

**OCHRONA OD PORAŻEŃ W INSTALACJACH I SIECIACH NISKIEGO NAPIĘCIA  
W ŚWIETLE AKTUALNYCH PRZEPISÓW I NORM.  
WSPÓLDZIAŁANIE DWÓCH RÓŻNYCH UKŁADÓW, W TYM TT I TN**

**Szkolenie dla członków Pomorsko-Kujawskiej Izby Inżynierów Budownictwa  
Bydgoszcz – Toruń – Włocławek, 26-27 listopada 2012 r.**

### **Streszczenie**

Tematem szkolenia zaproponowanym przez Pomorsko-Kujawską Izbę Inżynierów Budownictwa są aktualne zasady wiedzy technicznej w zakresie ochrony przeciwporażeniowej w elektroenergetycznych instalacjach i sieciach niskiego napięcia w zależności od ich układu: IT, TT czy TN (w tym TN-C, TN-S i TN-C-S). Z porównania rozwiązań stosowanych w tych układach rysują się różnice między nimi, zalety i wady każdego z tych układów, a zatem również – właściwy zakres stosowania każdego z nich. Osobnym problemem jest dopuszczalność i celowość współlistnienia różnych układów w obrębie tej samej sieci oraz warunki, na jakich może się to odbywać. Kolejnym trudnym problemem jest projektowanie uziemień stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn, tzn. obniżających napięcie ze średniego na niskie: wspólne czy oddzielne uziemienia funkcjonalne i ochronne urządzeń SN i nn oraz wymagania im stawiane. Okolicznością decydującą o optymalnym rozwiązaniu, o kosztach uziemień i całej stacji oraz o ciągłości zasilania odbiorców okazuje się wtedy sposób uziemienia punktu neutralnego sieci średniego napięcia.

## **1. Rys historyczny**

Układ elektroenergetyczny może mieć strukturę najprostszą i zawierać tylko jedno źródło energii i tylko jeden odbiornik, a może mieć strukturę bardzo złożoną, obejmującą wiele różnych źródeł i różnorodnych urządzeń odbiorczych, powiązanych w rozmaity sposób za pomocą przewodów, przekształtników i innych elementów. W każdym układzie można wydzielić obszary, na których wszystkie elementy są powiązane galwanicznie ze sobą i zarazem są oddzielone galwanicznie od innych obszarów. Części czynne każdego z tych obszarów z osobna – niezależnie od innych obszarów – mogą być od ziemi izolowane bądź określona część czynna może być z ziemią połączona bezpośrednio lub pośrednio, tzn. przez określoną impedancję. W razie potrzeby takie połączenie z ziemią wykonuje się w więcej niż jednym miejscu. W sytuacjach, w których ziemia *sensu stricto* nie jest dostępna, takie połączenia można wykonać z przewodzącym kadłubem statku wodnego, powietrznego lub kosmicznego czy pojazdu drogowego lub szynowego.

Obecność uziemienia funkcjonalnego (uziemienia roboczego) nie wpływa na zachowanie się układu elektroenergetycznego w stanach roboczych<sup>1</sup> ani w stanach zakłóceń obejmujących tylko nieuziemione przewody (tory, bieguny) czynne. Zarazem ma ona decydujący wpływ na zachowanie się układu w razie jednomiejscowego zwarcia z ziemią, przede wszystkim – na wartość prądu zwarcia doziemnego, na wartość ustalonego i/lub przejściowego przepięcia

---

<sup>1</sup> Wyjątkiem są układy, w których ziemia pełni rolę jednego z przewodów skrajnych (liniowych): SWER (ang. *single wire earth return*) – układ 1-fazowy SN w Ameryce Płn i Australii, DPZ (ros. ДПЗ – два провода и земля) – układ 3-fazowy SN w byłym ZSRR.

ziemnozwarciowego, na działanie zabezpieczeń, a zatem na łatwość detekcji, lokalizacji i selektywnego wyłączenia uszkodzonego fragmentu układu. Zważywszy, że jednomiejscowe zwarcia doziemne dominują w statystyce ogółu zwarć, brak uziemienia funkcjonalnego bądź jego obecność i sposób uziemienia mają duży wpływ na koszt inwestycyjny sieci lub instalacji, a jeszcze większy – na koszty eksploatacji.

Z tymi uwarunkowaniami i ich konsekwencjami nienajlepiej radzono sobie przez pierwsze ćwierćwiecze rozwoju elektroenergetyki (tabl. 1). Wprawdzie już od początku umiano wykorzystywać ziemię jako tor powrotny obwodu elektrycznego, ale stosunkowo nieduże wartości prądów, napięć i długości obwodów nie ujawniły podówczas możliwych pożytków uziemienia funkcjonalnego. W powijakach była dziedzina zabezpieczeń elektroenergetycznych, a kwestia ciągłości zasilania miała nieporównanie mniejsze znaczenie niż obecnie.

**Tablica 1.** Kalendarium ewolucji układów sieci oraz instalacji elektrycznych i stosowanych środków ochrony przeciwporażeniowej [12, 17, 19]

Rok	Wydarzenie
1880	USA – Prototyp układu rozdzielczego (Edison) do zasilania oświetlenia – układ prądu stałego 110 V jedнопrzewodowy z ziemią jako przewodem powrotnym. Po wypadkach rażenia zwierząt pomysł zarzucony na rzecz układu o trzech przewodach (L+, M, L-) izolowanych od ziemi.
1882	Niemcy – pierwsza linia przesyłowa wysokiego napięcia (Monachium – Bad Brook).
1882	Wielka Brytania – pierwsze wydanie przepisów o zapobieganiu pożarom od urządzeń oświetlenia elektrycznego <i>Rules and regulations for the prevention of fire risks arising from electric lighting</i> wydane przez <i>Society of Telegraph Engineers and of Electricians</i> .
1883	Niemcy – przepisy o zapobieganiu pożarom od urządzeń oświetlenia elektrycznego <i>Sicherheitsvorschrift für elektrische Beleuchtung</i> wydane przez <i>Verband Deutscher Privat-Feuer-Versicherungsgesellschaften</i> .
1883	USA – w Sunbury (Pensylwania) Edison uruchamia elektrownię i dwunapięciową sieć prądu stałego 220 V z przewodem środkowym (+110/M/-110 V).
1885	USA – uruchomienie przez General Electric elektrowni Folsom Power Mouse (Kalifornia) o mocy 3 MW zasilającej linią 11 kV oddalone o 35 km Sacramento.
1886	USA – w Great Barrington (Massachusetts) uruchomiono pierwszą sieć 1000 V prądu przemianowego, z transformatorami podwyższającymi i obniżającymi napięcie.
1891	Niemcy – pierwsza trójfazowa linia przesyłowa 8 kV o długości 175 km z elektrowni wodnej Lauffen do terenu Międzynarodowej Wystawy Elektrycznej we Frankfurcie nad Menem.
1891	USA – przyjęcie częstotliwości 60 Hz jako standardowej w USA (pomysł G. Westinghouse’a).
1895	Niemcy – pierwsze w świecie kompletne przepisy budowy urządzeń elektrycznych niskiego napięcia ( $\leq 250$ V) <i>Sicherheitsvorschriften für elektrische Starkstromanlagen</i> , ustanowienie przez VDE, pierwowzór normy DIN VDE 0100.
1895	Francja – przepisy budowy instalacji elektrycznych niskiego napięcia wydane przez zarząd miasta Paryża.
od 1896	Niemcy – pierwszy komentarz do przepisów VDE, pióra dr. C. L. Webera. Kolejne, tego samego autora, były wydawane przez następne 30 lat.
1896	Szwajcaria – przepisy budowy instalacji elektrycznych.
1897	USA – pierwsze wydanie <i>National Electrical Code</i> (NEC), zbioru przepisów budowy urządzeń elektrycznych, który po licznych nowelizacjach ukazuje się po dziś dzień.
od 1900	Niemcy – wprowadzanie układu 3-fazowego 500 V w hutach i kopalniach z powodu nieprzydatności w przemyśle ciężkim rozpowszechnionego do tego czasu napięcia 110 V.
od 1910	Europa kontynentalna – wprowadzenie i powolne upowszechnianie układu 3-fazowego 220/380 V w sieciach publicznych, czyli podwojenie napięcia zasilającego odbiorców komunalnych (z poziomu 100 V, 110 V, 115 V, 117 V, 120 V lub 127 V, zależnie od kraju).
1911	Francja – ustanowienie Publication 137 „ <i>Instructions concernant les conditions d’établissement des installations électriques de première catégorie dans les immeubles et leurs dépendances</i> ”. Kolejne nowelizacje: 1921, 1925, 1928, następnie NFC 11 (1930, 1951), a od roku 1956 kolejne wersje normy NFC 15-100.
1912	Oddanie do eksploatacji pierwszej linii przesyłowej 110 kV.

1913	USA – wprowadzenie w <i>National Electrical Code</i> zasady uziemienia roboczego punktu bądź przewodu neutralnego jedno- oraz trójfazowych sieci publicznych niskiego napięcia. Uziemiony przewód neutralny wyróżniony barwą białą.
1913	Niemcy – pierwsze wytyczne wymiarowania uziemień ochronnych <i>Leitsätze für Schutzerdungen</i> .
1913	Niemcy – na posiedzeniu Komisji ds. Uziemień wniosek stosowania zerowania ( <i>Nullung</i> ) jako środka ochrony od porażen, złożony przez firmę AEG.
1923	Oddanie do eksploatacji pierwszej linii przesyłowej 220 kV.
1923	Francja – wprowadzenie zasady uziemiania obudowy urządzeń elektrycznych.
1924	Niemcy – pierwsze wydanie przepisów stosowania uziemień i zerowania w urządzeniach niskiego napięcia ( <i>Leitsätze für Erdungen und Nullung bei Niederspannungsanlagen</i> ). Początkowo przyjęto w urządzeniach prądu przemiennego napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwale: 40 V dla ludzi i 20 V dla zwierząt hodowlanych.
1924	Wielka Brytania – 8. wydanie przepisów bezpieczeństwa, zawierające wymaganie uziemiania obudowy domowych urządzeń elektrycznych.
od 1925	Niemcy, Austria, Szwajcaria ( <i>Nullungsländer</i> ) – stopniowe wprowadzanie zerowania.
1927	Francja – wprowadzenie zasady uziemienia (roboczego) punktu neutralnego transformatora zasilającego sieć publiczną o napięciu znamionowym 150 V i większym.
1927	Szwajcaria – pierwsze wydanie przepisów Hausinstallationsvorschriften. Kolejne gruntowne nowelizacje: 1946, 1960, 1974 (obowiązująca do 1985 r.).
1928	Polska – IX zebranie plenarne Polskiego Komitetu Elektrotechnicznego przyjmuje normę PPNE/10–1928 Przepisy budowy i ruchu urządzeń elektrycznych prądu silnego (wydanie II – PNE/10–1932, wydanie III zmienione PNE/10–1932/46, drukowane w 1949 r.). W ostatnim wydaniu, z roku 1949, zapowiedź rychłego dopuszczenia w Polsce zerowania.
1930	Niemcy – definicja przewodu zerowego ( <i>Nullleiter</i> ), wzmianka o osobnym przewodzie zerującym ( <i>Nullungsleiter</i> ) w przewodach ruchomych zakończonych wtyczką wkładaną do gniazda wtyczkowego.
1933÷1936	Szwajcaria – przechodzenie w sieciach publicznych z układu 1-fazowego 2×125/250 V na 3-fazowy 220/380 V.
1946	Szwajcaria – pierwsza gruntowna nowelizacja przepisów Hausinstallationsvorschriften, wprowadzająca m.in. trzy systemy ochrony przez zerowanie w zależności od zakresu stosowania wspólnego przewodu zerowego i ochronnego: Nullung nach Schema I – przewód wspólny w sieci rozdzielczej do złącza; Nullung nach Schema II – przewód wspólny do odgałęzień instalacji mieszkaniowych; Nullung nach Schema III – przewód wspólny w całej instalacji.
1953	Niemcy – decyzja komisji VDE o celowości rozdzielenia przewodu zerowego ( <i>Nullleiter</i> ) na przewód ochronny ( <i>Schutzleiter</i> ) i środkowy ( <i>Mittelleiter</i> ) w instalacjach z zerowaniem.
1957	Niemcy, Włochy – oddanie do eksploatacji pierwszych linii przesyłowych 380 kV.
1958	Niemcy – rozpoczęcie debat o wariancie z osobnym przewodem ochronnym w instalacjach stałych z zerowaniem ( $< 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ), przyjętym ostatecznie w roku 1973.
od 1962	Wielka Brytania – wprowadzanie w ograniczonym zakresie systemu ochrony <i>protective multiple earthing</i> (PME), rozważanego od 25 lat, zbliżonego do obecnego układu TN-C-S. Upowszechnianie systemu od roku 1974, po rozwianiu początkowych zastrzeżeń.
od 1967	ZSRR, USA, Kanada – oddawanie do eksploatacji pierwszych linii przesyłowych 765 kV.
1970	Niemcy – wprowadzenie wymagania głównych połączeń wyrównawczych.
1972	Francja – dopuszczenie stosowania zerowania (Arrêté du 19 octobre 1972).
1983	IEC – decyzja o likwidacji różnorodności mało różniących się napięć użytkowych (220/380 V, 230/400 V, 240/415 V) i przejściu w skali światowej na jedno napięcie 230/400 V po 20-letnim okresie dostosowawczym, tzn. do roku 2003.
od 1984	Stopniowe wprowadzanie wymagania ochrony uzupełniającej za pomocą wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ( $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ ) w pomieszczeniach kąpielowych, kolejno w dokumentach DIN VDE, IEC, HD.
od 2005	IEC (2005), CENELEC (2007) – wymaganie ochrony uzupełniającej przy dotyku bezpośrednim za pomocą wyłączników różnicowoprądowych wysokoczułych ( $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ ) w obwodach gniazd wtyczkowych ( $I_n \leq 20 \text{ A}$ ) użytkowanych przez laików.

Przez wiele lat elektryfikację określonego obszaru (nawet części miasta) traktowano jako autonomiczną działalność gospodarczą na własnych zasadach technicznych. Do roku 1907 na terenie Paryża działało, niezależnie od siebie, sześć spółek elektroenergetycznych z własnymi elektrowniami i sieciami rozdzielczymi, a podobnie było w innych miastach Francji i w innych krajach. Bywało, że w sąsiednich miejscowościach, a nawet na sąsiednich ulicach stosowano różne, chociaż niekiedy bardzo zbliżone układy zasilania niskiego napięcia:

- prąd stały i prąd przemienny,
- prąd przemienny jednofazowy, dwufazowy (przesunięcie  $90^\circ$ ) i trójfazowy (przesunięcie  $120^\circ$ ),
- znamionowe napięcie jednofazowe 100 V; 110 V; 115 V; 117 V; 120 V; 127 V; 220 V; 240 V;
- znamionowe napięcie trójfazowe 120/208 V; 127/220 V; 220/380 V; 240/415 V; 277/480 V; 347/600 V;
- znamionową częstotliwość napięcia przemiennego 14,67 Hz; 25 Hz; 41,67 Hz; 50 Hz; 53,33 Hz; 60 Hz.

Przez ponad trzydzieści pierwszych lat rozwoju elektroenergetyki (1880-1913) sieci rozdzielcze i przesyłowe wszystkich napięć pracowały bez uziemienia funkcjonalnego. Tuż przed I wojną światową w USA i w Niemczech, a dopiero kilka lat po wojnie w innych krajach przyjęto zasadę skutecznego uziemienia punktu neutralnego publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia. Początkowo nie stosowano też uziemień ochronnych, bo nie widziano potrzeby ani możliwych sposobów rozwiązania ochrony na wypadek uszkodzenia izolacji, a prościej mówiąc – nie wymagano wtedy ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu). Wymaganie takie pojawiało się w różnych krajach dopiero w latach 1913-1923, zapewne opóźnione przez wojnę.

Dopiero w latach 20. ubiegłego wieku pojawiły się w Europie sieci rozdzielcze niskiego napięcia o układzie zbliżonym do dzisiejszego układu TT, a przedtem były niemal wyłącznie sieci o układzie zbliżonym do dzisiejszego układu IT. Równocześnie Niemcy zapoczątkowali stosowanie zerowania, czyli ochrony dodatkowej wymagającej układu sieci zbliżonego do dzisiejszego układu TN. Ten system przyjął się, poza Niemcami (D) w kilku innych krajach, przede wszystkim w Austrii (A) oraz Szwajcarii (CH) i te trzy kraje stworzyły z czasem zespół roboczy (D-A-CH lub DACH) wspólnie rozwiązujący problemy ochrony przeciwporażeniowej krajów z zerowaniem (niem. *Nullungsländern*). Równolegle w krajach anglojęzycznych przyjmowano podobny układ sieci i ochrony zbliżony do dzisiejszego układu TN-C-S różnie nazywany w poszczególnych krajach:

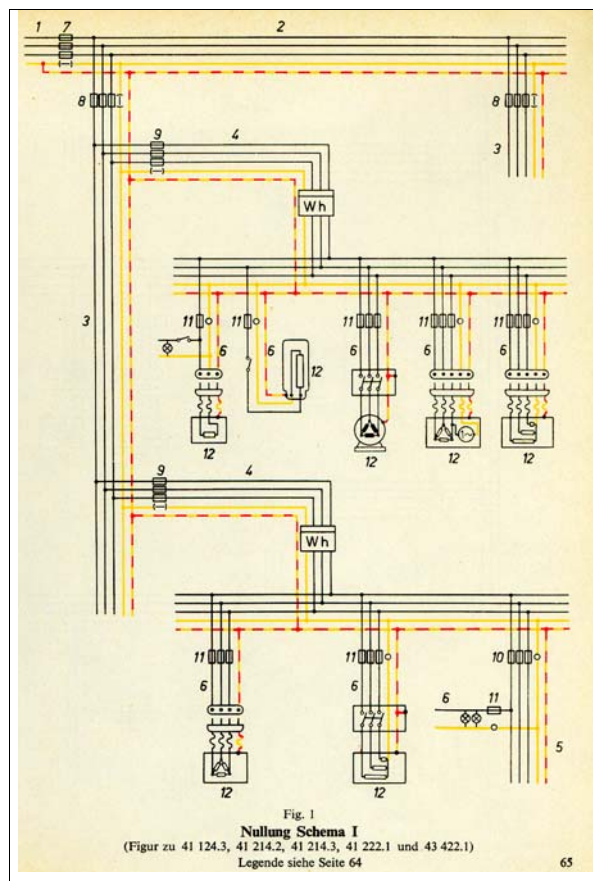
- *multi-grounded neutral system* w USA,
- *protective multiple earthing* (PME) w Wielkiej Brytanii i wielu krajach Commonwealthu,
- *multiple earthed neutral* (MEN) w Australii i Nowej Zelandii przy rozdzieleniu uziemień SN i nn w stacjach zasilających,
- *common multiple earthed neutral* (CMEN) w Australii i Nowej Zelandii przy wspólnym układzie uziemień SN i nn – dwa ostatnie systemy mają zakres stosowania i wymagania określone w Electrical Safety Act 2002.

W Szwajcarii już w roku 1946 przy okazji gruntownej nowelizacji przepisów Hausinstallationsvorschriften rozdzielono funkcję ochronną i funkcję roboczą przewodu zerowego (obecnie oznaczanego PEN). Wprowadzono trzy standardy zerowania, stosownie do zasięgu stosowania wspólnego przewodu ochronnego i zerowego roboczego:

- Nullung nach Schema I – przewód PEN rozdzielony na PE i N w złączu instalacji (rys. 1),
- Nullung nach Schema II – przewód PEN rozdzielony na PE i N w odgałęzieniach od wewnętrznej linii zasilającej,
- Nullung nach Schema III – wspólny przewód PEN w całej instalacji.

Wcześniej, bo już od lat 30. w wielu krajach obowiązywała zasada osobnej żyły ochronnej

w przewodzie ruchomym zakończonym wtyczką wkładaną do gniazda wtyczkowego. W instalacji z zerowaniem oznaczało to, że poczynając od wtyczki przewód ochronno-neutralny (PEN) był rozdzielony na przewody: ochronny (PE) i roboczy (N). W polskich Przepisach Budowy Urządzeń Elektrycznych z roku 1960 [34] można znaleźć definicję *przewodu zerującego*: „Przewód zerujący jest to przewód łączący część zerowaną z przewodem zerowym. W przewodzie tym w zwykłych warunkach pracy nie płyną prądy robocze ani wyrównawcze” i wymagania dotyczące jego stosowania. Mimo to wielu dowiedziało się o nim dopiero w końcu wieku.



Rys. 1. Zerowanie według schematu I (Nullung nach Schema I) w przepisach szwajcarskich z roku 1946

Nawet w Europie są kraje (Francja, Holandia), w których zerowanie dopuszczono dopiero w ostatnim ćwierćwieczu XX wieku. Na szczególną uwagę zasługuje Francja. Przez dziesiątki lat kwestie ochrony od porażen i szerzej – ochrony pracy były zaniedbane i to zmieniło się dopiero po wprowadzeniu w roku 1962 przełomowych zmian w prawie [44] i gruntownej nowelizacji podstawowej normy instalacyjnej NF C 15-100 w roku 1963 i kolejnej – już po dopuszczeniu we Francji zerowania – w roku 1977. To właśnie ta norma francuska NF C 15-100 z roku 1977 stała się pierwowzorem wieloarkuszowej normy międzynarodowej IEC 60364 (na początku obowiązywała numeracja IEC 364:1977).

