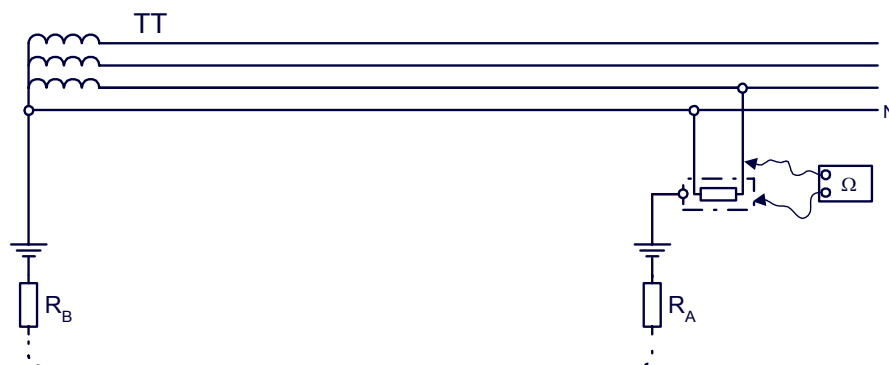
6.7. Pomiar impedancji pętli zwarciowej w układzie TT

Obecna wersja normy 60364-4-41 [8, 9] warunek skuteczności ochrony dodatkowej w układzie TT, w którym samoczynnego wyłączenia zasilania dokonują zabezpieczenia nadprądowe, formułuje identycznie jak dla układu TN:

$$Z_s \leq \frac{U_o}{I_a} \quad (7)$$

Obwód prądu zwarcia jednofazowego zamyka się przez ziemię, impedancja pętli Z_s obejmuje rezystancję uziemienia przewodu ochronnego R_A oraz rezystancję uziemienia roboczego układu zasilania R_B . Impedancja pętli Z_s jest stosunkowo duża (co najmniej kilka omów) i ma charakter rezystancyjny. Oba czynniki sprawiają, że jej pomiar jest łatwy, może być dokonywany pierwszym lepszym, byle rzetelnym, miernikiem rezystancji pętli zwarciowej (rys. 31). Pomiar można też wykonać metodą cęgową.

Na pierwszy rzut oka sprawa nie ma większego znaczenia praktycznego, bo niezwykle rzadkie – wręcz iluzoryczne – są sytuacje, kiedy do samoczynnego wyłączenia zasilania w klasycznym układzie TT, jak na rys. 31, wystarczają zabezpieczenia nadprądowe. Trzeba bowiem pamiętać, że jeśli pętla zwarcia doziemnego zawiera dwa szeregowo połączone uziomy niezależne o łącznej rezystancji co najmniej 5 Ω , to prąd zwarcioowy przy napięciu fazowym 230 V jest wyraźnie mniejszy niż 50 A.