Sieć niskiego napięcia (nn) jest zwykle zasilana z sieci średniego napięcia (SN) za pośrednictwem stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nn. Taka stacja ma uziemienie ochronne urządzeń SN wymiarowane stosownie do wartości **prądu uziomowego** przy zwarciu doziemnym w obrębie tych urządzeń i do **czasu trwania zwarcia doziemnego**. Oba parametry zależą od sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci SN i od przyjętego rozwiązania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Oba parametry wpływają na wymaganą wartość rezystancji uziemienia ochronnego urządzeń SN i na zasadność stosowania wspólnego układu uziomowego stacji dla urządzeń SN i urządzeń nn. Z tych powodów już na wstępie trzeba przyjrzeć się kwestii uziemienia punktu neutralnego sieci średnich napięć.

## 2. Sposób uziemienia punktu neutralnego sieci średniego napięcia

Problem, o który chodzi, w języku polskim trzeba nazywać przy użyciu aż czterech wyrazów (*sposób uziemienia punktu neutralnego*) i w dodatku ta nazwa jest niezupełnie logiczna, skoro obejmuje również sieci pracujące bez uziemienia funkcjonalnego, czyli bez uziemienia punktu neutralnego sieci. W innych językach nazwy są krótsze: *neutral grounding* (ang.), *régime du neutre* (franc.), *Sternpunktbehandlung* (niem.), *режим нейтралу* (ros.).

Właśnie w zakresie napięć sieci rozdzielczych, umownie większych od 1 kV, a nieprzekraczających 110 kV, wybór sposobu uziemienia punktu neutralnego od dziesięcioleci jest najbardziej wielowątkowy i kontrowersyjny. Od kilku lat corocznie w Niemczech odbywa się konferencja pod hasłem: *Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen – Stand, Herausforderungen, Perspektiven* (*Sposób uziemienia punktu neutralnego w sieciach rozdzielczych – stan, wyzwania, perspektywy*), skupiająca kraje grupy D-A-CH i kilka innych.

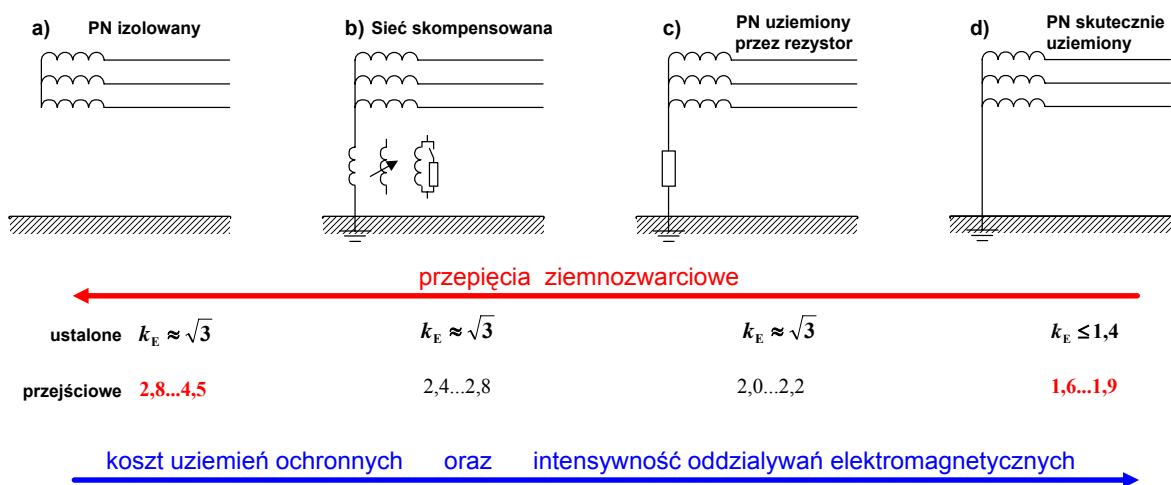
### Konsekwencje wyboru sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci SN

Na rys. 2. przedstawiono oba skrajne (a, d) i dwa pośrednie (b, c) sposoby uziemienia punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych i niektóre skutki wyboru określonego sposobu. Oba pośrednie sposoby mają wiele wariantów różniących się wartością modułu i argumentu impedancji włączonej między punktem neutralnym a uziomem i w rezultacie – różniących się wartością prądu zwarcia doziemnego. W uproszczeniu można stwierdzić, że im mniejsza jest impedancja uziemienia punktu neutralnego sieci

- tym większy jest prąd zwarcia doziemnego, co – bez stosownego skrócenia czasu trwania zwarcia – oznacza surowsze i kosztowniejsze wymagania odnośnie do uziemień ochronnych w obrębie całej sieci SN, ale
- tym mniejsze są przepięcia ziemnozwarciowe ustalone i przejściowe.

Sposób uziemienia punktu neutralnego sieci trójfazowej liczbowo charakteryzuje **współczynnik zwarcia doziemnego**  $k_E$ , czyli stosunek najwyższego napięcia występującego między nieuszkodzoną fazą a ziemią w określonym miejscu sieci podczas zwarcia doziemnego do napięcia doziemnego w tym miejscu po ustąpieniu zwarcia. Dawniej był w użyciu parametr inaczej definiowany, mianowicie **współczynnik uziemienia sieci**  $k_{uz}$ , czyli stosunek najwyższego napięcia występującego między nieuszkodzoną fazą a ziemią w określonym miejscu sieci podczas zwarcia doziemnego do napięcia międzyprzewodowego w tym miejscu po ustąpieniu zwarcia. Oba parametry są związane prostą zależnością:

$$k_E = \sqrt{3} \cdot k_{uz} \quad (2.1)$$



Rys. 2. Ważniejsze sposoby uziemienia punktu neutralnego (PN) sieci i niektóre konsekwencje wyboru

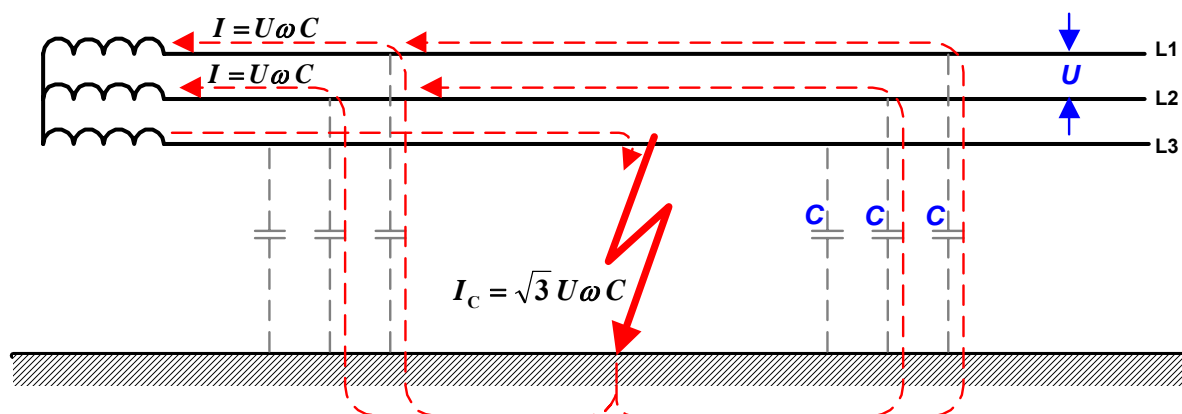
Naturalny punkt neutralny mają sieci średniego napięcia zasilane bezpośrednio z generatorów o uzwojeniach twornika połączonych w gwiazdę. Natomiast w głównych punktach zasilających GPZ 110 kV (rzadziej 220 kV), z których są zasilane publiczne sieci średniego napięcia (15 kV, 20 kV, 30 kV) odbywa się to na ogół za pośrednictwem transformatorów o grupie połączeń YNd11, czyli o uzwojeniach wtórnych połączonych w trójkąt. Potrzebny jest zatem sztuczny punkt neutralny, który zwykle tworzy się instalując transformator uziemiający pełniący równocześnie funkcję transformatora potrzeb własnych. Ma on grupę połączeń ZNyn5, bo zapewnia dostępny punkt neutralny po obu stronach (SN i nn) i dopuszcza pełną asymetrię obciążenia.

**Punkt neutralny izolowany** od ziemi w sieciach średniego napięcia w Polsce występuje w układach potrzeb własnych elektrowni i w sieciach przemysłowych (tradycyjnie 6 kV, w przyszłości raczej 10 kV). W publicznych sieciach elektroenergetycznych punkt neutralny izolowany zachował się w paru miastach, czasem tylko w niektórych dzielnicach, a w nowo budowanych sieciach tego rozwiązania słusznie unika się.

W sieci o napięciu znamionowym (międzyprzewodowym)  $U$ , o częstotliwości  $f$  (pulsacji  $\omega = 2\pi f$ ) i pojemności doziemnej jednej fazy  $C$  prąd płynący w miejscu zwarcia z ziemią (rys. 3) jest sumą fazorową prądów pojemnościowych faz nieuszkodzonych:

$$I_C = \sqrt{3} U \omega C \quad (2.2)$$

Sieci elektrowniane i przemysłowe są niezbyt rozległe, dzięki czemu prąd ziemnozwarciowy nie jest duży, ale jeśli przekracza 10 A, to powinien być wyłączony w czasie na tyle krótkim, aby na przykład po zwarcu w silniku wystarczyło wymienić cewkę o uszkodzonej izolacji, a żelazo czynne pozostało nietknięte. Ze względu na narażenia przepięciowe szczególnie wrażliwej izolacji maszyn wirujących i przekształtników stosuje się różne środki zapobiegawcze, również uziemienie pośrednie wysokoimpedancyjne, a wtedy zachodzi wątpliwość terminologiczna: czy to sieć o punkcie neutralnym izolowanym od ziemi, czy – uziemionym wysokooprowo.



Rys. 3. Rozływ prądu ziemnozwarciowego w sieci o izolowanym punkcie neutralnym

Praca z izolowanym punktem neutralnym bywa akceptowana w stanach awaryjnych sieci publicznych średniego napięcia o punkcie neutralnym uziemionym przez dławik nie zapewniający ciągłej dokładnej kompensacji pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego, czyli sieci niby-skompensowanych. Mianowicie w razie trudności z lokalizacją i wyłączeniem zwarcia doziemnego przeprowadza się „dekompensację”, czyli wyłącza się dławik kompensacyjny, aby zwiększyć prąd zwarcia doziemnego, ryzykując przy tym duże przepięcia, na które sieć nie jest przygotowana. Nie jest to praktyka godna polecenia.

**Punkt neutralny skutecznie uziemiony** to rozwiązanie niespotykane w polskich sieciach średnich napięć, chociaż jest zwykłą praktyką w niektórych krajach (np. USA i Kanada), a ostatnio bywa zalecane w sieciach 33 kV przybrzeżnych farm wiatrowych [15]. Natomiast jest to rozwiązanie jedyne w skali światowej w sieciach najwyższych napięć, bo pozwala wymiarować

izolację doziemną nie na napięcie znamionowe sieci, lecz na napięcie obniżone (do 80%, a nawet 75%), co w liniach napowietrznych oznacza krótsze łańcuchy izolatorów i niższe słupy. O dopuszczalnym stopniu obniżenia napięcia informuje współczynnik uziemienia sieci  $k_{uz}$ , który dla sieci skutecznie uziemionych o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 220 kV wynosi

$$k_{uz} = \frac{k_E}{\sqrt{3}} = \frac{1,4}{\sqrt{3}} \approx 0,80 = 80\% \quad (2.3)$$

Wobec tego w sieci 220 kV, o największym dopuszczalnym napięciu roboczym 245 kV, izolatory liniowe, izolację doziemną kabli i aparatów wymiaruje się na napięcie obniżone  $0,80 \cdot 245 \approx 96$  kV, a nie na napięcie międzyprzewodowe 245 kV, jak należałoby czynić w każdym innym przypadku. Im niższe napięcie znamionowe sieci, tym mniejsze korzyści z tego tytułu, a w sieciach średnich napięć są one bez znaczenia. Jeżeli stosuje się skuteczne uziemienie punktu neutralnego sieci średnich napięć, to motywy są inne: ograniczenie narażeń przepięciowych, zwiększenie odporności burzowej linii napowietrznych albo zwiększenie czułości zabezpieczeń nadprądowych.

Dla polskich sieci średnich napięć można aktualnie podać proste zalecenie co wybrać:

- **sieci napowietrzne skompensowane** (o punkcie neutralnym uziemionym przez dławik gaszący),
- **sieci kablowe o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor.**

Oczywiście pozostaną trudne dylematy w przypadku głównych punktów zasilających NN/SN, w których nie da się uniknąć sieci mieszanych, ale to nie podważa samej zasady. Takie zdecydowane wytyczne dotyczące sieci nowo budowanych lub modernizowanych rodziły się w bólach przez kilkadziesiąt lat i zostały zaakceptowane w skali międzynarodowej około roku 2000.

Dławik gaszący, kompensujący pojemnościowy prąd ziemnozwarciowy sieci izolowanej, został opatentowany przez W. Petersena już w roku 1917. Upowszechnił się w skali światowej, ale przez kilkadziesiąt pierwszych lat jego stosowania wyniki praktyczne nie spełniały oczekiwań. Powody były liczne, a najważniejsze to: obejmowanie kompensacją sieci mieszanych z udziałem linii kablowych, zbyt duże rozstrojenie kompensacji z braku regulacji nadążnej indukcyjności dławika i trudności z lokalizacją wysokooporowych zwarcí doziemnych. Z tych powodów energetyka francuska (EdF) od połowy XX wieku forsowała uziemienie punktu neutralnego sieci SN przez rezystor, arbitralnie ustalając wartość prądu wymuszanego przez rezystor uziemiaczy na 300 A w sieciach napowietrznych i 1000 A w sieciach kablowych. Ta koncepcja była przyjmowana w wielu krajach, również w Polsce. Od lat 80. XX wieku była coraz silniej podważana, ale spektakularny zwrot nastąpił tuż przed końcem XX wieku, kiedy energetyka francuska EdF włączyła bieg wsteczny [45], a podobne stanowisko przeważało wśród członków Międzynarodowej Konferencji Sieci Rozdzielczych CIRED.

**Sieć skompensowana** (ang. *resonant earthed system*, dosłownie – układ uziemiony rezonansowo), czyli punkt neutralny sieci uziemiony przez dławik gaszący to – przy aktualnym stanie wiedzy technicznej i przy ścisłym spełnieniu niżej podanych warunków – rozwiązanie uznane za bezapelacyjnie najlepsze w przypadku sieci napowietrznych średnich napięć.

Teoretycznie sieć skompensowana powinna być stale dostrojona do rezonansu prądowego (rezonansu równoległego) w obwodzie ziemnozwarciowym, a zatem indukcyjność dławika powinna być samoczynnie dostrajana do aktualnej pojemności doziemnej sieci, która może zmieniać się w wyniku załączania bądź wyłączania fragmentów sieci. Spodziewany indukcyjny prąd dławika gaszącego  $I_L$  płynący – w razie zwarcia doziemnego – pod działaniem napięcia fazowego sieci:

$$I_L = \frac{U}{\sqrt{3} \omega L} \quad (2.4)$$

powinien być równy pojemnościowemu prądowi ziemnozwarciowemu sieci  $I_C$  (rys. 3 i 4, wzór

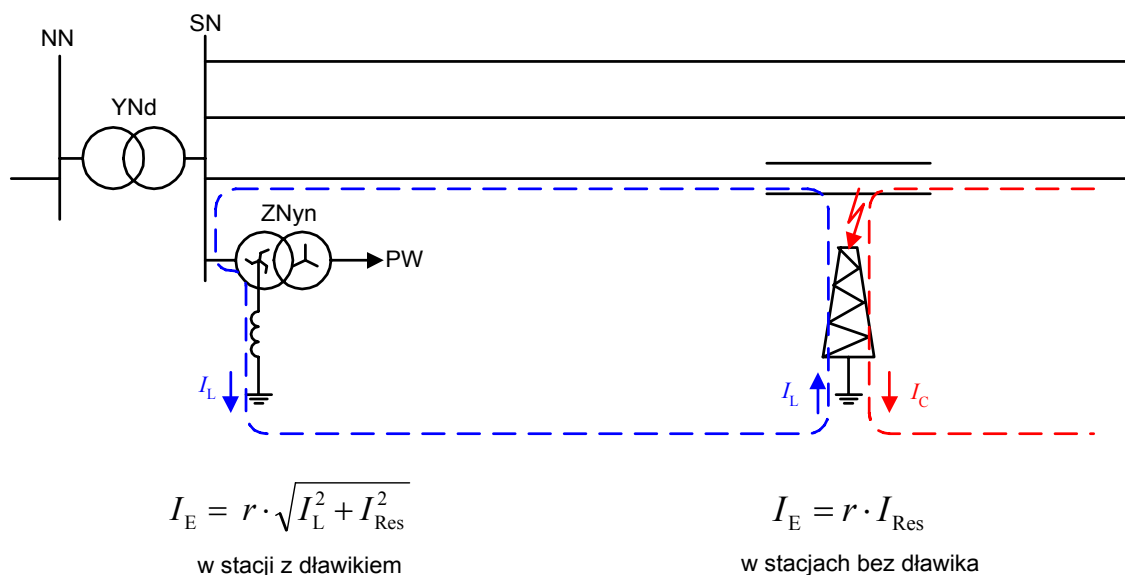


2.2), czyli powinien być spełniony warunek rezonansu równoległego:

$$\frac{U}{\sqrt{3} \omega L} = \sqrt{3} U \omega C, \quad (2.5)$$

co można zapisać prościej na dwa sposoby:

$$\omega L = \frac{1}{3 \omega C} \quad \text{lub} \quad 3 \omega^2 L C = 1 \quad (2.6)$$



**Rys. 4.** Zwarcie doziemne w sieci skompensowanej: dwie składowe prądu zwarciego w miejscu zwarcia oraz wartości prądu uziomowego  $I_E$  stanowiące podstawę wymiarowania uzimień (PW – potrzeby własne stacji,  $r$  – współczynnik redukcyjny)

Precyzyjne spełnienie warunku rezonansu miałyby sprowadzić wartość prądu w miejscu zwarcia do wartości bardzo małej, teoretycznie równej zero. Nie jest to ani pożądane, ani możliwe. Nie jest to pożądane, bo taki stan zagrażałby szczególnie dużymi ziemnozwarciowymi przepięciami przejściowymi, a ponadto utrudniałby lokalizację i wybiórcze wyłączanie zwarc doziemnych. Nie jest to możliwe z kilku powodów:

- Prąd ziemnozwarciowy sieci poza dominującą składową pojemnościową  $I_C$  zawiera niewielką składową czynną  $I_R$  zamykającą się przez upływności sieci, a i prąd dławika nie jest czysto indukcyjny. Składowe czynne prądów nie są kompensowane.
- Sieć jest dostrojona do rezonansu przy częstotliwości znamionowej, czyli – do pierwszej harmonicznej obu prądów. Nie są kompensowane wyższe harmoniczne prądu resztkowego.
- Układ kompensacji nadążnej polega na pomiarze pojemności doziemnej sieci (prądu pojemnościowego) i wyznaczaniu wartości zadanej indukcyjności dławika (prądu dławika). Obu czynnościom towarzyszą nieuniknione uchyby (błędy).

Pożądane jest rozstrojenie w kierunku przekompensowania ( $I_L > I_C$ ) i w miejscu zwarcia płynie pewien prąd resztkowy  $I_{res}$ , którego wartość w pierwszym przybliżeniu wynosi:

$$I_{res} = I_C - I_L \quad (2.7)$$

Uwzględniając składową czynną prądu resztkowego  $I_{Rres}$  oraz udział wyższych harmonicznych rzędu  $h$ , prąd resztkowy ma wartość:

$$I_{res} = \sqrt{I_{Rres}^2 + (I_C - I_L)^2 + \sum_h I_h^2} \quad (2.8)$$

Można wprowadzić wartości względne poszczególnych składników prądu resztkowego, lepiej charakteryzujące różne rozwiązania stosowane w sieciach skompensowanych:

$$v = \frac{I_C - I_L}{I_C} \quad \text{– rozstrojenie kompensacji,} \quad (2.9)$$

$$d = \frac{I_{Rres}}{I_C} \quad \text{– tłumienie,} \quad (2.10)$$

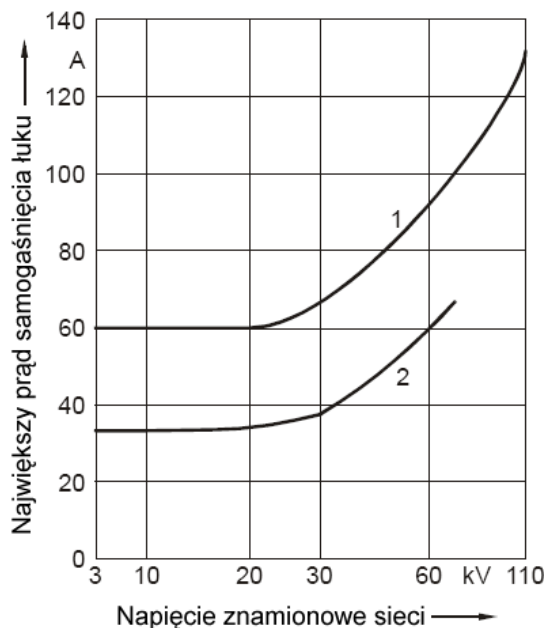
$$i_h = \sum_h \left( \frac{I_h}{I_C} \right)^2 \quad \text{– udział wyższych harmonicznych,} \quad (2.11)$$

co pozwala wyrazić prąd resztkowy w stosunku do wartości pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego sieci prostym wzorem:

$$I_{res} = I_C \sqrt{d^2 + v^2 + i_h^2} \quad (2.12)$$

Sieć skompensowana ma rację bytu, jeżeli łukowe zwarcie doziemne ma szansę samoistnie ustąpić, jeżeli łuk ma szansę samoistnie zgasnąć, nie naruszając ciągłości zasilania odbiorców, którzy odczują co najwyżej krótkotrwały zapad napięcia w jednej fazie. Jest to możliwe pod dwoma warunkami:

- chodzi o przeskok na samoregenerującej się izolacji linii napowietrznej,
- prąd resztkowy ma wartość nie większą niż wartość graniczna prądu samogaśnięcia łuku, wynikająca z krzywej 1 na rys. 5 [35].