Rys. 31. Sposób pomiaru rezystancji pętli zwarciowej w układzie TT

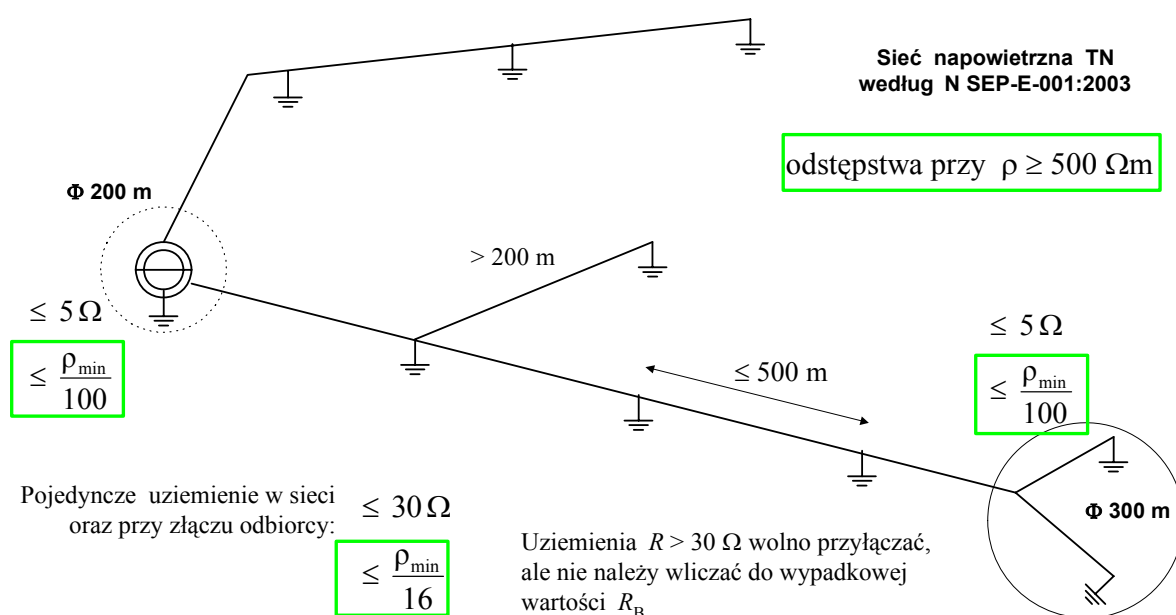
Inaczej być może wtedy, kiedy te dwa uziomy R_A i R_B są sprzężone rezystancyjnie, bo są usytuowane blisko siebie i/lub znajdują się w terenie bogato uzbrojonym. Rezystancję pętli tworzą wówczas nie ich rezystancje uziemienia względem ziemi odniesienia ($R_A + R_B$), lecz ich wartość sumaryczna po pomniejszeniu każdej z nich o rezystancję sprzężenia R_s , czyli $(R_A - R_s) + (R_B - R_s) = R_A + R_B - 2R_s$.

W skrajnym przypadku te dwa uziomy mogą być połączone metalicznie, umyślnie albo przypadkowo, a wtedy stanowią jeden uziom, którego rezystancja uziemienia względem ziemi odniesienia jest bez znaczenia z rozpatrywanego tu punktu widzenia, a istotna jest tylko impedancja pętli zwarciowej. Może to się zdarzyć na przykład wówczas, kiedy cały ten układ, łącznie ze stacją zasilającą, znajduje się w jednym budynku. W dawnej terminologii byłoby to „ukryte zerowanie” (*die verkappte Nullung*), ale obecnie nie można takiego układu zaliczyć do TN, bo ta pętla zwarciowa nie jest w całości złożona z przewodów. Zwłaszcza w takich sytuacjach odejście od wymiarowania rezystancji uziemienia przewodu ochronnego PE, na rzecz wymiarowania impedancji pętli zwarcia L-PE w układzie TT o szczególnej konfiguracji, jest potrzebne.

7. Sprawdzanie stanu uzemień

Sprawdzanie stanu ochrony w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia, tzn. w stacjach i przy stacjach SN/nn zasilających te sieci oraz w napowietrznych i kablowych liniach rozdzielczych niskiego napięcia, wymaga odwołania się do normy N SEP-E-001:2003 [17]. W normach PN nie ma kompletnych wymagań stawianych rozmieszczeniu i rezystancji uzemień w tych sieciach.

W Polsce przeważają, a powinny już bezwzględnie dominować sieci rozdzielcze niskiego napięcia o układzie TN. Pierwszorzędne znaczenie dla skuteczności ochrony w układzie TN mają uzziemienia punktów neutralnych źródeł zasilających (transformatorów, prądnic) oraz przewodów ochronno-neutralnych PEN i/lub przewodów ochronnych PE. Chodzi zarówno o rozmieszczenie uzemień w obrębie sieci rozdzielczej (rys. 32) i ewentualnie w obrębie instalacji odbiorczych, jak i o wartości rezystancji uzziemienia pojedynczych uzemień oraz wypadkowej rezystancji wszystkich uzemień równolegle połączonych. Kwestie te wymagają skrupulatnej kontroli, zwłaszcza przy badaniach odbiorczych po budowie i po przebudowie sieci.