**Rys. 5.** Graniczny prąd samogaśnięcia łuku w zależności od napięcia znamionowego sieci napowietrznej:

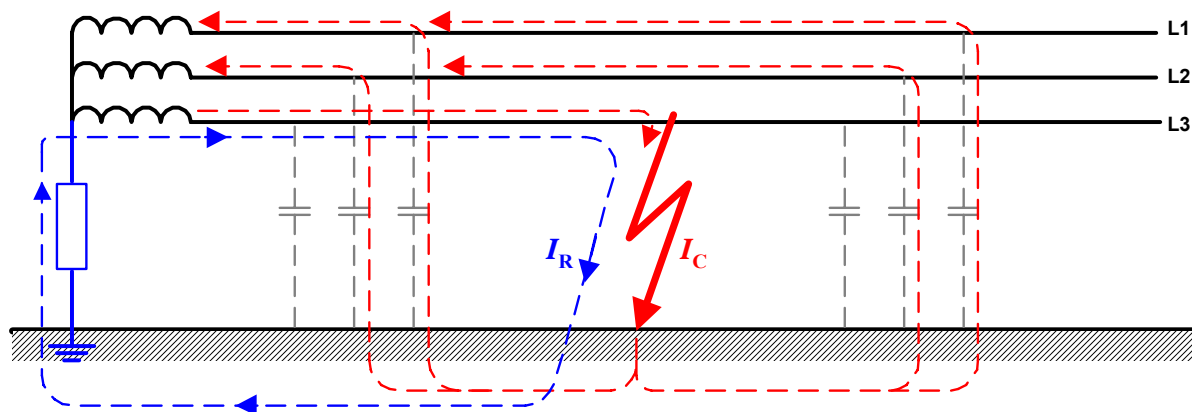
1 – skompensowanej

2 – o izolowanym punkcie neutralnym

Rozstrojenie kompensacji najlepiej utrzymywać na poziomie  $v = -(0,03...0,06)$ , tym mniejsze, im rozleglejsza jest sieć, jeśli tylko jest to dopuszczalne ze względu na czułość zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

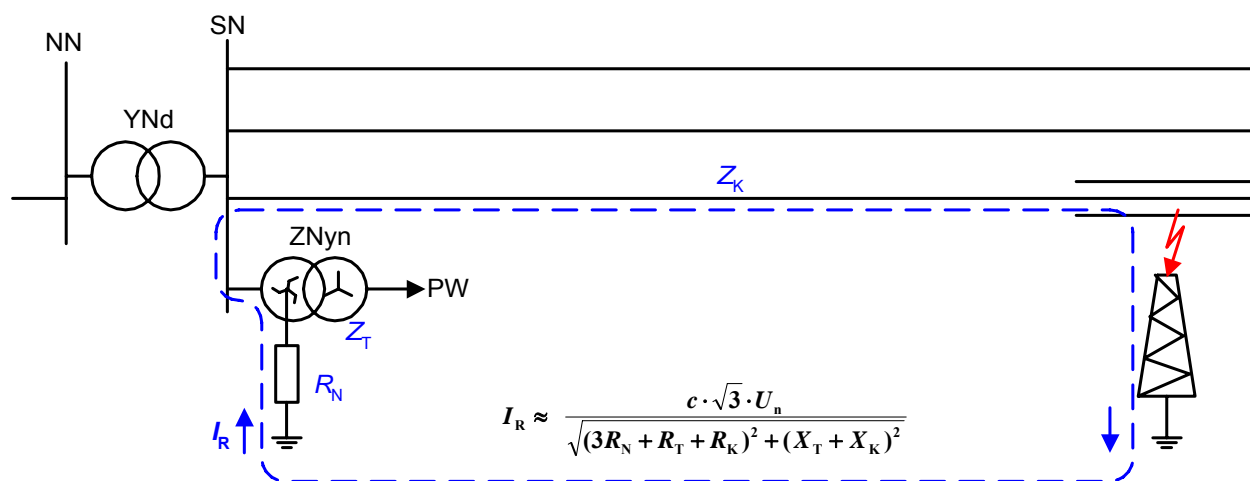
Nieodzownym wyposażeniem sieci skompensowanej, warunkującym pełne wykorzystanie jej zalet, są zabezpieczenia ziemnozwarciowe poprawnie dobrane do parametrów sieci: kierunkowe czynnomocowe, konduktancyjne, a najlepiej – porównawcze admitancyjne. Czas trwania zwarcia może przekraczać 2 s, zwłaszcza jeżeli w celu zwiększenia czułości zabezpieczenia jest pobudzony układ AWS (automatycznego wymuszenia składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego).

**Punkt neutralny uziemiony przez rezystor** (ang. *low-resistance-earthed system*) jest rozwiązaniem pośrednim między punktem neutralnym izolowanym od ziemi a punktem neutralnym skutecznie uziemionym. Po wystąpieniu zwarcia doziemnego, rezystor uziemiający wymusza przepływ prądu  $I_R$  (rys. 6) będącego w fazie z napięciem fazowym bieguna dotkniętego uszkodzeniem. W miejscu zwarcia prąd  $I_R$  dodaje się do pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego sieci  $I_C$ , który tu płynie, podobnie jak w sieci o izolowanym punkcie neutralnym (rys. 3).



**Rys. 6.** Zwarcie doziemne w sieci uziemionej przez rezystor: dwie składowe prądu zwarciego w miejscu zwarcia

Rezystancja rezystora powinna być tak dobrana, aby składowa czynna prądu w warunkach normalnego działania przewyższała składową pojemnościową ( $I_R = 1,2I_C$ ), co w publicznych sieciach rozdzielczych średniego napięcia na ogół wymaga składowej czynnej w granicach do ok. 300 A. Nawet Francuzi odrzucili dawny swój dogmat  $I_R = 1000$  A w sieci kablowej.



**Rys. 7.** Zwarcie doziemne w sieci uziemionej przez rezystor: obwód prądu  $I_R$  wymuszonego przez rezystor

W sieci o punkcie neutralnym izolowanym i w sieci skompensowanej wartość prądu ziemnozwarciowego praktycznie nie zależy od miejsca zwarcia. Inaczej jest w sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor. Prąd zwarcioowy w określonym miejscu sieci, ważny przy wymiarowaniu uziemień przyjmuje wartość zależną od miejsca zwarcia. Przy oznaczeniach jak na rys. 7 składowa czynna wymuszona przez rezystor ma wartość

$$I_R \approx \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(3R_N + R_T + R_K)^2 + (X_T + X_K)^2}} \quad (2.13)$$

Składowa pojemnościowa jest równa pojemnościowemu prądowi ziemnozwarciowemu sieci  $I_C$  (rys. 3) i wobec tego w miejscu zwarcia płynie prąd zwarciovowy:

$$I_{k1} = \sqrt{I_R^2 + I_C^2} \quad (2.14)$$

Jeżeli niepomijalna część tego prądu wraca do źródła nie przez projektowany uziom i ziemię, lecz inną drogą równoległą (np. żyłą powrotną kabla), to – uwzględniając właściwą dla tej sytuacji wartość współczynnika redukcyjnego  $r \leq 1$  – podstawą wymiarowania układu uziomowego jest prąd uziomowy  $I_E$  o wartości:

$$I_E = r \cdot I_{k1} \quad (2.15)$$

Do wymiarowania uziemień przyjmuje się największy spodziewany prąd zwarciovowy  $I_{k1}$ , jaki może wystąpić w przewidywanym okresie eksploatacji stacji bądź innego obiektu.

W sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor w roli zabezpieczeń zwarciovowych mogą wystarczyć zabezpieczenia zerowoprądowe. Prąd rozruchowy i ew. zwłokę określa się na zwykłych zasadach. Czułość sprawdza się przyjmując za podstawę najmniejszy prąd ziemnozwarciowy  $I_{k1min}$  przy zwarciu na końcu linii.

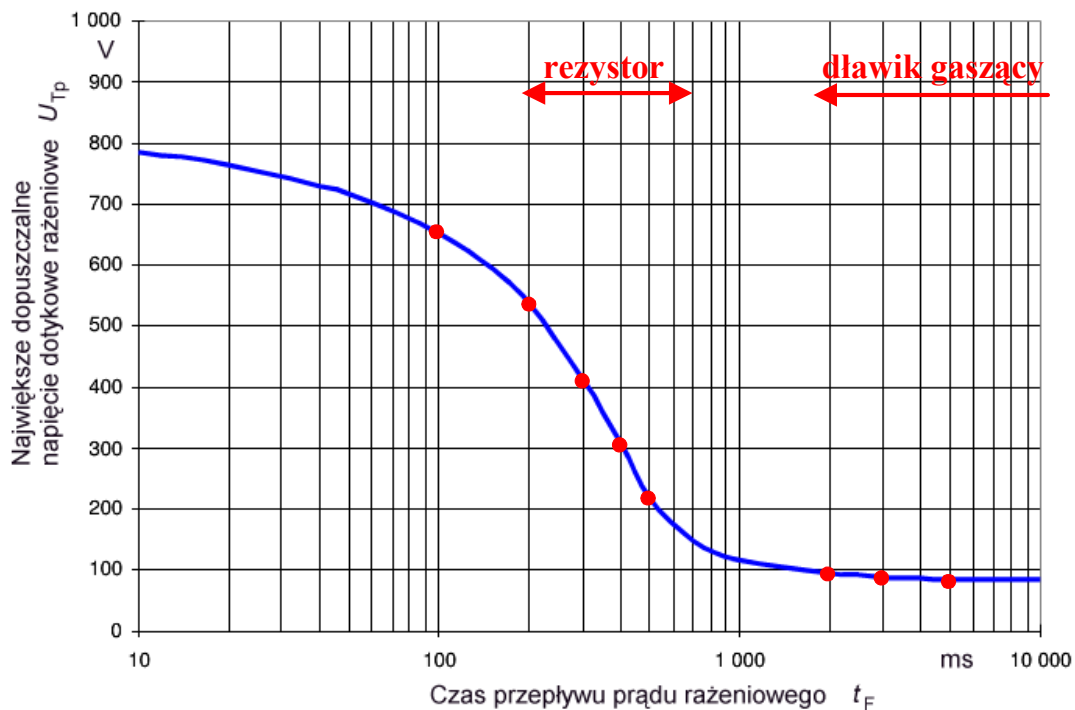
Szczególne przydatność uziemienia przez rezystor punktu neutralnego sieci kablowej średniego napięcia wynika z następujących przesłanek:

- Izolacja kabli nie jest izolacją samoregenerującą się. Zwarcie doziemne w kablu oznacza nieodwracalne jego uszkodzenie, w ogromnej większości wypadków nie jest zwarciem przemijającym. Sieć skompensowana z dławikiem gaszącym nie ma tu racji bytu.
- Zwarcie doziemne w kablu wielożyłowym łatwo przeradza się w zwarcie międzybiegunowe i dlatego ważne jest szybkie jego wyłączenie, na co trudniej liczyć w sieci skompensowanej, a łatwo zapewnić w sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor.
- W porównaniu z siecią skompensowaną uziemienie punktu neutralnego przez rezystor zmniejsza poziom przepięć przejściowych, na które izolacja kablowa jest znacznie mniej odporna niż izolacja linii napowietrznych.
- Izolacja linii kablowych jest znacznie bardziej wrażliwa na przepięcia przejściowe niż izolacja linii napowietrznych,

### Sieć skompensowana czy uziemiona przez rezystor?

Zachodzi pytanie, czy ze względu na prąd uziomowy – na przykład 10-krotnie większy przy uziemieniu przez rezystor niż w sieci skompensowanej – wymagania w odniesieniu do uziemień ochronnych są bez porównania ostrzejsze przy uziemieniu przez rezystor. Na to pytanie najłatwiej odpowiedzieć, jeśli przyjąć zgodnie z podanym na wstępie zaleceniem, że uziemienie przez rezystor ma sieć kablowa, a skompensowana jest sieć napowietrzna. Znacznie krótszy czas trwania zwarcia przy uziemieniu przez rezystor sprawia, że największe dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe na ogół jest (3...5)-krotnie większe (rys. 8), co jednak nie równoważy krotności prądu ziemnozwarciowego. Ale przecież podstawą wymiarowania uziemień nie jest prąd ziemnozwarciowy  $I_{k1}$ , lecz prąd uziomowy  $I_E = rI_{k1}$ . Zważywszy, że dla linii napowietrznych średniego napięcia współczynnik redukcyjny  $r = 1$ , a dla linii kablowych średniego napięcia o kablach z miedzianą żyłą powrotną można uzyskać  $r = 0,25 \dots 0,6$ , o stan zbliżony do równowagi kosztów uziemień nietrudno.

Nie jest zatem uzasadniona opinia, że uziemienie punktu neutralnego przez rezystor samo przez się zwiększa koszt uziemień ochronnych w sieci. To porównanie wypada tym bardziej na korzyść sieci uziemionej przez rezystor, jeżeli sieć skompensowana ma starszy układ zabezpieczeń, który nie gwarantuje niezawodnego lokalizowania i wybiórczego wyłączania zwarć doziemnych, bo wtedy uziemienia trzeba wymiarować na prąd dwumiejscowego zwarcia przez ziemię  $I_{KEE}$ .

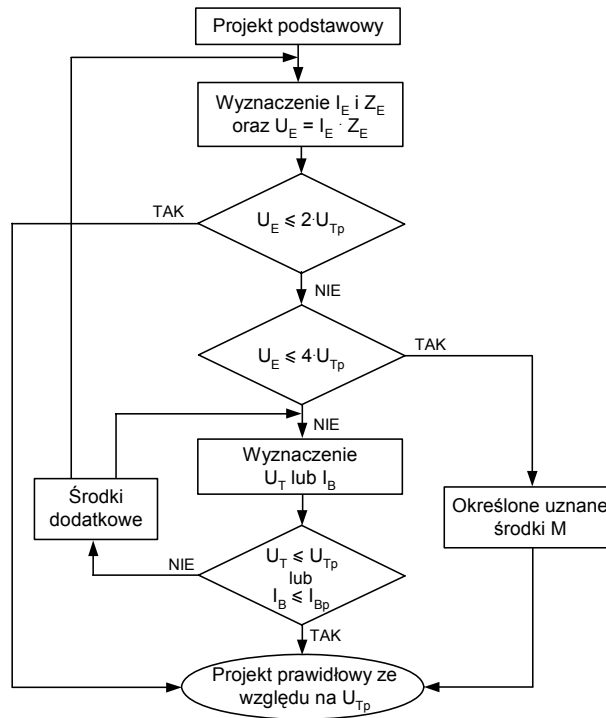


**Rys. 8.** Wpływ sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci SN na wartość największego dopuszczalnego napięcia dotykowego razeniowego przy projektowaniu uziemień

Wymagania stawiane uziemieniu ochronnemu urządzeń SN stacji SN/nn zależą od prądu uziomowego  $I_E$  oraz czasu trwania zwarcia doziemnego  $t_F$  w sieci SN. W pewnym stopniu zależą również od układu sieci nn (IT, TT, TN), a zwłaszcza od połączenia bądź rozdzielenia różnych uziemień w obrębie stacji. Te kwestie zostaną przedstawione dalej tylko w odniesieniu do bardziej rozpowszechnionych układów TT i TN. Układy IT zasilane z sieci SN to zastosowania specjalne interesujące nielicznych elektryków, a wymiarowanie uziemień stacyjnych w ich przypadku jest bardziej zawile [27], bo zależy ponadto od konfiguracji uziemień przewodów PE układu IT (zbiorowe czy grupowe bądź indywidualne).

Uziemieniom ochronnym urządzeń wysokiego napięcia w nowszych normach [21] z zasady nie stawia się wymagań odnośnie do wartości rezystancji uziemienia. Głównym kryterium jest nieprzekroczenie największych dopuszczalnych wartości napięcia dotykowego razeniowego  $U_{Tp}$ . Zważywszy jednak, że jest to kryterium nader kłopotliwe do obliczeniowego i pomiarowego sprawdzania jest ono traktowane jako *ultima ratio*, czyli ostatni decydujący argument. W zamian dopuszcza się i stosuje kryteria prostsze: wartości napięcia dotykowego spodziewanego  $U_{STp}$  i napięcia uziomowego  $U_E$  (rys. 9).

Pozostaje jeszcze jedna droga, w Polsce niedoceniana. Mianowicie żadne sprawdzenia obliczeniowe przy projektowaniu ani sprawdzenia pomiarowe skuteczności ochrony przez lata eksploatacji nie są wymagane, jeśli rozpatrywane uziemienia wchodzą w skład **zespolej instalacji uziemiającej** (ang. *global earthing system, GES*). Rozwiązanie uziemień uznaje się za zadowalające *ipso facto*, tzn. na mocy samego faktu przynależności do zespolej instalacji uziemiającej. Leży w żywotnym i dalekosiężnym interesie operatorów sieci rozdzielczej i operatora sieci przesyłowej, aby istniejące w kraju załączki zespolej instalacji uziemiających w aglomeracjach miejskich i przemysłowych rozpoznać i nadać im właściwy status, a następnie – zadbać o ich ekspansję. Potrzebne jest rozumne działanie z horyzontem czasowym co najmniej 25-letnim, a nie paru lat – do najbliższej roszady na stanowiskach kierowniczych.



**Rys. 9.** Procedura oceny instalacji uziemiającej ze względu na napięcie uziomowe  $U_E$ , napięcia dotykowe spodziewane  $U_{STp}$  i napięcia dotykowe rażeniowe  $U_{Tp}$  [21]

Mimo że wartość rezystancji uziemienia  $R_E$  nie jest bezpośrednio kryterium oceny skuteczności instalacji uziemiającej, jest ona przydatna w analizach porównawczych, bo decyduje o wartości napięcia uziomowego  $U_E = I_E \cdot R_E$ . Jak wynika z algorytmu oceny (rys. 9), łatwo obyć się bez kłopotliwego obliczania i pomiaru napięć dotykowych, jeżeli napięcie uziomowe nie przekracza odpowiednio 2-krotnej ( $U_E \leq 2 \cdot U_{Tp}$ ) bądź nawet 4-krotnej ( $U_E \leq 4 \cdot U_{Tp}$ ) największej dopuszczalnej w określonym czasie wartości napięcia dotykowego rażeniowego  $U_{Tp}$ .

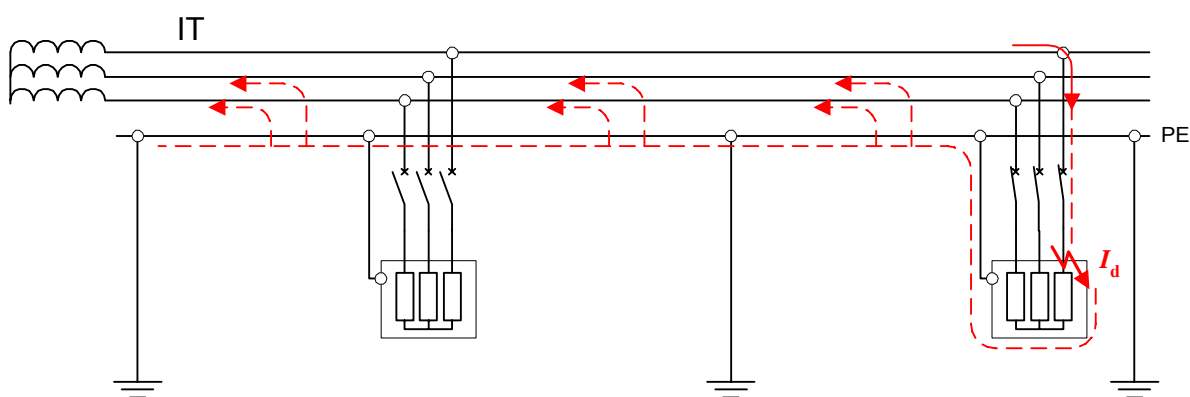
Można zatem zapytać o największą dopuszczalną wartość rezystancji uziemienia  $R_E$ , która pozwala skorzystać z pierwszej bądź drugiej możliwości uproszczenia sprawdzania skuteczności rozpatrywanej instalacji uziemiającej. W szczególności pozwala to łatwiej zrozumieć, jak ostrość wymagań stawianych uziemieniom zależy od takich czynników jak: sposób uziemienia punktu neutralnego sieci SN, czas trwania zwarcia doziemnego w urządzeniach SN, układ sieci nn (TN czy TT), połączenie czy rozdzielenie uziemień strony SN i nn w stacji.

### 3. Układy sieci i instalacji niskiego napięcia a ochrona przeciwporażeniowa

#### 3.1. Układ IT

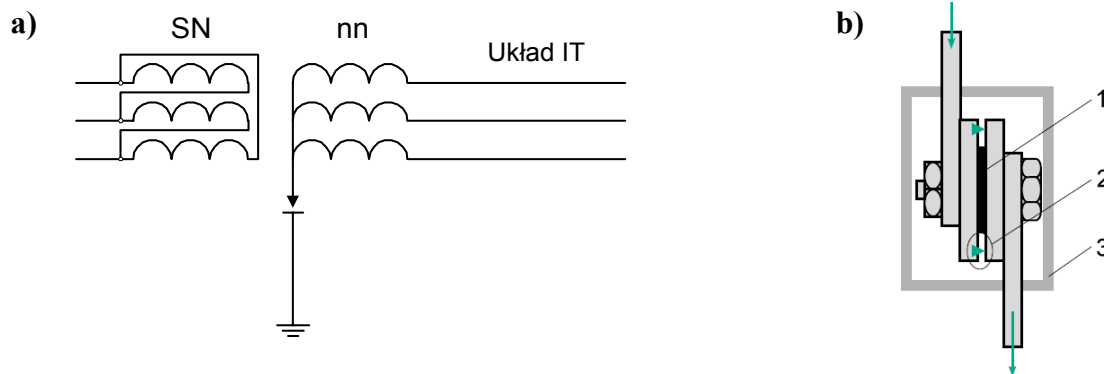
Układ IT, którego żadna część czynna nie jest uziemiona, cechuje się najmniejszym prądem zwarcia doziemnego  $I_d$  w razie uszkodzenia izolacji podstawowej (rys. 10). Obwód prądu  $I_d$  zamyka się przez upływności, a w układzie przeniennoprądowym również przez pojemności nieuszkodzonych faz względem ziemi i przewodu PE, w obrębie całej galwanicznie połączonej sieci wraz z odbiornikami. Wartość prądu jest bardzo mała i nie zależy od miejsca zwarcia, natomiast zależy od aktualnej konfiguracji sieci. Części przewodzące dostępne powinny być uziemione:

- a) **indywidualnie** – części przewodzące dostępne każdego obwodu mają osobny uziom,
- b) **zbiorowo** – części przewodzące dostępnych wszystkich obwodów mają jeden układ uziomowy wspólny dla całego układu IT lub
- c) **grupowo** – każda inna sytuacja, nie kwalifikująca się do a) ani do b).



Rys. 10. Pierwsze zwarcie doziemne L-PE w układzie IT

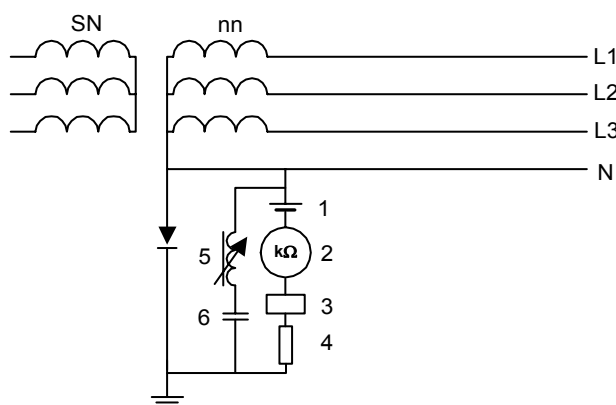
Do układu IT zalicza się również układy, których punkt neutralny (naturalny lub sztuczny) albo inna część czynna jest trwale bądź dorywczo uziemiona przez dużą impedancję, np.  $1\div 2\text{ k}\Omega$  w instalacji 230/400 V. To uziemienie (raczej dorywcze) może mieć na celu zwiększenie wartości prądu jednoczesnego zwarcia doziemnego  $I_d$ , aby ułatwić wykrycie i lokalizację uszkodzenia. Celem może też być (uziemienie trwale) ustalenie potencjału układu IT względem ziemi, aby zapobiec oscylacjom napięcia bądź niekontrolowanemu wzrostowi napięcia przewodów czynnych względem ziemi. Prąd  $I_d$  powinien pozostać na tyle mały, by nie pobudzać żadnego zabezpieczenia nadprądowego.



Rys. 11. Bezpiecznik iskernikowy w celu ochrony przeciwprzepięciowej układu IT zasilanego przez transformator z sieci wysokiego napięcia: a) umiejscowienie; b) zasada budowy  
1 – warstwa izolacyjna ulatniająca się przy przepięciu o dużej energii, 2 – strefa zapłonu przy przepięciu o małej energii, 3 – obudowa izolacyjna

W układzie IT zasilanym przez transformator z sieci wysokiego napięcia stosuje się uziemienie otwarte (przez bezpiecznik iskiernikowy) w celu ograniczenia skutków zwarcia między uzwojeniami SN i nn (rys. 11). Nie jest to potrzebne, jeżeli układ IT jest zasilany z obwodu niskiego napięcia przez transformator oddzielający (transformator izolacyjny).

Główną przesłanką skłaniającą projektanta lub inwestora do wyboru układu IT w instalacji odbiorczej na ogół jest **zwiększenie ciągłości zasilania** dzięki temu, że jednoczesne zwarcia doziemne, stanowiące ogromną większość wszelkich zwarć, nie muszą być natychmiast wyłączane. Jest to możliwe, bo te zwarcia są małoprądowe. Drugim polem zastosowań są sytuacje, kiedy ważne jest **ograniczenie zagrożenia pożarowego i/lub wybuchowego** dzięki małej mocy cieplnej wydzielanej w miejscu zwarcia doziemnego. Z tych powodów tylko układ IT stosuje się w podziemiach kopalń, w blokach operacyjnych szpitali oraz oddziałach intensywnego nadzoru medycznego. Spotyka się go również w wielu kombinatach chemicznych, na statkach i okrętach, a także w instalacjach tymczasowych.



**Rys. 12.** Główne elementy składowe urządzenia IMD monitorującego stan izolacji doziemnej

1 – źródło napięcia stałego, 2 – miernik rezystancji izolacji doziemnej monitorowanej instalacji, 3 – przekaźnik uruchamiający sygnalizację doziemienia bądź wyłączenie instalacji, 4 – rezystor ograniczający  
Wyposażenie opcjonalne do ograniczania składowej pojemnościowej prądu rażeniowego przy dotyku bezpośrednim: 5 – dławik nastawny, 6 – kondensator blokujący składową stałą

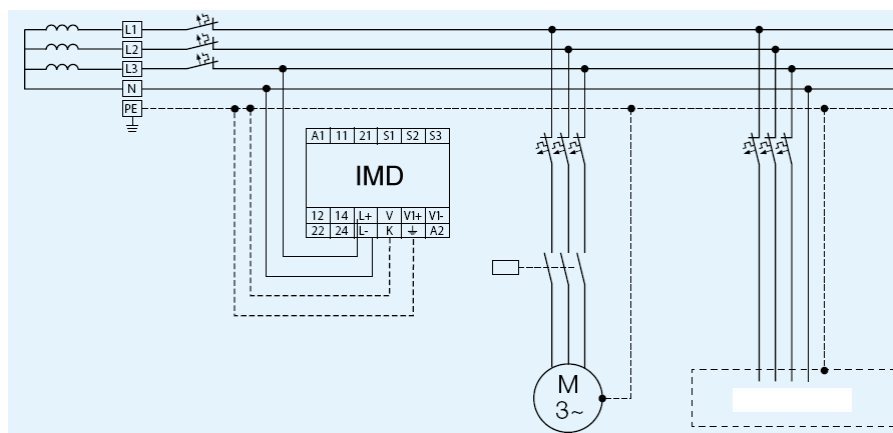
**Pierwsze uszkodzenie** izolacji podstawowej, powinno wykrywać urządzenie do ciągłej kontroli stanu izolacji doziemnej IMD (ang. *insulation monitoring device*), będące standardowym wyposażeniem układu IT (rys. 12). Monitoruje ono w sposób ciągły wypadkową rezystancję izolacji względem ziemi wszystkich przewodów czynnych całej galwanicznie połączonej instalacji wraz z odbiornikami. Urządzenie powinno spełniać wymagania normy 61557-8 [31]. Paradoksalnie wprowadzenie urządzenia IMD to dodatkowe połączenie układu IT z ziemią, czyli zmniejszenie rezystancji izolacji doziemnej układu. Aby ten efekt ograniczyć, normy przedmiotowe określają najmniejszą dopuszczalną rezystancję doziemną urządzenia IMD, np. co najmniej 250  $\Omega$  na jeden volt napięcia znamionowego instalacji, ale nie mniej niż 15 k $\Omega$ . Nowoczesne urządzenia gwarantują rezystancję doziemną nawet 200 k $\Omega$  i większą.

Trudniejsza jest lokalizacja uszkodzenia i jego wybiórcze wyłączenie, w czym są pomocne urządzenia do lokalizacji uszkodzenia izolacji w sieciach IT, podlegające wymaganiom normy 61557-9 [32]. Mogą one działać na zasadzie detekcji prądu różnicowego w poszczególnych obwodach po wstrzyknięciu do układu – przez gałąź wysokooporowego uziemienia – prądu pomiarowego ze specjalnego źródła. Aby wyeliminować zakłócający wpływ pojemności doziemnych układu, stosuje się prąd przemienny o bardzo małej częstotliwości (np. 4 Hz lub 2,5 Hz).

Pierwsze uszkodzenie powinno być szybko wykrywane, lokalizowane i usuwane przez obsługę, aby nie dopuścić do kolejnego uszkodzenia, już wieloprądowego, które wymaga samoczynnego wyłączenia zasilania co najmniej jednego z uszkodzonych obwodów. Dla celów lokalizacji uszkodzeń każda część sieci oraz instalacji powinna być stale dostępna dla personelu obsługi, co praktycznie eliminuje układ IT z instalacji zasilanych z publicznej sieci rozdzielczej,



choć i od tej zasady zdarzył się wyjątek. Chodzi o Norwegię, w której domy mieszkalne były kiedyś budowane głównie z drewna, a wtedy trudno o zwarcie doziemne i trudno o porażenie na drodze ręka-stopą.

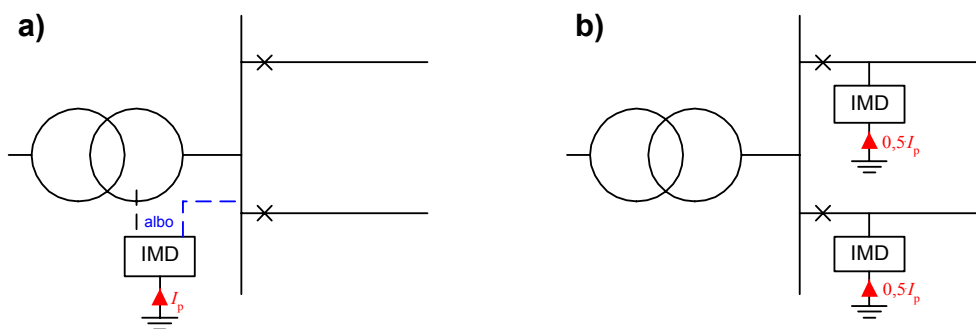


Rys. 13. Jeden ze sposobów przyłączenia urządzenia IMD do monitorowania stanu izolacji doziemnej w sieci IT

Przy doborze i instalowaniu urządzenia do ciągłej kontroli stanu izolacji doziemnej IMD należy pamiętać o jego możliwościach i ograniczeniach:

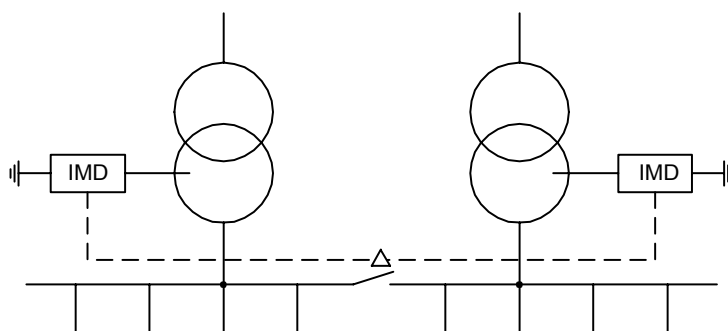
- IMD przyłącza się według instrukcji wytwórcy do punktu neutralnego (naturalnego lub sztucznego) albo do wskazanych przewodów czynnych układu IT (rys. 13). Ponadto przyłącza się doń uziemiony przewód ochronny PE, bo ma być monitorowana wypadkowa rezystancja izolacji względem ziemi, czyli – względem uziemionego przewodu ochronnego PE.
- Poza krótkotrwałymi stanami przejściowymi doziemne pojemności układu IT nie mają wpływu na wskazania miernika rezystancji izolacji doziemnej urządzenia IMD.
- Jeżeli układ IT ma przewód neutralny N, to należy się upewnić, że wybrane urządzenie IMD i sposób jego przyłączenia zapewniają objęcie monitoringiem również izolacji doziemnej przewodu neutralnego.
- Jeżeli układ IT zawiera jakikolwiek przekształtnik energoelektroniczny, to należy się upewnić, że monitoringiem będzie objęty obwód wyjściowy przekształtnika, co więcej – że będą objęte wszystkie przewody czynne tego obwodu.
- W jednym galwanicznie połączonym układzie IT wolno uruchomić tylko jedno urządzenie do ciągłej kontroli stanu izolacji doziemnej IMD.

Tę ostatnią zasadę wyjaśnia z życia wzięty przykład instalacji tymczasowej o układzie IT na nabrzeżu wyposażeniem stoczni (rys. 14). Z transformatora izolacyjnego przez rozdzielnicę odchodziły przewody oponowe dwóch linii rozdzielczych do zasilania robót na statkach w budowie. Na początku każdej z nich zainstalowano osobne urządzenie IMD w naiwnym przekonaniu, że będzie ono sygnalizować nadmierne obniżenie rezystancji izolacji w „swojej” linii czy nawet wyłączać ją spod napięcia w takim przypadku. Wbrew ostrzeżeniom eksperta usiłowano przechrzyć zasady elektrotechniki. Wypadkowa rezystancja izolacji doziemnej układu IT, wskazywana przez miernik urządzenia IMD, jest w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalna do prądu pomiarowego  $I_p$  płynącego przez jego przewód uziemiający (rys. 14a). Dodanie drugiego identycznego urządzenia IMD sprawiło, że prąd pomiarowy dzielił się na dwie drogi równoległe (rys. 14b), a wykrywana i wskazywana przez miernik rezystancja izolacji była dwukrotnie zawyżona. Efekt był taki, że IMD reagowało dopiero wtedy, kiedy rezystancja izolacji była dwukrotnie mniejsza niż wartość nastawiona i reagowało – jako pierwsze – urządzenie IMD nieznacznie czulsze od drugiego, a niekoniecznie było to IMD w obwodzie z uszkodzeniem. Zadziałanie było niedopuszczalnie spóźnione i przypadkowe, a nie selektywne.



Rys. 14. Instalowanie IMD w układzie IT o dwóch liniach rozdzielczych: a) prawidłowe; b) błędne

Inny przykład kłopotliwej sytuacji to układ IT z dwoma transformatorami, zasilającymi oddzielne sekcje szyn rozdzielnic z dopuszczeniem trybu zasilania obu sekcji z jednego transformatora w stanach awaryjnych bądź w stanach niewielkiego obciążenia (rys. 15). Każda sekcja szyn musi mieć osobne urządzenie IMD, ale konieczna jest blokada wyłączająca jedno z nich w razie zamknięcia łącznika sekcyjnego (podłużnego łącznika szyn).



Rys. 15. Przykład blokady zapobiegającej jednoczesnej pracy dwóch urządzeń IMD w jednej galwanicznie połączonej sieci o układzie IT

Dotyk bezpośredni części czynnej układu IT nie jest bynajmniej bezpieczny mimo braku uzziemienia funkcjonalnego. Nigdy nie ma pewności, czy właśnie nie nastąpiło przypadkowe uzziemienie części czynnej w wyniku jednoczesnego uszkodzenia izolacji, a i bez tego obwód prądu rażeniowego o wartości niebezpiecznie dużej może zamykać się przez doziemne pojemności i upływności instalacji. Od dawna próbuje się ograniczać prąd rażeniowy przy dotyku bezpośrednim części czynnej nieuszkodzonej instalacji IT, tzn. instalacji o zadowalającym stanie izolacji, zwłaszcza instalacji o dużej rozległości, np. instalacji okrętowej. W takim przypadku w prądzie rażeniowym przeważa składowa pojemnościowa zamykająca się przez doziemne pojemności instalacji, w tym pojemności filtrów. Można ją ograniczyć za pomocą dławika równoległego (rys. 12) uzyskując w miejscu dotyku podobny efekt kompensacyjny jak w przypadku dławika w sieci skompensowanej średniego napięcia w miejscu zwarcia doziemnego. Są też bardziej złożone układy kompensujące również składową czynną prądu rażeniowego. Tego typu rozwiązania należą do ochrony przeciwporażeniowej uzupełniającej, a stosowanie ich w żadnym stopniu nie upoważnia do złagodzenia wymagań normatywnych stawianych ochronie podstawowej oraz ochronie dodatkowej (ochronie przy uszkodzeniu) w układzie IT.

Kiedy wystąpi pierwsze zwarcie doziemne części przewodzącej dostępne o rezystancji uzziemienia  $R_A$  mają względem ziemi odniesienia napięcie  $I_d R_A$ . Nie powinno (p. 411.6.2) ono przekraczać największego dopuszczalnego długotrwałe napięcia dotykowego:

$$I_d R_A \leq 50 \text{ V} \quad \text{w układzie AC,} \quad (3.1)$$

$$I_d R_A \leq 120 \text{ V} \quad \text{w układzie DC.} \quad (3.2)$$

W braku informacji o wartości prądu jednomiejscowego zwarcia doziemnego  $I_d$  za wystarczająco małą uważa się rezystancję  $R_A = 20 \Omega$ , a w przypadku instalacji zasilanych ze źródła o małej mocy ( $\leq 25 \text{ kW}$ ) – rezystancję  $R_A = 100 \Omega$ .

To jest warunek skuteczności ochrony przy pierwszym uszkodzeniu (pierwszym zwarciu doziemnym). Obecność lub brak urządzenia monitorującego IMD ani jego stan czy nastawienie nie mają tu nic do rzeczy. Nie jest bowiem urządzeniem zabezpieczającym ani urządzeniem ochronnym żadne z następujących urządzeń, które nie likwiduje zagrożenia, a tylko je sygnalizuje lub lokalizuje:

- urządzenie do ciągłej kontroli stanu izolacji doziemnej IMD,
- urządzenie monitorujące różnicowoprądowe RCM,
- urządzenie do lokalizacji uszkodzenia izolacji doziemnej,

choć w określonych zastosowaniach są one wymagane bądź zalecane przez normy i inne uznane zasady wiedzy technicznej.

**Drugie uszkodzenie** (zwarcie doziemne w innym przewodzie czynnym) sprawia, że zwarcie jednomiejscowe przeradza się w dwumiejscowe. Pojawia się prąd o wartości groźnej ze względu na ciepłe narażenia instalacji oraz wywoływane napięcia dotykowe zagrażające porażeniem ludzi i zwierząt hodowlanych. Powinno zatem dojść do samoczynnego wyłączenia zasilania co najmniej jednego z uszkodzonych obwodów przez właściwe zabezpieczenie o prądzie wyłączającym  $I_a$ .

Jeżeli **pętla zwarcia dwumiejscowego zamyka się przez ziemię**, bo chociażby niektóre części przewodzące dostępne są uziemione indywidualnie lub grupowo, to sytuacja jest podobna, jak w układzie TT przy pierwszym uszkodzeniu i do wyłączania w instalacji prądu przemiennego może być przydatny tylko wyłącznik różnicowoprądowy. Obowiązuje największy dopuszczalny czas wyłączania jak w układzie TT o tym samym napięciu przewodu skrajnego (liniowego) względem ziemi. Dla każdego obwodu objętego ochroną dodatkową (ochroną przy uszkodzeniu) z osobna sprawdza się znany warunek skuteczności ochrony:

$$I_a R_A \leq 50 \text{ V} \quad (3.3)$$

Norma [25] podaje ten warunek bez żadnego wyjaśnienia. Należy rozumieć, że dotyczy on instalacji AC (prądu przemiennego) i nie ma drugiego warunku ( $I_a R_A \leq 120 \text{ V}$ ) dla instalacji prądu stałego, bo nie ma wyłączników różnicowoprądowych do takich instalacji. Należy zatem domniemywać, że w instalacji IT prądu stałego nie dopuszcza się indywidualnego ani grupowego uziemiania części przewodzących dostępnych. To ograniczenie nie jest dokuczliwe, bo instalacje nn prądu stałego są obecnie niezbyt rozległe, na ogół ograniczają się do jednego budynku. Instalacja prądu stałego o układzie IT z natury rzeczy ma uziemienie zbiorowe i obwód prądu zwarcia dwumiejscowego nie zamyka się przez ziemię.