Rys. 32. Wymagania stawiane rozmieszczeniu i rezystancji uzemień punktu neutralnego oraz przewodów PEN (PE) w sieci napowietrznej o układzie TN

Punkty neutralne uzwojeń transformatorów i prądnic, powinny być połączone z bezpośrednim uzziemieniem roboczym przy stacji lub w jej pobliżu. Rezystancja wypadkowa uzemień znajdujących się na obszarze koła o średnicy 200 m, zakreślonego dokoła każdej stacji zasilającej, nie powinna przekraczać 5 Ω . Ponadto pożądane są możliwie liczne uzziemienia przewodu PEN (PE) zwłaszcza w końcowych odcinkach linii rozdzielczych i w pobliżu złączy instalacji elektrycznych. W tym celu należy wykorzystywać zwłaszcza uziomy naturalne, i to niezależnie od wartości ich rezystancji uzziemienia.

W liniach napowietrznych o przewodach gołych bądź izolowanych przewodach jednożyłowych można obawiać się zerwania tylko jednego przewodu, a przewodem tym może być przewód PEN (PE). Z tego powodu przewód PEN (PE) takich linii nie powinien być zawieszony nad przewodem czynnym; dopuszcza się zawieszenie go tylko nad przewodem czynnym oświetlenia ulicznego. Zarówno z uwagi na obawę przerwania pojedynczego przewodu PEN (PE), jak i ze względu na warunki ochrony odgromowej linii, wymaga się uzziemienia przewodu PEN (PE) linii w odstępach wzdłuż trasy linii nie przekraczających 500 m. Wspomnianym liniom o przewodach gołych stawia się dalsze wymagania, które przyjmują charakter tylko zalecenia w przypadku linii o przewodach izolowanych wielożyłowych oraz w przypadku linii kablowych:

1) należy wykonać uzziemienia przewodu PEN (PE) na końcu każdej linii oraz na końcu każdego

- odgałęzienia o długości większej niż 200 m,
- 3) na obszarze koła o średnicy 300 m zakreślonego dokoła końcowego odcinka każdej linii i jej odgałęzień powinny znajdować się – połączone ze sobą w tym kole – uziemienia o wartości wypadkowej rezystancji nie przekraczającej 5Ω .

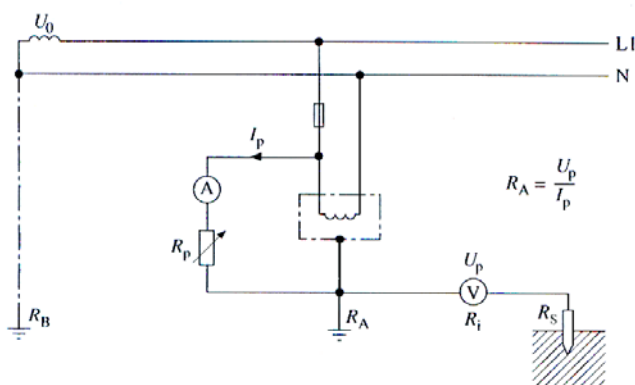
Rezystancja pojedynczych uziemień przewodu PEN (PE), o których wyżej mowa, nie powinna przekraczać 30Ω . Uziomy o większej rezystancji uziemienia mogą być przyłączane, ale nie powinny być uwzględniane przy obliczaniu rezystancji wypadkowej; nie wymaga się ich odłączania na czas pomiaru wypadkowej rezystancji uziemienia sieci R_B .

Jeżeli na terenie, na którym mają być wykonane uziemienia, najmniejsza stwierdzona rezystywność gruntu ρ_{\min} wynosi $500 \Omega\text{m}$ lub więcej ($\rho_{\min} \geq 500 \Omega\text{m}$), to dopuszcza się (rys. 32) złagodzenie powyższych wymagań: $\rho_{\min}/100$ zamiast 5Ω oraz $\rho_{\min}/16$ zamiast 30Ω .