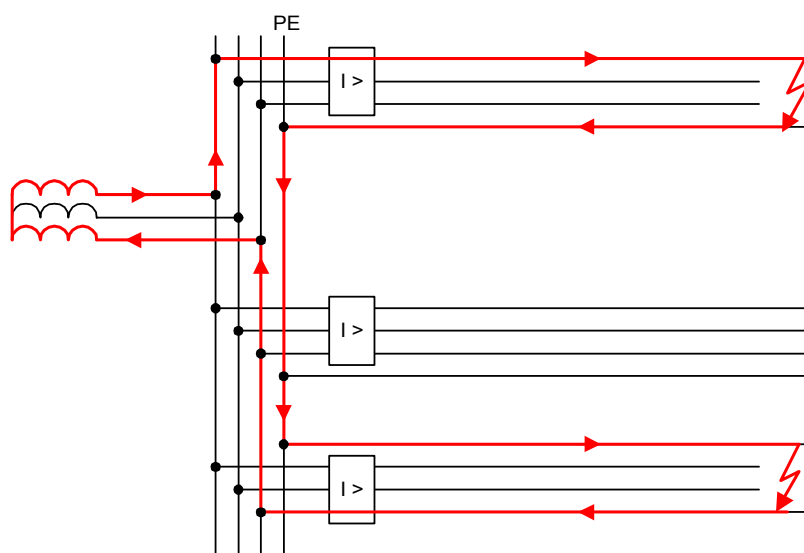
Jeżeli **pętla zwarcia dwumiejscowego jest w całości złożona z przewodów**, bo części przewodzące dostępne są uziemione zbiorowo, tzn. mają jeden wspólny galwanicznie połączony układ przewodów ochronnych PE i jeden wspólny układ uziomowy, to sytuacja jest podobna, jak w układzie TN przy pierwszym uszkodzeniu i wyłączenia mogą dokonywać nawet zabezpieczenia nadprądowe (rys. 16). W dawnych normach i przepisach budowy PBUE takie rozwiązanie nazywało się siecią ochronną (niem. *Schutzleitungssystem*). Obowiązuje największy dopuszczalny czas wyłączania jak w układzie TN o tym samym napięciu nominalnym. Niezależnie od tego, w jakich dwóch miejscach instalacji IT wystąpią uszkodzenia izolacji co najmniej jedno z pobudzonych zabezpieczeń powinno dokonać samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie. W instalacji mającej łącznie  $N$  obwodów (rozdzielczych i odbiorczych) liczba kombinacji  $C$  zwarć dwumiejscowych wynosi:

$$C = \binom{N}{2} = \frac{N!}{2!(N-2)!}, \quad (3.4)$$

co daje następujące wyniki liczbowe:

Liczba obwodów instalacji $N$	2	5	10	20	50	100	200	500
Liczba kombinacji zwarć dwumiejscowych $C$	1	10	45	190	1225	4950	19900	124750

Identyfikowanie i rozpatrywanie w trakcie projektowania albo w trakcie sprawdzania okresowego instalacji takiej liczby przypadków zwarć dwumiejscowych byłoby pracochłonne i kłopotliwe, a ponadto trudne do zweryfikowania przy dużej liczbie obwodów. Dodatkową trudnością jest to, że obwód zwarciový może się składać z odcinków o różnym charakterze: obwodu zwarcia 1-fazowego i obwodu zwarcia 2-fazowego, jak na rys. 16.



Rys. 16. Przykładowa pętla zwarcia dwumiejscowego w układzie IT

Należało znaleźć poręczną procedurę obliczeniową, aby liczba rozpatrywanych przypadków była równa liczbie obwodów instalacji, jak w układach TT i TN. Można dowieść matematycznie, że jeśli warunek samoczynnego wyłączenia zasilania w instalacji TN zaostri się dwukrotnie, to co najmniej jedno z zabezpieczeń pobudzonych przez zwarcie dwumiejscowe dokona wyłączenia w wymaganym czasie, określonym przez przyjętą wartość prądu wyłączającego  $I_a$ . Stąd zagadkowa liczba dwa w przytoczonych niżej wzorach.

W każdym obwodzie układu AC bez przewodu neutralnego bądź układu DC bez przewodu środkowego powinien być spełniony następujący warunek skuteczności ochrony:

$$Z_s \leq \frac{U}{2I_a}, \quad (3.5)$$

a w każdym obwodzie układu AC z przewodem neutralnym bądź układu DC z przewodem środkowym:

$$Z'_s \leq \frac{U_o}{2I_a} \quad (3.6)$$

przy czym:

$U$  – napięcie nominalne układu, między przewodami skrajnymi (liniowymi) [V],

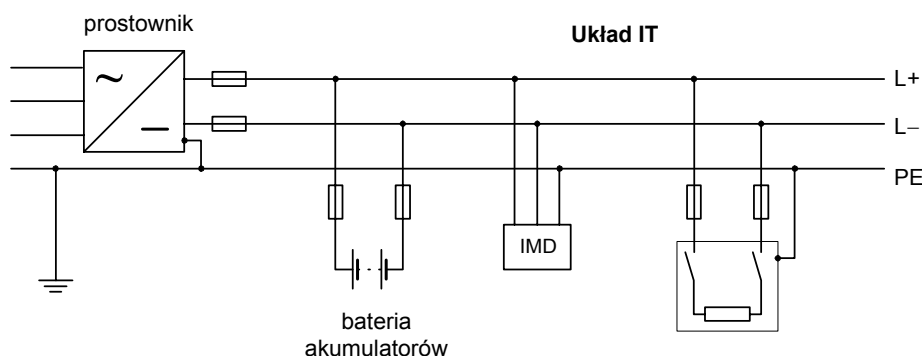
$U_o$  – napięcie między przewodem skrajnym a przewodem neutralnym lub środkowym [V],

$Z_s$  – impedancja pętli zwarciový L-PE-L [ $\Omega$ ],

$Z'_s$  – impedancja pętli zwarciový L-PE-N [ $\Omega$ ],

$I_a$  – prąd wyłączający urządzenia zabezpieczającego rozpatrywany obwód [A].

Przedstawione warunki skuteczności ochrony przypominają, że układ IT jest stosowany również w instalacjach prądu stałego (rys. 17). Wśród wielu możliwych zastosowań można wskazać obwody pomocnicze (sterowania i sygnalizacji) elektrowni i stacji systemowych, których ciągłość działania ma pierwszorzędne znaczenie.



Rys. 17. Przykład instalacji prądu stałego o układzie IT, uziemienie zbiorowe części przewodzących dostępnych

### Przewód neutralny w układzie IT

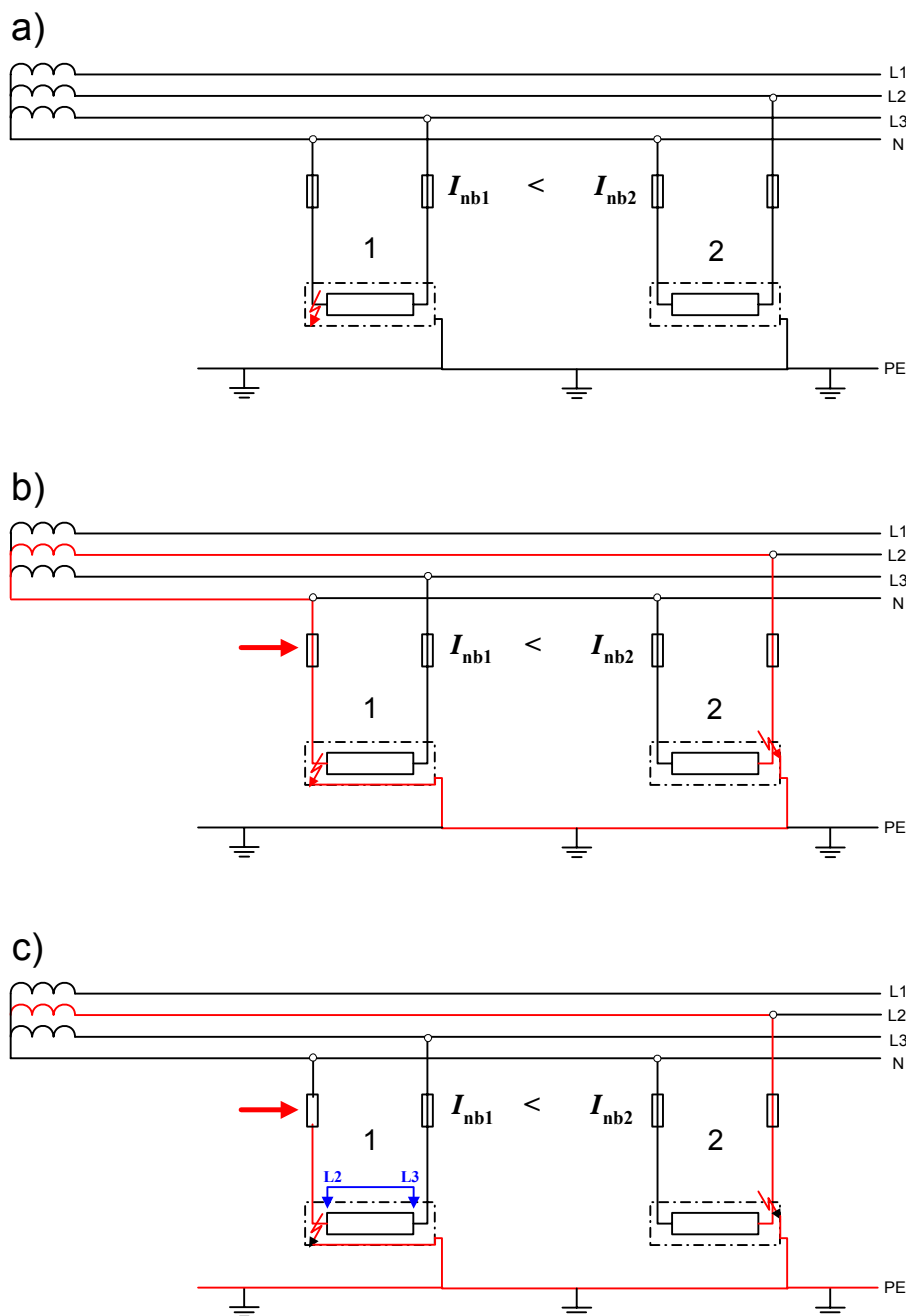
Z kwestią wyłączania zwarc dwumiejscowych w układzie IT wiąże się jeszcze jedno postanowienie normy, różnie formułowane w kolejnych edycjach normy i nigdy nie uzasadnione. Chodzi o zalecenie, aby w układzie IT nie stosować przewodu neutralnego.

Otóż zalecenie to, zamieszczone w Uwadze do rozdz. 431.2.2 aktualnej normy [26], ma na celu uniknięcie sytuacji przedstawionej na rys. 18. W układzie IT pierwsze zwarcie doziemne L-PE, a tym bardziej zwarcie N-PE (rys. 18a), nie jest natychmiast wyłączane i może dojść do kolejnego zwarcia doziemnego w obrębie galwanicznie połączonego układu przy trwającym poprzednim. Powstać wtedy może pętla zwarciowa przewodowa L-PE-N (rys. 18b), płynie duży prąd zwarciowy wywołujący zadziałanie tego z pobudzonych bezpieczników, który ma mniejszy prąd znamionowy, a więc bezpiecznika w obwodzie odbiornika mniejszej mocy. Tenże odbiornik, przewidziany do zasilania napięciem fazowym układu, zostaje wtedy trwale poddany działaniu napięcia międzyprzewodowego, co rychło prowadzi do jego zniszczenia, jeśli w obwodzie nie ma zabezpieczenia przeciążeniowego.

Jeżeli zatem w układzie IT przewód neutralny naprawdę jest nieodzowny, to wolno go wyprowadzić pod warunkiem, że:

- również w przewodzie neutralnym stosuje się detekcję przetężeń,
- w razie wykrycia przetężenia przewód neutralny jest przerywany razem z przewodami fazowymi i zasada ta dotyczy również obwodów jednofazowych.

Zatem nie należy stosować bezpieczników w układzie IT z rozprowadzonym przewodem neutralnym N. W roli zabezpieczeń zwarciovych należy stosować wyłączniki nadprądowe zapewniające pełnobiegunowe wyłączanie, wyposażone w wyzwalacze nadprądowe również w biegunie neutralnym. Od wymagania tego wolno odstąpić w obwodach zabezpieczonych wyłącznikiem różnicowoprądowym o znamionowym różnicowym prądzie zadziałania nie większym niż 20% obciążalności długotrwałej przewodu neutralnego (pkt 431.2.2 normy [26]). Do zagrożenia z rys. 18 nie dopuszcza wtedy wyłącznik różnicowoprądowy. Jeżeli podane wyżej warunki są spełnione, to nie ma przeciwwskazań do rozprowadzania przewodu neutralnego N w układzie IT



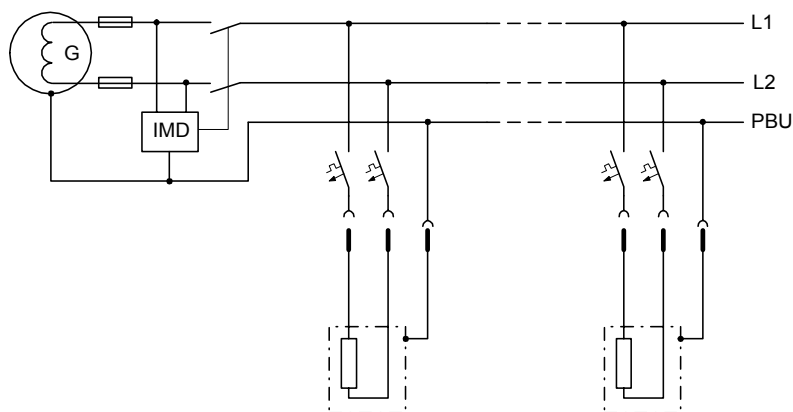
**Rys. 18.** Następstwa niepełnobiegunowego wyłączenia dwumiejscowego zwarcia w układzie IT z rozproszonym przewodem neutralnym:

- Zwarcie N-PE w odbiorniku 1, prąd niewielki, nawet bliski zera, IMD wykrywa uszkodzenie izolacji doziemnej. Zwarcia nie zlokalizowano i nie usunięto.
- Zwarcie L2-PE w odbiorniku 2, duży prąd zwarciovowy pod działaniem napięcia fazowego L2-N, w obwodach obu odbiorników prąd zwarciovowy płynie przez jeden z bezpieczników.
- Przepała się wkładka o mniejszym prądzie znamionowym (w obwodzie odbiornika 1), odbiornik 1 poddany napięciu międzyprzewodowemu jest narażony na zniszczenie.

### Szczególne rozwiązania układu IT

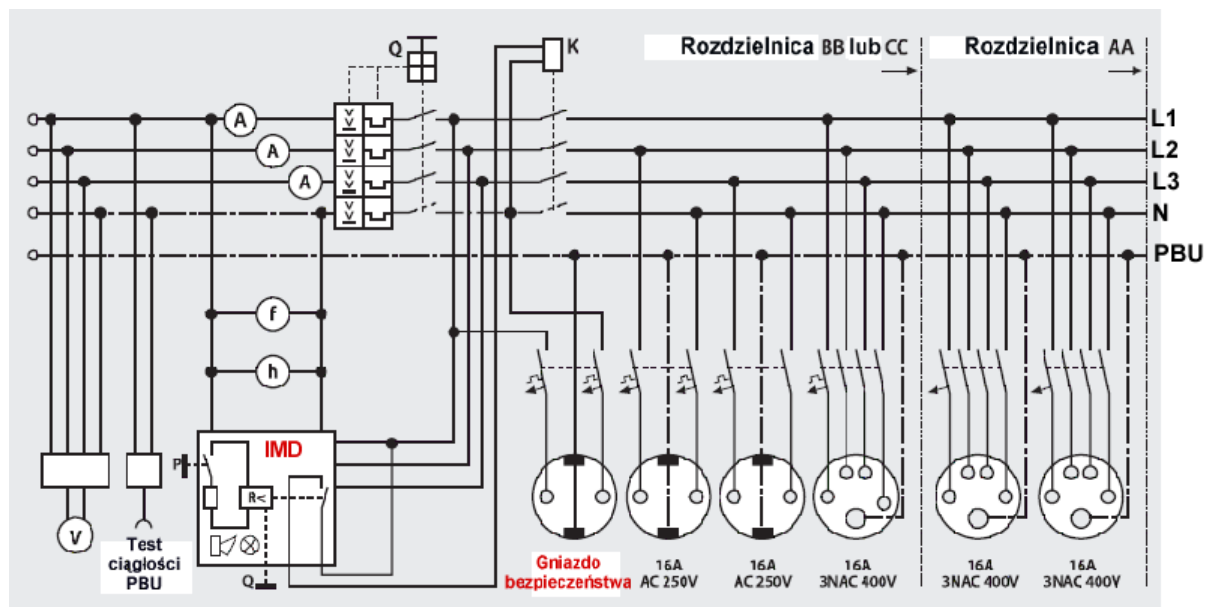
Od przedstawionych wyżej zwykłych zasad ochrony przeciwporażeniowej w układzie IT stosuje się w uzasadnionych przypadkach różne odchylenia:

- W warunkach szczególnego zagrożenia porażeniem wymaga się samoczynnego wyłączenia zasilania całej instalacji po wystąpieniu 1. uszkodzenia. Inicjuje je IMD i nie jest potrzebne sprawdzanie skuteczności ochrony na wypadek zwarcia dwumiejscowego.



**Rys. 19.** Instalacja o układzie IU zasilana z przewoźnego zespołu spalinowo-elektrycznego z urządzeniem IMD pobudzającym wyłączenie po pierwszym uszkodzeniu izolacji

- W przypadku instalacji tymczasowych o układzie IT użytkowanych krótkotrwale i/lub w nagłych przypadkach (wozy ratownicze straży pożarnej bądź obrony cywilnej) wolno odstąpić od wykonywania uziemienia przewodu ochronnego PE. Urządzenie IMD służy wtedy do monitorowania stanu izolacji części czynnych nie względem ziemi, lecz względem układu nieziemionych przewodów wyrównawczych PBU (rys. 19). „Nieziemionych” to znaczy, że nie należy ich celowo uziemiać, ale toleruje się przypadkowe połączenia z ziemią. Urządzenia klasy ochronności II mogą być używane bez przyłączania przewodu wyrównawczego, ale jest on pożądanym jako osobna żyła w każdym przewodzie ruchomym, a w niektórych krajach – nawet jako miedziany opłot pod oponą przewodu. Przy obniżeniu rezystancji izolacji poniżej  $100 \Omega/V$  (na 1 V napięcia znamionowego instalacji) powinno nastąpić wyłączenie w czasie nieprzekraczającym 1 s [37]. W celu odróżnienia od zwykłego układu IT (I – części czynne izolowane od ziemi; T – części przewodzące dostępne uziemione) dla takiego rozwiązania w literaturze proponuje się oznaczenie IU (I – części czynne izolowane od ziemi; U – części przewodzące dostępne nieziemione).

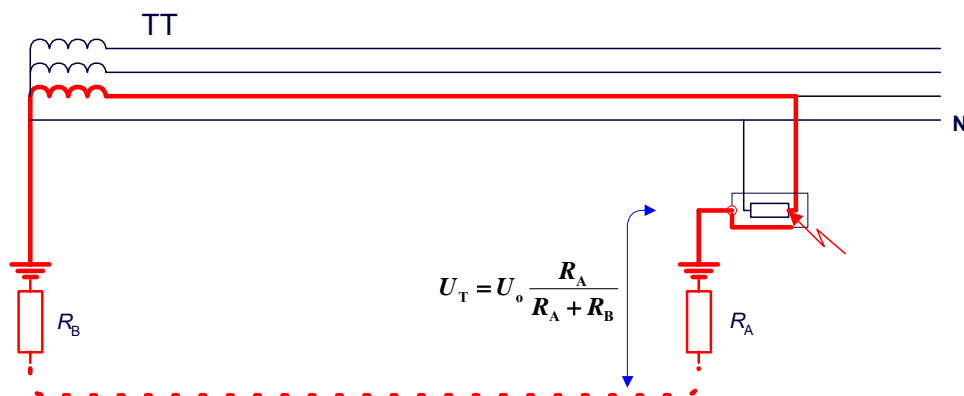


**Rys. 20.** Instalacja IU zasilana z przewoźnego zespołu spalinowo-elektrycznego woza strażackiego

Przykładem wdrożenia obu tych odchyłek jest instalacja IT zasilana z zespołu prądowtwórczego woza strażackiego. Jest tu i trzecie odchylenie, stosowane w wozach ratowniczych: po 1. uszkodzeniu IMD wyłącza instalację z wyjątkiem obwodu gniazda bezpieczeństwa do zasilania urządzenia kluczowego dla akcji ratowniczej (rys. 20). Pozostawienie w ruchu tylko jednego obwodu minimalizuje ryzyko zwarć dwumiejscowych oraz zagrożenia z nimi związane.

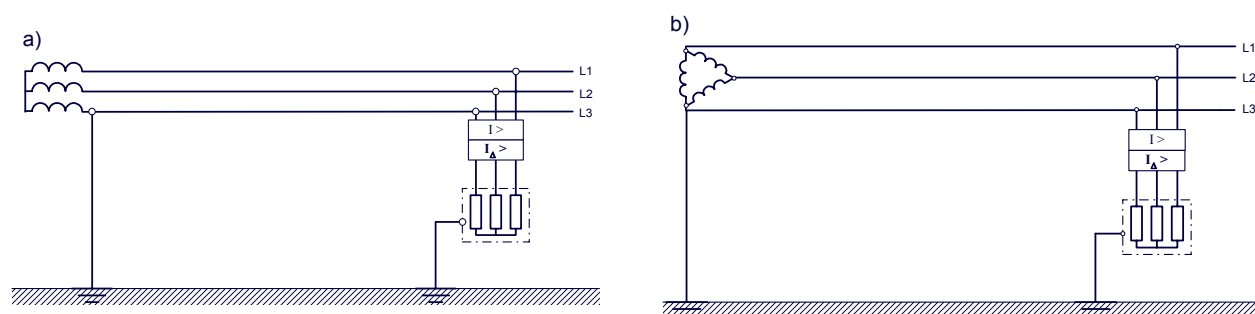
### 3.2. Układ TT

Układ TT jest najprostszym z rozważanych układów sieci i instalacji nn (IT – TT – TN), jeżeli chodzi o możliwości doboru środków i zasady wymiarowania elementów ochrony od porażień. W wielu krajach świata zbliżone rozwiązania były stosowane jako jedyne w sieciach publicznych nn, dopóki nie dopuszczono w nich zerowania (układu TN). W Europie układ TT dominuje w sieciach publicznych we Francji, Belgii, Holandii, Włoszech, Hiszpanii i Portugalii. W niektórych innych krajach, również w Niemczech, nadal współistnieje z układem TN, ale z biegiem lat względny udział układu TT maleje. W Austrii w latach 1999-2008 układ TT został wyeliminowany z sieci rozdzielczych w wyniku rozporządzenia ministra gospodarki [40].



Rys. 21. Napięcie dotykowe spodziewane  $U_T$  przy uszkodzeniu izolacji podstawowej w układzie TT

Układ TT ma bezpośrednio uziemiony punkt neutralny źródła zasilania bądź inną część czynną (rys. 21, 22). W razie uszkodzenia izolacji podstawowej w zasilanym obwodzie, **pętla zwarcia doziemnego zamyka się przez ziemię** (rys. 21) i jest to cecha rozpoznawcza tego układu. Prąd wpływa do ziemi przez uziemienie bądź zespół uziemień przewodu ochronnego  $R_A$  i wraca przez jedyne uziemienie funkcjonalne układu  $R_B$  przy stacji zasilającej. W pętli zwarciowej są dwie szeregowo połączone rezystancje uziemienia ( $R_A + R_B$ ), rezystancja pętli zwarciowej wynosi co najmniej kilka omów, wskutek czego prąd zwarciowy  $I_{k1min}$  w instalacji o napięciu  $U_o = 230$  V na ogół jest znacznie mniejszy niż 50 A.



Rys. 22. Przykłady nietypowych układów TT: a) niedostępny punkt neutralny układu zasilania; b) brak naturalnego punktu neutralnego układu zasilania (ang. *corner-earthed system*)

Jakie zabezpieczenia nadprądowe mają prąd wyłączający  $I_a$  nieprzekraczający 50 A i mogłyby być użyte jako urządzenia do samoczynnego wyłączania zasilania i to przy korzystaniu z odstępstwa pozwalającego przyjąć czas wyłączania 0,4 s jak w układzie TN? Z trudem można je wskazać: wkładki topikowe zwłoczne 6 A albo szybkie 10 A, wyłącznik nadprądowy instalacyjny B10. W jakich instalacjach to wystarcza? Widać wyraźnie, że do samoczynnego wyłączania zasilania w instalacjach odbiorczych o układzie TT nadają się tylko wyłączniki różnicowo-prądowe (RCD). Zważywszy ich zawodność, RCD w obwodach odbiorczych powinny być po-



przedzone RCD selektywnym w roli rezerwowego urządzenia wyłączającego. A jak rozwiązać ochronę dodatkową (ochronę przy uszkodzeniu) w obrębie sieci rozdzielczej? Samoczynne wyłączanie zasilania przy użyciu urządzeń różnicowoprądowych niskoczułych ( $I_{\Delta n} = 3\div 30$  A) o nastawialnej zwłoce zadziałania? Izolacja podwójna lub rozwiązanie równoważne? Wprawdzie norma nie zakazuje stosowania wyłączników ochronnych nadnapięciowych (p. 411.5.2, UWA-GA 2), ale nie zajmuje się nimi, nie formułuje żadnych zasad ich stosowania. Trudno uznać to za mankament normy, bo takie wyłączniki są już konstrukcją przestarzałą, nie ma ich na rynku, a instalowanie ich w warunkach postępującej ekspansji zespolonych instalacji uziemiających byłoby bezsensowne, stwarzałyby iluzję ochrony.

W sytuacji jak na rys. 21 napięcie dotykowe względem ziemi odniesienia przy pierwszym uszkodzeniu izolacji podstawowej wynosi:

$$U_T = U_o \frac{R_A}{R_A + R_B} \quad (3.7)$$

Zważywszy, że rezystancja uziemienia przewodu ochronnego  $R_A$  zwykle jest wielokrotnie większa niż rezystancja uziemienia funkcjonalnego  $R_B$ , napięcie dotykowe utrzymujące się do chwili samoczynnego wyłączenia zasilania jest niemal równe napięciu układu względem ziemi  $U_o$ . To druga zasadnicza wada układu TT. To z tego powodu norma [25] wymaga w układzie TT czasu samoczynnego wyłączenia zasilania znacznie krótszego niż w układzie TN (tabl. 2).

**Tablica 2.** Największy dopuszczalny czas samoczynnego wyłączenia zasilania (w sekundach) w obwodach odbiorczych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A (Tablica 41.1 normy [25])

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

<sup>1)</sup> Wyłączenie może być wymagane z innych powodów niż zagrożenie porażeniem.

Norma różnicuje kryteria skuteczności ochrony przez samoczynne wyłączanie zasilania w układzie TT. Jeżeli wyłączenie następuje za pomocą urządzenia różnicowoprądowego (o znamionowym różnicowym prądzie zadziałania  $I_{\Delta n}$ ), to sprawdza się wartość napięcia dotykowego względem ziemi odniesienia. Nadal obowiązuje (p. 411.5.3) dawny warunek co do rezystancji uziemienia przewodu ochronnego  $R_A$ :

$$R_A \leq \frac{50}{I_{\Delta n}} \quad (3.8)$$

W tym miejscu norma przeczy sama sobie i nie jest to błąd polskiego tłumaczenia, bo identyczne są teksty oryginalne, angielski i francuski. We wzorze (3.8) zamiast znamionowego prądu różnicowego zadziałania  $I_{\Delta n}$  powinien się znaleźć prąd wyłączający RCD ( $I_a \geq I_{\Delta n}$ ), dobrany stosownie do wymaganego czasu wyłączenia (tabl. 2).

Natomiast jeżeli wyłączenia dokonuje zabezpieczenie nadprądowe (o prądzie wyłączającym  $I_a$ ), to obowiązuje warunek dotyczący wymaganej impedancji pętli zwarciowej zwarcia doziemnego  $Z_s$  w instalacji o napięciu fazowym  $U_o$ :

$$Z_s \leq \frac{U_o}{I_a} \quad (3.9)$$

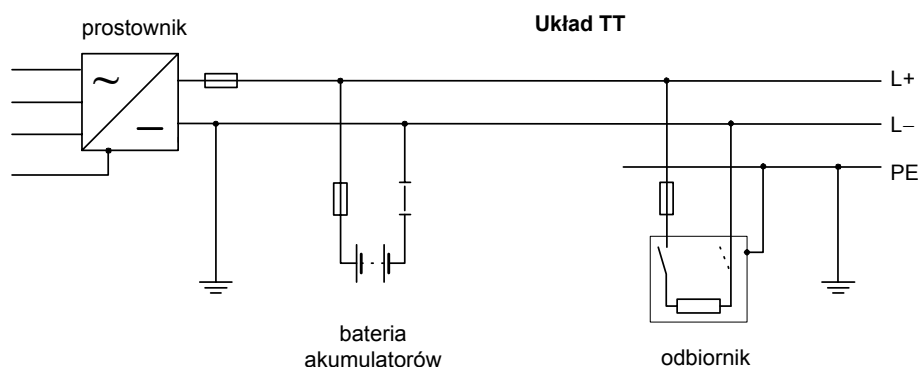
To drugie wymaganie jest wprawdzie nowością w normie, ale od dawna było wykorzystywane przy badaniu stanu ochrony, również w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi. Chodzi zwłaszcza o obiekty w bogato zbrojonym terenie miejskim i/lub przemysłowym, gdzie poprawny pomiar rezystancji pojedynczego uziemienia jest niewykonalny. Zważywszy, że rezystancja uziemienia funkcjonalnego sieci  $R_B$  (rys. 21) jest zwykle wielokrot-

nie mniejsza niż rezystancja uziemienia przewodu ochronnego  $R_A$ , na ogół uprawnione jest przybliżenie  $Z_S \approx R_A$ .

Jeżeli w układzie TT samoczynnego wyłączenia zasilania dokonują zabezpieczenia nadprądowe, a połączeniami wyrównawczymi głównymi są objęte wszelkie części przewodzące obce w zasięgu instalacji, to można przyjąć największy dopuszczalny czas wyłączenia, jak dla układu TN. Te połączenia wyrównawcze sprawiają, że człowiek nie jest narażony na działanie napięcia dotykowego względem ziemi odniesienia, jak na rys. 21, lecz na działanie znacznie mniejszego napięcia dotykowego między częściami jednocześnie dostępnymi. Jest ono równe spadkowi napięcia, jaki prąd zwarcia doziemnego, nieduży w układzie TT, wywołuje na określonym odcinku przewodów ochronnych (od miejsca zwarcia do miejsca wykonania najbliższych połączeń wyrównawczych).

Układ TT ma tylko jedno uziemienie funkcjonalne – u źródła zasilania, w stacji zasilającej lub w jej pobliżu. Dodatkowe uziemienia funkcjonalne uniemożliwiałyby użycie urządzeń różnicowoprądowych. Jeżeli jest wyprowadzony przewód neutralny N, a jest tak w Polsce w przypadku trójfazowego układu TT o napięciu 230/400 V, to ten przewód neutralny jest uziemiony tylko przy stacji zasilającej. Jakikolwiek naruszenie jego ciągłości oznacza niebezpieczną niesymetrię napięć fazowych, która w układzie TN jest łagodzona przez dodatkowe uziemienia przewodu PEN w obrębie sieci. To kolejna wada układu TT w porównaniu z układem TN.

W układzie TT powinny być rozłączane izolacyjnie wszystkie przewody czynne, również przewód neutralny N i dotyczy to także głównego wyłącznika przyłączowego. W obwodzie 3-fazowym 4-przewodowym konieczny jest łącznik izolacyjny 4-biegunowy o opóźnionym otwieraniu i przyspieszonym zamykaniu zestyku w biegunie neutralnym N, chyba że wytwórca gwarantuje migowe, praktycznie jednoczesne zamykanie i otwieranie wszystkich biegunów.

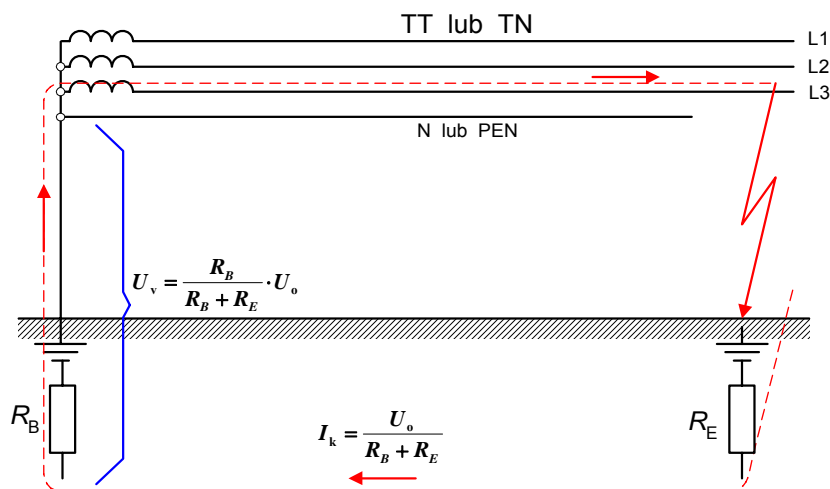


Rys. 23. Instalacja stałoprądowa o układzie TT

Norma milcząco akceptuje układy o bezpośrednim uziemieniu funkcjonalnym (TN i TT) również w urządzeniach prądu stałego. Dawniej przestrzegano przed pochopnym stosowaniem takich rozwiązań z obawy przed korozją elektrochemiczną uziomów, zwłaszcza w układzie TN. Obecnie większość układów stałoprądowych niskiego napięcia to niezbyt rozległe obwody w obrębie jednego budynku, zasilane z indywidualnych przekształtników, o metalicznej pętli zwarcia doziemnego: albo złożonej wyłącznie z przewodów (układ TN), albo z udziałem części przewodzących obcych (układ TT). Uszkodzenia w układzie stałoprądowym nie wywołują wtedy przepływu prądu stałego w miejscach styczności uziomów z gruntem.

### Uziemienie funkcjonalne układu TT

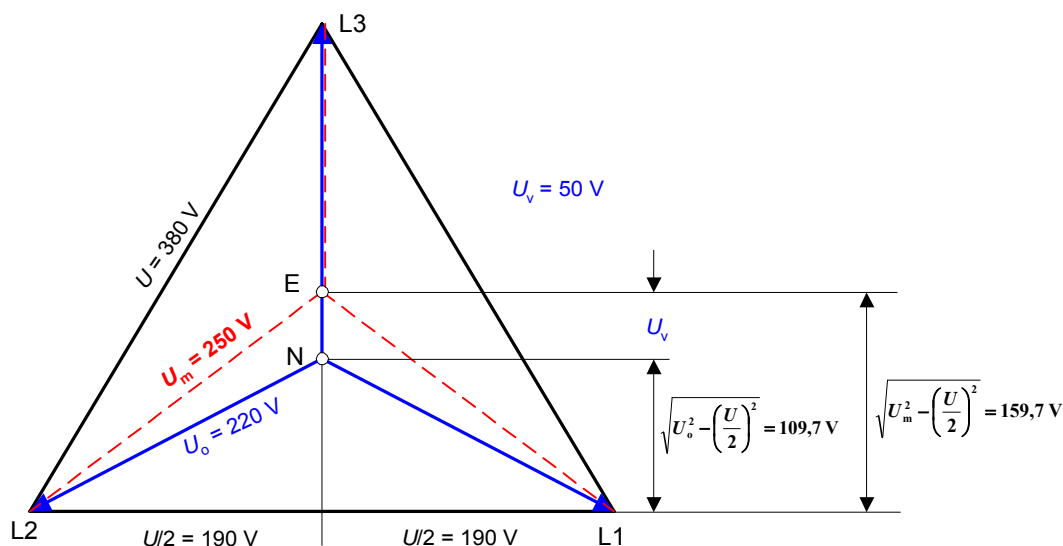
Skoro do samoczynnego wyłączenia zasilania w układzie TT prądu przemiennego stosuje się tylko urządzenia różnicowoprądowe, to wymagania odnośnie do rezystancji  $R_A$  uziemienia przewodu ochronnego (rys. 21) nie są wygórowane, wystarcza rezystancja rzędu kilkudziesięciu do kilkuset omów. W takim przypadku dla skuteczności samoczynnego wyłączenia zasilania nie ma znaczenia, czy rezystancja uziemienia funkcjonalnego układu  $R_B$  (rys. 21) wynosi kilka czy kilkanaście i więcej omów. Jednakże dawniej do wartości  $R_B$  przykładano dużą wagę.



**Rys. 24.** Zwarcie doziemne przewodu skrajnego w sieci z uziemieniem funkcjonalnym wywołujące przesunięcie potencjału punktu neutralnego względem ziemi ( $U_v$ )

W układach z uziemieniem funkcjonalnym (TT i TN) zwarcie przewodu skrajnego bezpośrednio z ziemią jest zwarcie małoprądowym, które nie jest wykrywane i nie jest wyłączane przez zabezpieczenia nadprądowe. Wywołuje ono (rys. 24) przesunięcie potencjału  $U_v$  uziemionego punktu układu, zazwyczaj punktu neutralnego, względem ziemi i niesymetrię napięć doziemnych układu (ale nie napięć fazowych ani napięć międzyprzewodowych). Wartość tego przesunięcia potencjału  $U_v$  wynika z rozkładu napięcia fazowego  $U_0$  na dzielniku rezystancyjnym  $R_B/R_E$ , przy czym:

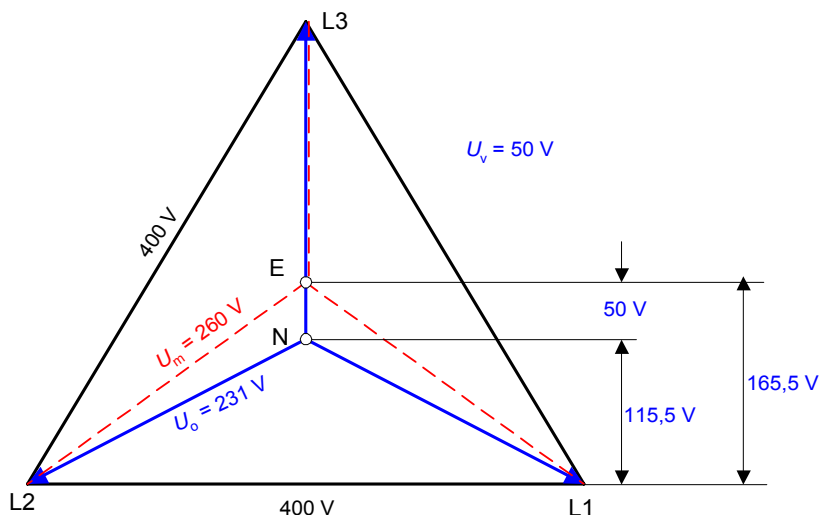
- $R_B$  jest rezystancją jedyne uziemienia funkcjonalnego układu TT, a rezystancją wypadkową (równolegle połączonych) wszystkich uziemień przewodów PEN i PE układu TN,
- $R_E$  jest najmniejszą spodziewaną rezystancją przejścia do ziemi w miejscu zwarcia doziemnego przewodu skrajnego.



**Rys. 25.** Dawniejsza relacja między różnymi napięciami przy zwarciu doziemnym, jak na rys. 24, w sieci 220/380 V o bezpośrednio uziemionym punkcie neutralnym

Podczas pracy normalnej nie płynie prąd przez rezystancję uziemienia  $R_B$ , punkt neutralny układu N ma potencjał ziemi E i na rys. 25 punkt E pokrywa się z punktem N, którego położenie przyjmuje się za punkt odniesienia. Po zwarciu doziemnym w fazie L3 potencjał ziemi E przesuwają się w kierunku wierzchołka L3 trójkąta napięć o odcinek  $U_v$  odpowiadający różnicy poten-

cjałów N-E. Dawniej do sieci niskiego napięcia zaliczano układy, w których napięcie dowolnego przewodu względem ziemi nie przekracza długotrwale 250 V. Takie rozumowanie odzwierciedla rys. 25, na którym punktem wyjścia są fazory napięć względem ziemi faz nieuszkodzonych L1-E oraz L2-E o największej dopuszczalnej wartości  $U_m = 250$  V. Z tego wynikało największe dopuszczalne przesunięcie potencjału punktu neutralnego  $U_v = 50$  V i wymaganie co do wartości rezystancji  $R_B$ .



**Rys. 26.** Aktualna relacja między różnymi napięciami przy zwarciu doziemnym, jak na rys. 24, w sieci 230/400 V o bezpośrednio uziemionym punkcie neutralnym

Aktualną relację między różnymi napięciami przy zwarciu doziemnym w sieci o bezpośrednio uziemionym punkcie neutralnym przedstawia rys. 26. Napięcie znamionowe sieci zmieniło się od wartości 220/380 V do wartości 230/400 V. Utrzymanie wartości napięcia doziemnego faz nieuszkodzonych poniżej  $U_m = 250$  V byłoby trudne, ale na szczęście nie jest już potrzebne, bo tej granicy napięć niskich od dawna nie ma. Największe dopuszczalne przesunięcie potencjału punktu neutralnego  $U_v = 50$  V można utrzymać, a w przypadku układu TN trzeba utrzymać jako największe dopuszczalne długotrwale napięcie dotykowe  $U_L$ . Tej wartości nie przestrzega się w normie austriackiej [39], w której przyjęto wartość dopuszczalne przesunięcie 65 V, skutkujące łagodniejszymi wymaganiami odnośnie do wartości  $R_B$ .