Niezależnie od tego stawia się pewne wymagania **wypadkowej rezystancji uziemienia** R_B wszystkich uziemień przewodów PEN (PE) całej sieci. Wynikają one z dwóch powodów:

- Możliwość zwarcia doziemnego po stronie wysokiego napięcia stacji zasilającej, która ma wspólne uziemienie ochronne urządzeń wysokiego napięcia i uziemienie robocze sieci niskiego napięcia. Prąd uziomowy I_E płynie do ziemi przez wypadkową rezystancję uziemienia R_B wywołując napięcie $I_E \cdot R_B$ na przewodzie PEN (PE) względem ziemi. Napięcie to nie powinno przekraczać wartości dopuszczalnej [17], zależnej od czasu występowania.
- Możliwość zwarcia przewodu fazowego linii napowietrznej o przewodach gołych bezpośrednio z ziemią lub uziomem naturalnym nie połączonym z przewodem PEN (PE) sieci. W sieci 230/400 V opadnięcie gołego przewodu na ziemię nie powoduje zagrożenia poza miejscem tego zdarzenia. Natomiast wszelkie uziomy naturalne o rezystancji uziemienia mniejszej niż $3,6 \cdot R_B$, z którymi może wystąpić zwarcie przewodu fazowego linii 230/400 V w miejscu skrzyżowania lub zbliżenia, powinny być połączone z przewodem PEN (PE) linii.

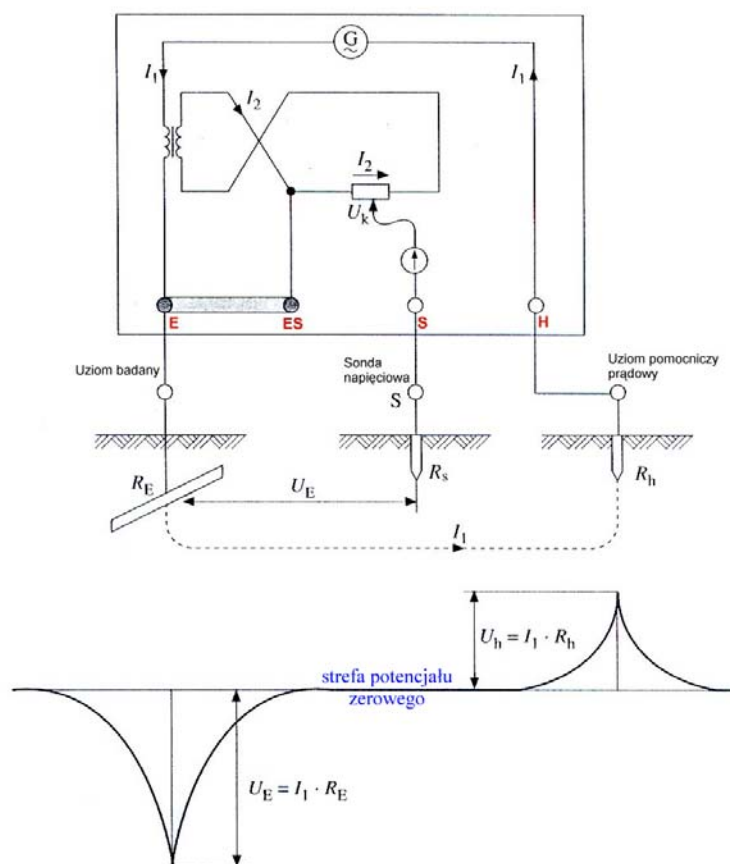
Pomiar rezystancji uziemienia w celu sprawdzenia skuteczności ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) w instalacji niskiego napięcia może być potrzebny zwłaszcza w instalacjach o układzie TT (pkt 411.5.3 normy [9]) oraz w układzie IT (pkt 411.6.4.b normy).



Rys. 33. Pomiar rezystancji uziemienia metodą techniczną w instalacji o układzie TT

Pomiar rezystancji uziemienia **metodą techniczną** z wykorzystaniem napięcia sieci polega na tym, że obwód prądowy złożony z uziemienia badanego R_A oraz uziemienia roboczego R_B sieci TT przyłącza się do nieuziemiazonego przewodu sieci poprzez rezystor umożliwiający wymuszenie prądu pomiarowego I_p o niedużej wartości, jednak nie mniejszej niż 5 A (rys. 33). Potrzebny jest uziom pomocniczy napięciowy (sonda napięciowa) usytuowana poza wytworzonym lejem potencjału uziomowego, czyli w strefie potencjału zerowego. Jeśli woltomierz ma rezystancję wewnętrzną rzędu megaomów, to nie stawia się wymagań odnośnie do rezystancji uziemienia sondy, wystarczy jej pograżenie do głębokości ok. $0,5 \text{ m}$. Iloraz wskazań woltomierza U_p oraz amperomierza I_p daje szukaną rezystancję uziemienia R_A . Wartość prądu pomiarowego należy zwiększać poczynając od