Od roku 1997 nie ma w przepisach niemieckich [36] wymagań odnośnie do wartości rezystancji uziemienia funkcjonalnego  $R_B$  sieci TT, jeżeli to uziemienie jest oddzielone od uziemienia ochronnego urządzeń wysokiego napięcia stacji zasilającej. W sieci TT przewód neutralny, wyprowadzony z punktu neutralnego, nie spełnia funkcji ochronnej i wobec tego zmiany jego potencjału względem ziemi są bez znaczenia dla bezpieczeństwa.

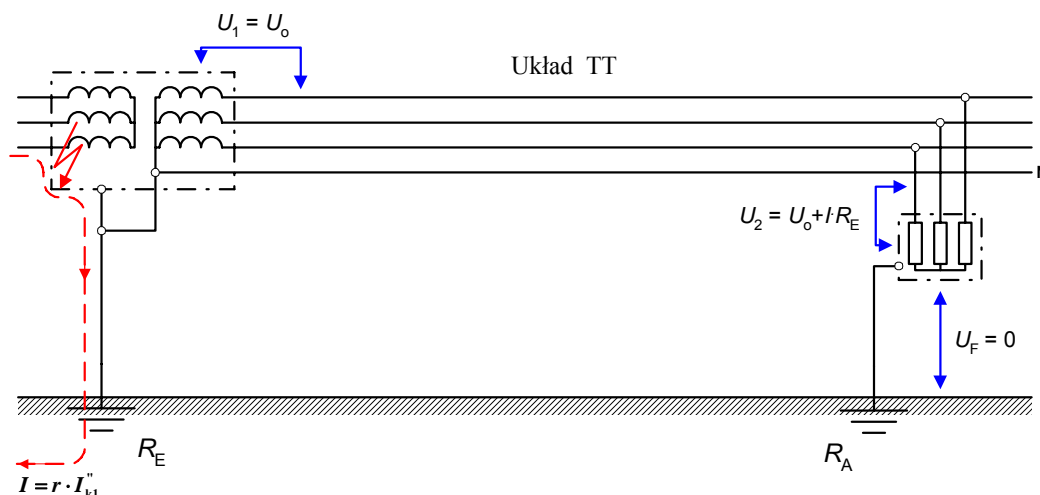
Przy zasilaniu sieci niskonapięciowej TT lub TN z sieci średniego napięcia jednym z kłopotliwych problemów do rozwiązania są uziemienia związane ze stacją zasilającą SN/nn:

- Uziemienie ochronne urządzeń SN stacji powinno mieć taką rezystancję uziemienia i/lub taką konfigurację, aby gwarantowało utrzymanie na dopuszczalnym poziomie napięć dotykowych w miejscach dostępnych w razie zwarcia doziemnego po stronie SN.
- Uziemienie funkcjonalne sieci nn powinno mieć taką rezystancję uziemienia  $R_B$ , aby przy zwarciu doziemnym jednego z przewodów skrajnych tej sieci napięcie punktu neutralnego względem ziemi nie wzrosło ponad dopuszczalną wartość, np. 50 V w sieci 230/400 V (65 V według normy austriackiej [39]). To wymaganie nie wymaga sprawdzania w sieci TT, jeżeli rezystancja uziemienia funkcjonalnego  $R_B$  nie przekracza 5  $\Omega$ . Problem rezystancji bezpośredniego uziemienia funkcjonalnego niskonapięciowego układu (TT, TN) jest szerzej przedstawiony w rozdz. 3.3.
- W przypadku zamiaru łączenia obu uziomów w stacji – co z zasady jest preferowane – nale-

ży upewnić się, czy zwarcie doziemne w stacyjnych urządzeniach SN nie wywołuje niedopuszczalnych narażeń napięciowych izolacji bądź zagrożenia porażeniowego w urządzeniach nn samej stacji i/lub w instalacjach odbiorczych.

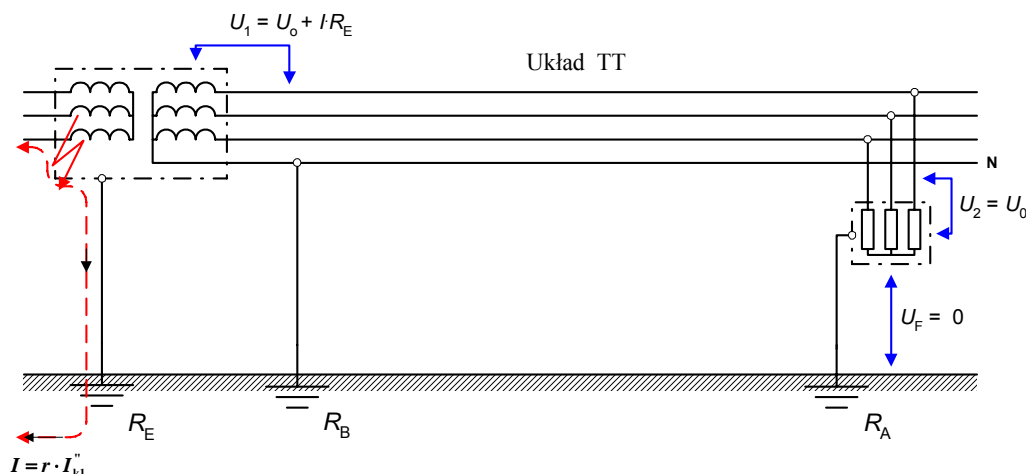
Na rys. 27 przedstawiono stację SN/nn o wspólnym układzie uziomowym urządzeń SN i urządzeń nn. Przy zwarciu doziemnym po stronie SN stacji napięcie względem ziemi wszystkich przewodów czynnych sieci nn wzrasta o wartość napięcia uziomowego  $U_E = I_E \cdot R_E$ . W tym stopniu wzrastają narażenia elektryczne izolacji podstawowej wszystkich urządzeń w instalacjach odbiorczych. Zgodnie z normą [27] wolno to akceptować pod warunkiem, że:

- przy czasie zwarcia doziemnego  $t_F \leq 5$  s napięcie uziomowe  $U_E \leq 1200$  V, a
- przy czasie zwarcia doziemnego  $t_F > 5$  s napięcie uziomowe  $U_E \leq 250$  V.



**Rys. 27.** Wspólne uziemienie ochronne urządzeń SN stacji i uziemienie funkcjonalne sieci nn o układzie TT – narażenia napięciowe izolacji urządzeń nn w stacji i u odbiorcy przy zwarciu doziemnym w urządzeniu SN w stacji

To wymaganie trudno spełnić, bo dotyczy pojedynczego uziemienia przy stacji zasilającej i może wymagać bardzo małej rezystancji uziemienia  $R_E$ . Jest ona wymagana nie ze względu na ochronę od porażień, lecz ze względu na narażenia izolacji w instalacjach odbiorczych.

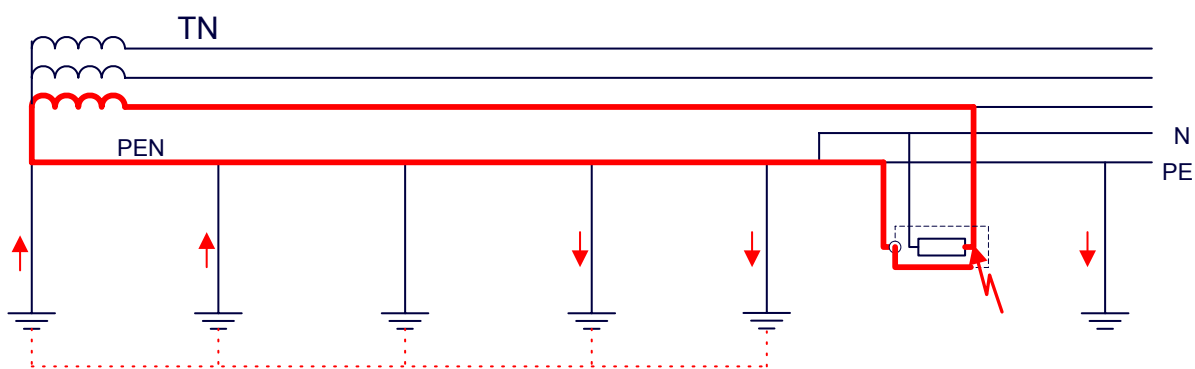


**Rys. 28.** Oddzielne uziemienie ochronne urządzeń SN stacji i uziemienie funkcjonalne sieci nn o układzie TT – narażenia napięciowe izolacji urządzeń nn w stacji i u odbiorcy przy zwarciu doziemnym w urządzeniu SN w stacji

Przypadku oddzielnych uziemień (rys. 28) identyczne narażenie napięciowe izolacji występuje w urządzeniach nn samej stacji. Lepiej mieć do czynienia z takim narażeniem w jednej stacji niż u licznych odbiorców, ale wymagania normy pozostają te same i równie trudno je spełnić.

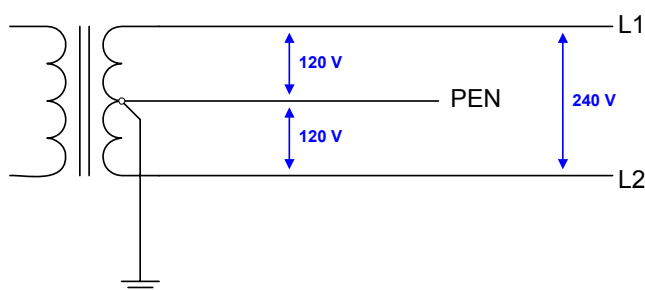
### 3.3. Układ TN

**W układzie TN pętla zwarcia doziemnego L-PE bądź L-PEN, w następstwie uszkodzenia izolacji podstawowej, jest w całości złożona z przewodów elektroenergetycznych** (rys. 29). Dzięki temu prąd przy takim zwarciu jest duży, na ogół wynosi  $I_{k1min} \approx (0,5 \div 0,6)I_{k3}$ , czyli 50÷60% prądu zwarcia trójfazowego. Nawet w niekorzystnych warunkach zasilania w instalacji o napięciu 230/400 V znacznie przekracza 115 A (impedancja pętli zwarciowej  $Z_s < 2 \Omega$ ), a w sieciach i instalacjach przemysłowych osiąga kilka kiloamperów i więcej. To najbardziej wyrazista cecha układu TN, odróżniająca go od innych układów (TT oraz IT). Bezpośredni bądź pośredni pomiar prądu zwarcia L-PE (choćby poprzez pomiar impedancji pętli zwarciowej  $Z_s$ ) jest najbardziej wiarygodnym sprawdzianem – ucinającym jałowe dyskusje – czy w konkretnej sytuacji ma się do czynienia z układem TN.



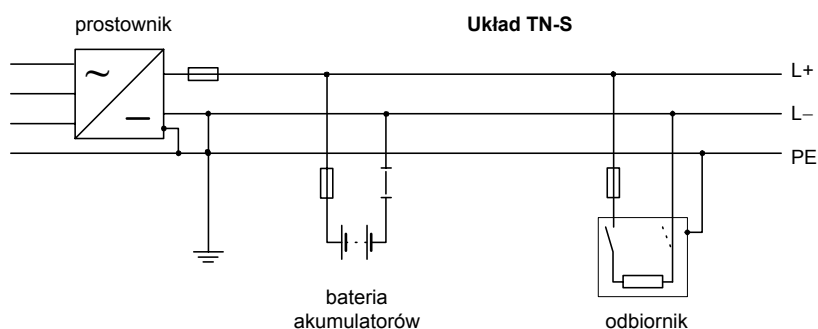
Rys. 29. Pętla zwarcia L-PE w układzie TN w całości złożona z przewodów

Układ TN ma u źródła zasilania bezpośrednio uziemiony punkt neutralny (rys. 29, 30) albo inną część czynną (rys. 31), z której jest wyprowadzony przewód ochronny (PE lub PEN lub PEL). W poprawnie wykonanym układzie TN, z wielokrotnym uziemieniem przewodów ochronnych PE (PEN), znikoma część prądu zwarcia L-PE (nawet znacznie mniej niż 1%) wraca do źródła poprzez uziemienia i ziemię (rys. 29). Nie wpływa to znacząco na wartość prądu w miejscu zwarcia ani na wynik pomiaru impedancji pętli zwarciowej  $Z_s$ , ale znacznie obniża wartości napięcia przewodów ochronnych PE (PEN) względem ziemi odniesienia i w następstwie – wartości napięć dotykowych. To m.in. dlatego w normach i przepisach są wymagania bądź zalecenia uziemiania przewodów ochronnych w możliwie licznych miejscach. W budynkach wysokich i wysokościowych podobny efekt uzyskuje się ponawiając co kilka kondygnacji połączenia wyrównawcze przewodu ochronnego z wszelkimi częściami przewodzącymi obcymi, łącznie ze zbrojeniem betonowych konstrukcji budowlanych (p. 411.4.2, UWAGA 1 normy [25]).



Rys. 30. Jednofazowy trzyprzewodowy układ TN (multi-grounded neutral system w USA) 120/240 V, 60 Hz

W układach TN-C bądź TN-C-S, zawierających przewód PEN, również w warunkach normalnych tor ziemnopowrotny może odgałęziać część prądu przewodu neutralnego, wynikającego z niesymetrii obciążenia i/lub ze zsumowania się harmonicznych potrójnej częstotliwości.



Rys. 31. Instalacja prądu stałego o układzie TN-S

Dzięki temu, że prąd zwarcia L-PE w układzie TN jest duży, **do samoczynnego wyłączenia zasilania wystarczają zabezpieczenia nadprądowe**: wyłączniki nadprądowe lub bezpieczniki. To korzystna okoliczność, bo te zabezpieczenia są i tak nieodzowne w każdym obwodzie w celu ograniczenia cieplnych i elektrodynamicznych skutków zwarć. Przypisanie im dodatkowej funkcji nic nie kosztuje.

Warunkiem skuteczności samoczynnego wyłączenia zasilania jest dostatecznie mała impedancja  $Z_s$  pętli zwarciowej. W obwodzie o napięciu względem ziemi  $U_0$  impedancja pętli zwarciowej  $Z_s$  powinna spełniać warunek:

$$Z_s \leq \frac{U_0}{I_a}, \quad (3.10)$$

przy czym  $I_a$  jest prądem wyłączającym zabezpieczenia dokonującego samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie.

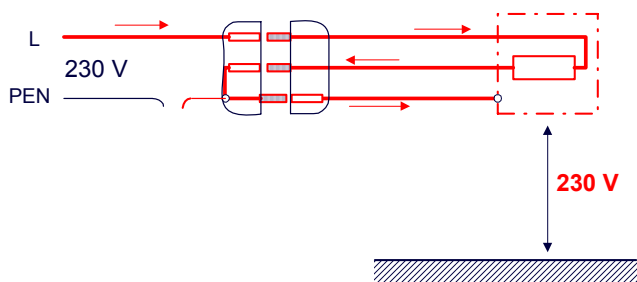
Jeżeli, ze względu na wymagania normy i/lub uznane zasady wiedzy technicznej, instaluje się w określonym obwodzie wyłącznik różnicowoprądowy, to jego prąd wyłączający  $I_a = (1 \div 5)I_{\Delta n}$  jest tak mały, że wymaganie (3.10) jest samorzutnie spełnione pod warunkiem, że jest zachowana ciągłość połączeń ochronnych.

W roli urządzeń dokonujących samoczynnego wyłączenia zasilania norma traktuje (p. 411.4.5) na równych prawach zabezpieczenia nadprądowe i zabezpieczenia różnicowoprądowe. Wystarczy, by jedno z tych zabezpieczeń spełniało warunek (3.10). Jeżeli w obwodzie są oba zabezpieczenia: nadprądowe i różnicowoprądowe, to **norma nie wymaga, by warunek (3.10) spełniał również zabezpieczenie nadprądowe**. Taką interpretację dobitnie potwierdza zapis w normie (p. 411.4.4, UWAGA [25]). Natomiast błędnie bywa odczytywany inny zapis (p. 411.4.5, UWAGA 1 [25]), 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. IEC 826-05-01).

Tyle norma. Nie zmienia to faktu, że układ TN jest jedynym układem, w którym bardziej niezawodne wyłączniki nadprądowe, a zwłaszcza bezpieczniki (aparaty *fail-safe*, bezpieczne w razie uszkodzenia), mogą – dla celów ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej – rezerwować znacznie bardziej zawodne wyłączniki różnicowoprądowe. Zatem odpowiedzialny projektant powinien upewnić się, że w razie uszkodzenia wyłącznika różnicowoprądowego zwarcie L-PE u końca obwodu w rozsądnym czasie (niekoniecznie w czasie 0,4 s) wyłączy zabezpieczenie nadprądowe; chodzi o zabezpieczenie rezerwowe, wobec czego można by dopuścić czas wyłączenia nawet 5 s.

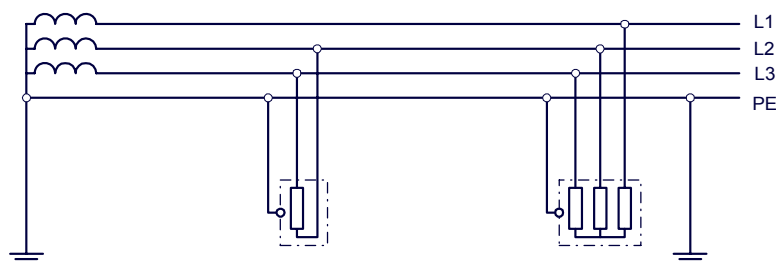
Przytoczone wyżej zalety układu TN przesłania zagrożenie występujące w razie przerwania przewodu ochronno-neutralnego w układzie TN-C. Mimo doskonałego stanu izolacji podstawowej wywołuje ono groźną sytuację (rys. 32), na którą zabezpieczenia nadprądowe nie reagują. Naruszona jest podstawowa reguła norm bezpieczeństwa *single-fault condition*, oznaczająca, że

pojedyncze uszkodzenie nie powinno wywoływać zagrożenia porażeniem.



Rys. 32. Skutki przerywania przewodu ochronno-neutralnego PEN w instalacji o układzie TN-C

Z tego powodu układ TN-C z przewodem PEN (PEL) łączącym funkcję przewodu ochronnego z funkcją przewodu czynnego jest dopuszczalny tylko w instalacjach stałych i pod warunkiem, że przewód PEN ma przekrój gwarantujący dostateczną odporność na narażenia mechaniczne ( $\geq 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ,  $\geq 16 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ ). Pierwsze w świecie przepisy dotyczące rozdzielenia funkcji ochronnej i roboczej przewodu PEN zostały wydane w Szwajcarii w roku 1946.



Rys. 33. Trójfazowa czteroprzewodowa instalacja o układzie TN-S

Po rozdzieleniu funkcji przewodu PEN takie zagrożenie nie występuje, a układ przyjmuje oznaczenie TN-S. Jego cechą rozpoznawczą nie jest liczba przewodów obwodu, jak wielu sądzi, lecz brak przewodu o łączonych funkcjach (PEN, PEL). Przykładem jest instalacja 3-fazowa TN-S, w której przewód neutralny jest zbędny, bo jest przeznaczona do zasilania wyłącznie odbiorników 3-fazowych (rys. 33).