wartości bardzo małej, by uniknąć zagrożenia porażeniowego w razie przerwania przewodu uziemiającego. Metoda nie nadaje się do użycia w terenie bogato uzbrojonym, bo warunkiem poprawności pomiaru jest usytuowanie sondy napięciowej w strefie potencjału zerowego oraz brak napięcia zakłócającego wywołanego prądami błędzającymi o częstotliwości sieciowej.



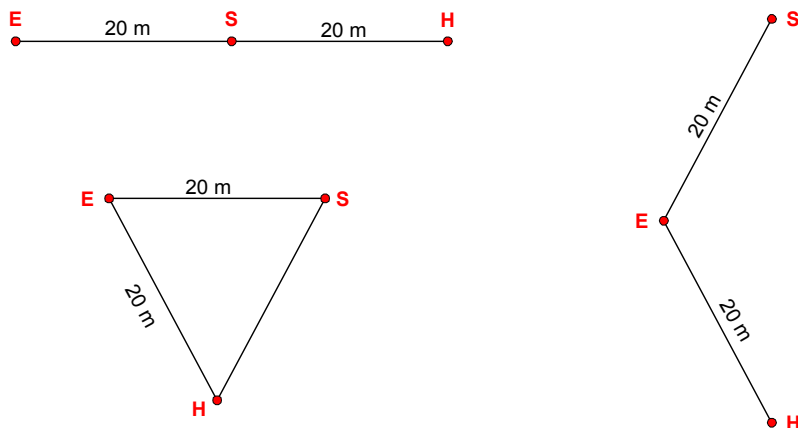
Rys. 34. Pomiar rezystancji uziemienia metodą kompensacyjną

Pomiar rezystancji uziemienia **metodą kompensacyjną** (rys. 34) pozwala na pomiar napięcia uziomowego bez pobierania prądu. Prądnicą prądu przemiennego G (rys. 34) wytwarza prąd pomiarowy, którego częstotliwość jest różna od częstotliwości sieciowej i jej harmonicznych (np. 65 Hz lub 135 Hz) w celu ograniczenia wpływu napięć zakłócających w obwodzie napięciowym. Zamiast woltomierza, jak na rys. 33, jest galwanometr, który doprowadza się do równowagi, kiedy napięcie kompensacyjne, transformowane z obwodu prądu pomiarowego, jest dokładnie równoważone przez przeciwnie skierowane napięcie uziomowe. Dzięki temu rezystancja uziemienia sondy napięciowej nie ma bezpośredniego wpływu na wynik pomiaru, chociaż może wpływać na czułość miernika.

Sonda napięciowa powinna znajdować się w strefie potencjału zerowego, poza lejami potencjału obu uziomów obwodu prądowego: uziomu badanego E oraz uziomu pomocniczego prądowego H . W zależności od oczekiwanej dokładności pomiaru należy przyjąć, że lej potencjału każdego uziomu rozciąga się na powierzchni ziemi na odległość równą od 2- do 4-krotnej wartości wymiaru charakterystycznego¹ l_{ch} tegoż uziomu: $(2 \div 4) \cdot l_{ch}$. Oba uziomy pomocnicze H i S względem uziomu badanego E mogą być usytuowane w linii prostej, w wierzchołkach trójkąta równobocznego lub tworząc kąt rozwarty (rys. 35). Jest pożądane, aby wzajemne ich odległości nie były mniejsze niż $(3 \div 5) \cdot l_{ch}$, a w żadnym razie nie powinny być mniejsze niż 20 m. W przypadku badania rozległych uziomów powierzchniowych wymiar $(2 \div 4) \cdot l_{ch}$ osiąga setki i tysiące metrów i uziomów pomocniczych nie da się wyprowadzić inaczej, jak za pomocą wyłączonych spod napięcia linii elektroener-

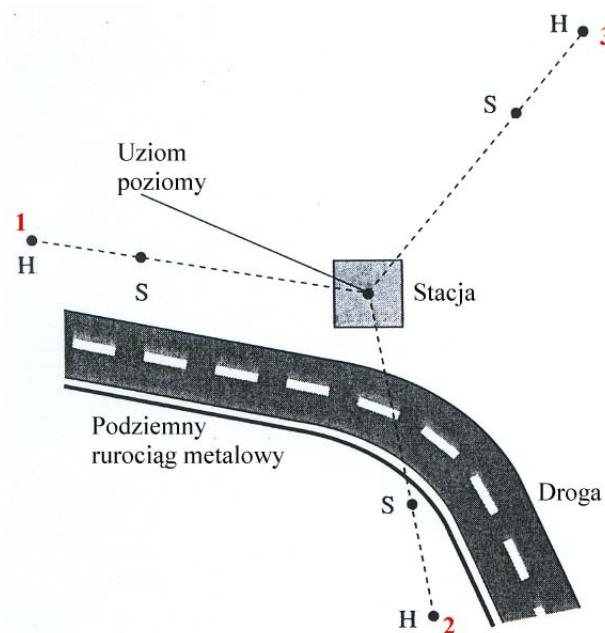
¹ Wymiar charakterystyczny uziomu – długość uziomu liniowego pionowego lub poziomego, przekątna bądź średnica terenu zajętego przez uziom poziomy powierzchniowy (kratowy, otokowy, fundamentowy).

getycznych.



Rys. 35. Przykłady poprawnego usytuowanie uziomów pomocniczych S oraz H względem uziomu badanego E i minimalne odległości między nimi

Nie zapewnią poprawnego wyniku pomiaru zalecane wyżej duże wzajemne odległości między trzema uziomami (E, H, S), jeżeli pomiędzy nimi w ziemi znajdują się metalowe rurociągi bądź inne instalacje o dużych wymiarach liniowych, deformujące oczekiwany przez ekipę pomiarową regularny rozkład potencjału i **zaniżające wynik pomiaru**. Jeżeli uzbrojenie terenu jest z grubsza znane, to uziomy pomocnicze najlepiej wyprowadzać w teren dziewiczy, nieuzbrojony. W przeciwnym razie trzeba pomiary powtarzać zmieniając usytuowanie uziomów pomocniczych i/lub zamieniając je rolami.



Rys. 34. Pomiar rezystancji uziemienia stacji SN/nn przy trzech różnych konfiguracjach rozmieszczenia uziomów pomocniczych

Na rys. 34 przedstawiono sytuację, w jakiej przeprowadzano pomiar rezystancji stacji SN/nn w pobliżu drogi, przy której był ułożony podziemny rurociąg metalowy [24]. Zdecydowano uziomy pomocnicze usytuować w linii prostej wykonując trzy pomiary, obracając każdorazowo tę prostą o kąt 120° . Za poprawny uznano wynik największy, otrzymany w wariantcie 3 usytuowania uziomów (rys. 34), czyli w kierunku oddalającym uziomy pomocnicze od drogi i rurociągu.

W pliku „Pytania_ odpowiedzi” są objaśnione liczne inne kwestie związane ze sprawdzaniem stanu uziemień w urządzeniach o różnym napięciu znamionowym.

Literatura

1. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane z późniejszymi zmianami. Tekst jednolity z dnia 2010-08-06 (<http://samorząd.lex.pl/akt.php?akt=Dz.U.2006.156.1118.html>).
2. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z dnia 15 czerwca 2002 r.) znowelizowane 12 marca 2009 r.
3. PN-93/E-05009/61 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Sprawdzanie. Sprawdzanie odbiorcze.
4. PN-IEC 60364-6-61:2000 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Sprawdzanie. Sprawdzanie odbiorcze.
5. PN-HD 384.6.61 S2:2006 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 6-61: Sprawdzanie – Sprawdzanie odbiorcze (oryg.).
6. PN-HD 60364-6:2007 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie (oryg.).
7. PN-HD 60364-6:2008 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie.
8. PN-HD 60364-4-41:2007 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przeciwporażeniowa (oryg.).
9. PN-HD 60364-4-41:2009 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
10. PN-IEC 60364-5-52:2002 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie.
11. PN-EN 60079-17:2008+AC:2008 Atmosfery wybuchowe – Część 17: Kontrola i konserwacja instalacji elektrycznych (oryg.).
12. PN-EN 62353:2008 Medyczne urządzenia elektryczne – Badania okresowe i badania po naprawie medycznych urządzeń elektrycznych (oryg.).
13. PN-EN 61557-... :... Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1 kV i stałych do 1,5 kV. Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych. Norma wieloarkuszowa.
14. ISO/IEC Guide 98-3:2008 Niepewność pomiaru. Część 3: Przewodnik wyrażania niepewności pomiarów (GUM:1995).
15. IEC 62423:2007 Type B residual current operated circuit-breakers with and without integral overcurrent protection for household and similar uses (Type B RCCBs and Type B RCBOs).
16. IEC/TR 60755:2008 General requirements for residual current operated protective devices.
17. N SEP-E-001:2003 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
18. DIN 18015-1:2007-09 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen.
19. DIN VDE 0105-100:2000 Betrieb von elektrischen Anlagen.
20. DIN VDE 0701/0702:2008-06 Prüfung nach Instandsetzung, Änderung elektrischer Geräte – Wiederholungsprüfung elektrischer Geräte – Allgemeine Anforderungen für die elektrische Sicherheit.
21. Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz. TAB 2000.
22. BGV A3 Unfallverhütungsvorschrift. Elektrische Anlagen und Betriebsmittel. 2005.
23. Baade W., Bonhagen S.: Prüfung elektrischer Anlagen nach DIN VDE 0100-600. Elektropraktiker, 2008, nr 9, s. 802-805.
24. Biegelmeier G., Kiefer G., Krefter K.-H.: Schutz in elektrischen Anlagen. Band 2: Erdungen, Berechnung, Ausführung und Messung. VDE-Schriftenreihe 81. VDE-Verlag, Berlin 1996.
25. Hering E.: Durchgangsprüfungen an Erdungsanlagen. Deutsches Kupferinstitut, Messungen und Prüfungen an Erdungsanlagen, Sonderdruck s 190. Elektropraktiker, 2005, nr 11.
26. Hering E.: Messungen von Erdungswiderständen. Deutsches Kupferinstitut, Messungen und Prüfungen an Erdungsanlagen, Sonderdruck s 190. Elektropraktiker, 2006, nr 9, 10 i 11.
27. Hörmann W.: Prüfung des Spannungsfalls. Elektropraktiker, 2009, nr 3, s. 193-196.
28. Musiał E.: Sprawdzanie instalacji elektrycznych niskiego napięcia. Przegląd treści oraz błędów

- tłumaczenia normy PN-HD 60364-6:2008. Miesięcznik SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, 2009, nr 118-1190 s. 24-54.
29. Musiał E.: Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach niskiego napięcia. Konsekwencje ustanowienia normy PN-HD 60364-4-41:2009. Miesięcznik SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, 2010, nr 129-130 s. 5-39.
 30. Musiał E., Czapp S.: Wyłączniki ochronne różnicowoprądowe. Niezawodność. Miesięcznik SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, 2008, nr 110-111, s. 3-40 (www.edwardmusial.info/pliki/rcd_03.pdf).
 31. Musiał E., Roskosz R.: Wyznaczanie prądu upływowego przez pomiar cząstkowych rezystancji izolacji w wielobiegowych obwodach instalacji. W: [Materiały Konferencyjne] XII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Bezpieczeństwo elektryczne”, Wrocław, 1999. Inst. Energoelekt. Polit. Wroc., SEP Oddz. Wrocław. 1999, t. I, s. 415-423.
 32. Przechowski A.: Badania i ocena skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach elektrycznych z bezprzerwowymi zasilaczami UPS. Praca dyplomowa pod kierunkiem dr. S. Czappa. Politechnika Gdańska, 2007.