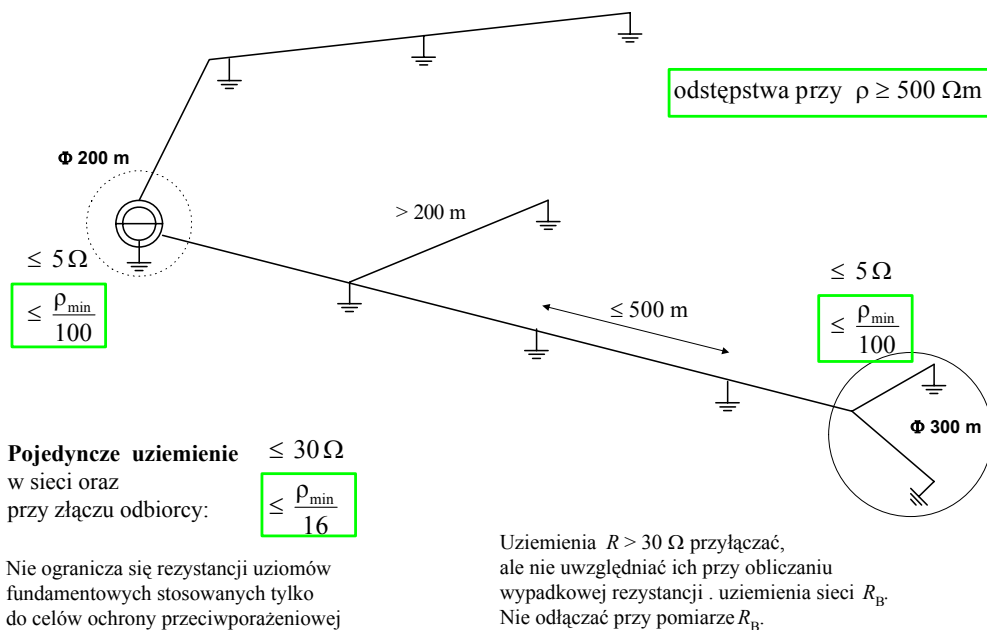
### Uziemienia ochronno-funkcjonalne w układzie TN

Układ TN wymaga bezpośredniego uziemienia funkcjonalnego wybranego punktu źródła zasilania oraz wielokrotnych uziemień przewodów ochronnych (PEN i/lub PE) wyprowadzonych z tego punktu. W najbardziej rozpowszechnionym trójfazowym układzie TN 230/400 V uziemia się punkt neutralny, połączonego w gwiazdę lub w zygzak, uzwojenia transformatora i wyprowadza się z tego punktu przewód PE (PEN) zamykający obwód prądu zwarcia doziemnego L-PE (L-PEN) powstałego w głębi sieci lub instalacji. Wielokrotne uziemienia tego przewodu pozwalają zmniejszyć wartości napięć względem ziemi odniesienia i złagodzić skutki ewentualnego przerywania tego przewodu. Rezystancja uziemienia u źródła ani rezystancja wypadkowa wszystkich uziemień układu TN nie ma znaczenia z punktu widzenia samoczynnego wyłączenia zasilania dla celów ochrony przeciwporażeniowej, ale ma kapitalne znaczenie z punktu widzenia odporności układu TN na: zwarcia doziemne w poprzedzającej sieci średniego napięcia, zwarcia doziemne w obrębie sieci nn z pominięciem przewodu ochronnego PEN lub PE, przerywanie przewodu PEN, narażenia przepięciowe i inne aspekty szeroko pojętej kompatybilności elektromagnetycznej.

Już w Przepisach Budowy Urządzeń Elektrycznych ustanowionych w roku 1960 [34] – poza wymaganiami na wypadek zwarcia doziemnego w poprzedzających urządzeniach wysokiego

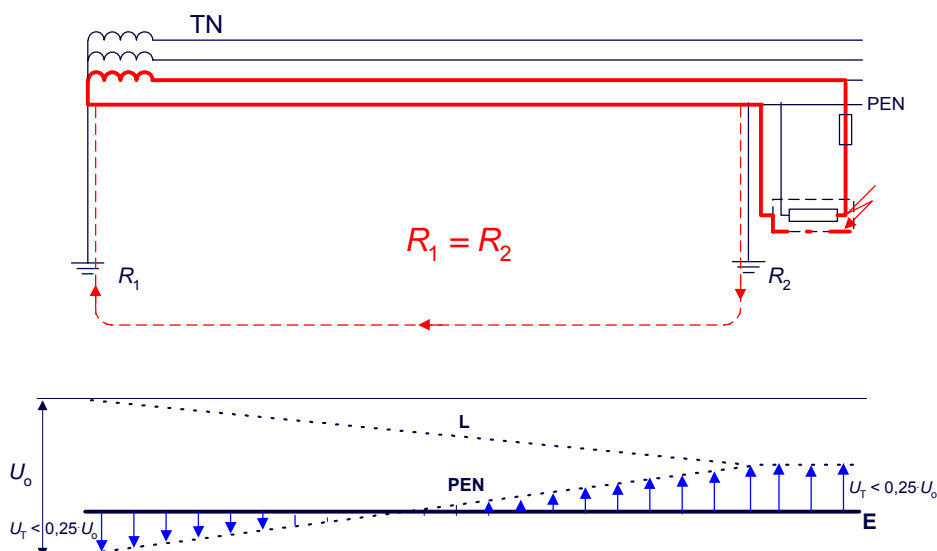






**Rys. 35.** Wymagania normy N SEP-E-001 [33] odnośnie do rozmieszczenia i rezystancji uziemień ochronno-funkcyjnych napowietrznej sieci TN

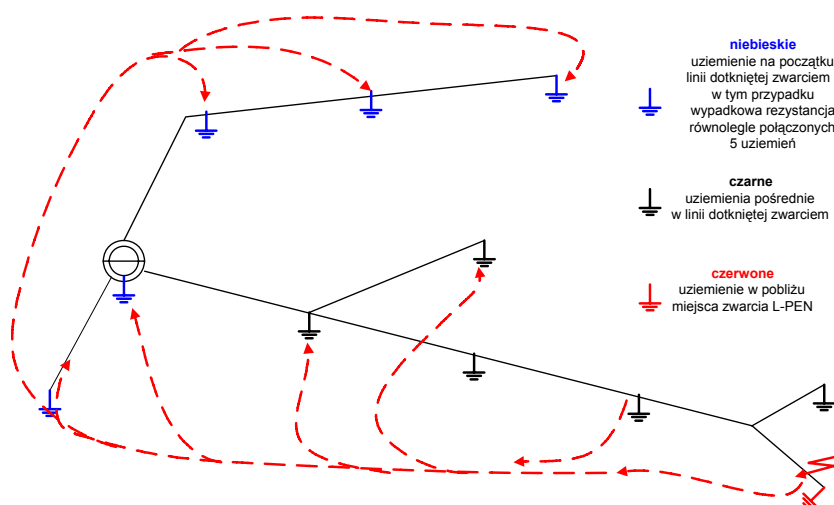
Rezystancja pojedynczych uziemień ochronno-funkcyjnych, wymaganych przez normę [33], nie powinna przekraczać  $30 \Omega$ . Obiekty uziemione o większej rezystancji uziemienia mogą i powinny być przyłączane, jeśli tylko nie podlegają zakazowi wykorzystywania do celów uziomowych, jak rurociągi i zbiorniki substancji palnych. Norma [33] zabrania ich uwzględniania przy obliczaniu rezystancji wypadkowej, ale nie wymaga ich odłączenia na czas pomiaru wypadkowej rezystancji uziemienia  $R_B$  sieci TN. Ograniczenia, by uziemień o wartości przekraczającej  $30 \Omega$  nie uwzględniać w obliczeniach, nie było w oryginalnych postanowieniach VDE, co łatwo sprawdzić na rys. 34. Trzeba ponadto pamiętać, że duża część uziemień w liniach napowietrznych jest wykorzystywana do celów ochrony przeciwprzepięciowej i z tego powodu musi mieć rezystancję uziemienia nie większą niż  $10 \Omega$ .



**Rys. 36.** Rozkład napięcia przewodu PEN względem ziemi (E) wzdłuż linii o jednakowej rezystancji uziemień ochronno-funkcyjnych na początku i na końcu

Jednakowa rezystancja uziemień ochronno-funkcyjnych przy stacji i na końcu linii dawałaby korzystny rozkład napięcia wzdłuż przewodu PEN względem ziemi (E), rozkład równomierny i symetryczny, z jednakowymi napięciami uziomowymi na początku i na końcu linii

(rys. 36). I tak byłyby przy dowolnej rezystancji uziemienia, niekoniecznie  $5 \Omega$ , byłyby jednakowej na obu krańcach linii. Tę właściwość układu TN wysuwano jako ważną zaletę i nazywano wagą napięciową (niem. *Spannungswaage*). Rzecz w tym, że to właściwość przereklamowana, bo osiągalna tylko w sytuacji, kiedy ze stacji wychodzi jedna jedyna linia, czyli w sytuacjach wyjątkowych. Jeżeli linii jest więcej (rys. 37), to rolę uziemienia na początku linii – poza uziemieniem stacyjnym – pełnią wszystkie równoległe z nim połączone uziemienia w pozostałych liniach (niedotkniętych zwarcie). Nie ma mowy o równowadze napięciowej przewodu PEN przy zwarcie na końcu każdej z linii ani nawet o sytuacji zbliżonej do równowagi. Oczywiście nieduża rezystancja uziemień ochronno-funkcjonalnych u końca linii przydaje się na wypadek przerwania przewodu PEN. Przydaje się tym bardziej, im bliżej końca linii to następuje. Pod tym kątem należałoby na nowo przemyśleć wymagania odnośnie do uziemień ochronno-funkcjonalnych sieci TN, a nie kurczowo trzymać się zasad sprzed ponad pół wieku, które już w roku 1997 zostały odrzucone w kraju ich pochodzenia [36].



Rys. 37. Rozpływ prądu ziemnowrotnego przy zwarcie L-PEN u końca jednej z wielu linii sieci TN

Jedynym zdarzeniem w obrębie sieci TN brany obecnie pod uwagę w Niemczech przy doborze wypadkowej rezystancji jej uziemienia jest **zwarcie przewodu skrajnego z ziemią L-E** z pominięciem przewodu ochronnego (rys. 38). Powstaje dzielnik napięcia złożony z wypadkowej rezystancji uziemień przewodów PEN i PE w całej sieci ( $R_B$ ) oraz rezystancji przejścia do ziemi ( $R_E$ ), jaką ma zerwany goły przewód linii napowietrznej leżący na powierzchni gruntu. W obrębie całej galwanicznie połączonej sieci na częściach przewodzących dostępnych pojawia się wtedy napięcie względem ziemi odniesienia o wartości podanej na rys. 38.

Zgodnie z normą [25] napięcie przewodu PEN względem ziemi (napięcie dotykowe względem ziemi odniesienia) nie powinno przekraczać 50 V:

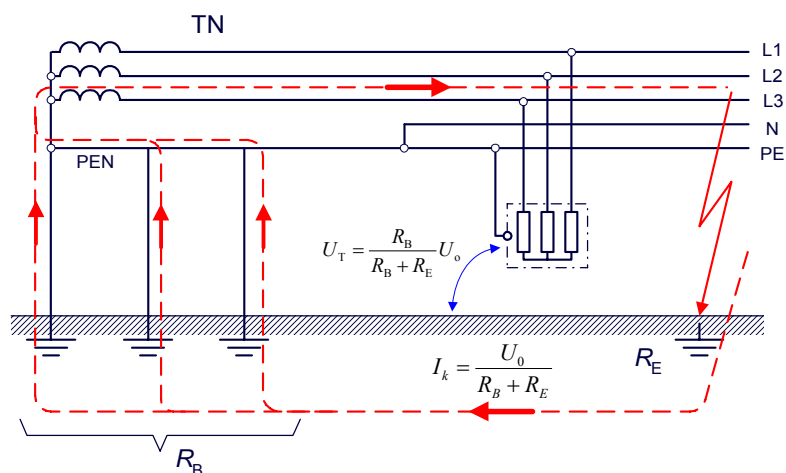
$$\frac{R_B}{R_B + R_E} U_o \leq 50 \text{ V}, \quad (3.11)$$

czyli powinien być spełniony warunek (p. 411.4.1 [25]):

$$R_B \leq \frac{50}{U_o - 50} R_E. \quad (3.12)$$

W najbardziej rozpowszechnionej sieci TN o napięciu 230/400 V ( $U_o = 230 \text{ V}$ ) sprowadza się to do prostego warunku:

$$R_B \leq 0,28 R_E \quad (3.13)$$



Rys. 38. Skutki zwarcia przewodu skrajnego z ziemią (L-E) w układzie TN

Kolejne normy PN po roku 1990 podobnie definiują  $R_E$ . Według aktualnej normy [25] „ $R_E$  jest minimalną rezystancją styku z ziemią, w omach, części przewodzących obcych niepołączonych z przewodem ochronnym, przez które może nastąpić zwarcie przewodu liniowego a ziemią”. A przecież chodzi przede wszystkim o możliwość opadnięcia zerwanego gołego przewodu skrajnego (liniowego) na ziemię. Co wtedy jest „częścią przewodzącą obcą niepołączoną z przewodem ochronnym”? Wierzchnia warstwa gruntu?

W normie N SEP-E-001:2003 [33] zamieszczono wzór (3.12) z normy i tak objaśniono  $R_E$ : „minimalna rezystancja między przewodem fazowym i ziemią odniesienia w miejscu zwarcia, w  $\Omega$ ; **jeżeli ustalenie wartości  $R_E$  jest trudne, można przyjmować  $R_E = 10 \Omega$** ”. Nikt nie zapytał co to jest „ziemia odniesienia w miejscu zwarcia”, za to wszyscy z ulgą uchwycili koło ratunkowe „ $10 \Omega$ ”. Inżynier elektryk projektujący sieci i ich uziemienia powinien wiedzieć, że nawet w dobrze przewodzącym gruncie ( $\rho = 100 \Omega\text{m}$ ) w celu uzyskania rezystancji uziemienia  $10 \Omega$  trzeba wbić co najmniej dwa pręty o długości 6 m. Jakim cudem taką rezystancję uziemienia (rezystancję przejścia do ziemi) może mieć zerwany przewód linii napowietrznej swobodnie leżący na powierzchni ziemi? No i bezrefleksyjnie wypisuje się w projektach nierozsądne i kosztowne wymaganie:

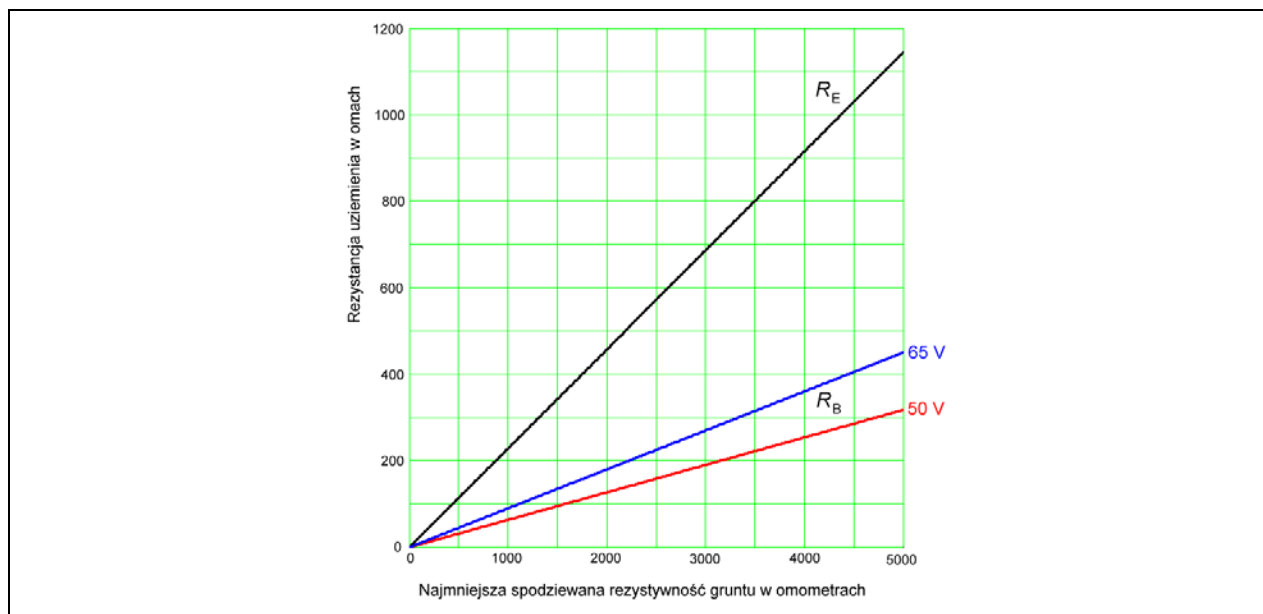
$$R_{B2} \leq 0,28 R_E = 0,28 \cdot 10 = 2,8 \Omega$$

W roku 1991 prof. G. Biegelmeier z Wiednia wykonał serię pomiarów terenowych wartości  $R_E$ , a ich wyniki i wnioski od dawna są dostępne w języku polskim [9]. Znalazły one odzwierciedlenie w normie austriackiej [39], której autorzy przyjęli warunki mniej ostre. Mianowicie w celu oszacowania wartości  $R_E$ , czyli najmniejszej spodziewanej rezystancji przejścia do ziemi zerwanego gołego przewodu linii napowietrznej przyjęli, że przewód o średnicy  $d = 0,015 \text{ m}$  ma rzeczywistą styczność z powierzchnią gruntu w obrębie przesła na łącznym odcinku  $L = 10 \text{ m}$ . Jego rezystancja uziemienia (rezystancja przejścia do ziemi) wynosi:

$$R_E = \frac{\rho_E}{\pi \cdot L} \ln \frac{2L}{d} \quad (3.14)$$

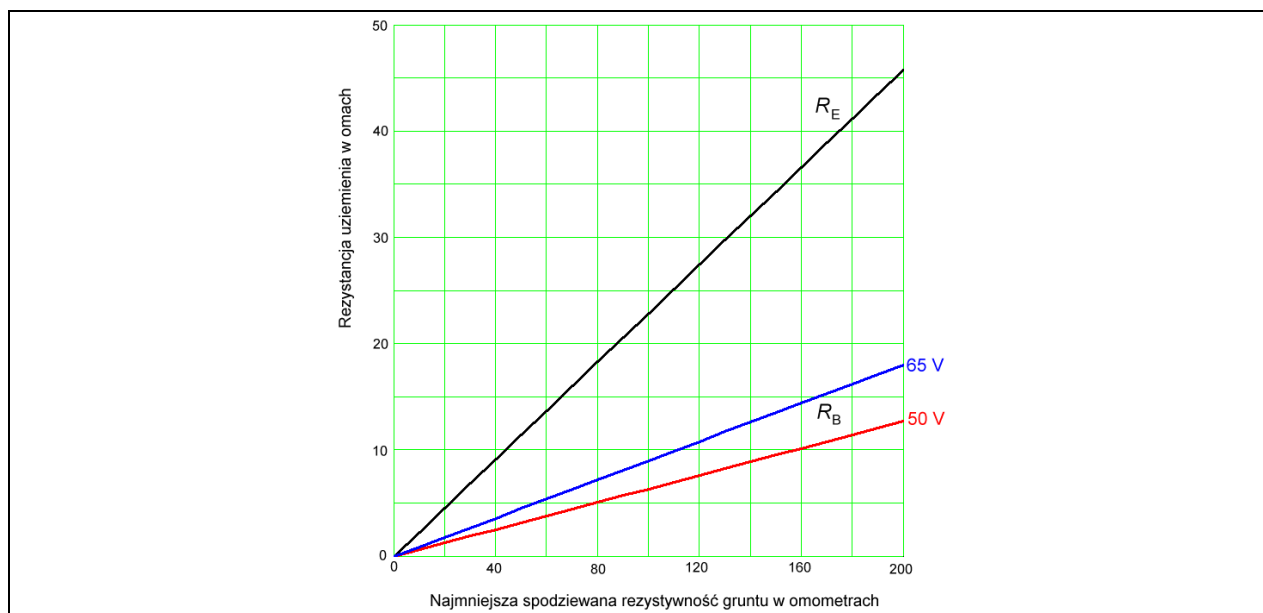
a  $\rho_E$  jest najmniejszą spodziewaną rezystywnością gruntu [ $\Omega\text{m}$ ] na trasie linii napowietrznej.

Rysunki 33 i 34 przedstawiają rezystancję przejścia  $R_E$  obliczoną ze wzoru (3.14) oraz związaną z nią wymaganą wartość wypadkowej rezystancji uziemień ochronno-funkcjonalnych  $R_B$  sieci TN w zależności od najmniejszej spodziewanej rezystancji wierzchniej warstwy gruntu na trasie linii. Wartości  $R_B$  są podane dla wariantu polskiego 50 V ( $R_B = 0,28 \cdot R_E$ ) oraz dla wariantu austriackiego 65 V ( $R_B = 0,39 \cdot R_E \approx 0,4 \cdot R_E$ ). Jak widać z rys. 40 ulubionej przez polskich elektryków wartości  $R_E = 10 \Omega$  można się spodziewać na gruncie o rezystywności około  $40 \Omega\text{m}$ , czyli na bagnie, najlepiej na takim, w którym kiedyś utonąła ciężarówka z ładunkiem soli.



**Rys. 39.** Rezystancja uziemienia  $R_E$  zerwanego gołego przewodu linii napowietrznej oraz rezystancja uziemienia ochronno-funkcjonalnego  $R_B$  sieci 230/400 V wymagana na wypadek takiego zdarzenia w zależności od najmniejszej rezystywności gruntu na trasie linii. Wartości  $R_B$  podano dla największego dopuszczalnego długotrwałe napięcia dotykowego 65 V (Austria) i 50 V (Polska). Zakres zmienności rezystywności gruntu 0 ÷ 5000  $\Omega\text{m}$ .

Jeżeli uziemienie ochronno-funkcjonalne przy stacji zasilającej sieć TN ma rezystancję nie większą niż 5  $\Omega$ , a tak z reguły jest przy preferowaniu uziemienia wspólnego nn i SN, to nic więcej nie jest potrzebne, by warunek (3.12) pochodzący z rozdz. 411.4.1 normy [25] był spełniony o ile na trasie linii napowietrznych nie ma gruntu o rezystywności mniejszej niż 80  $\Omega\text{m}$ . Zważywszy, że sieć TN ma wiele innych uziemień ochronno-funkcjonalnych poza stacyjnym, chociażby u wielu odbiorców energii, to w sieciach o napięciu 230/400 V warunek (3.12) jest zawsze spełniony z natury rzeczy, jak napisano w projekcie przepisów z roku 1997 [11].

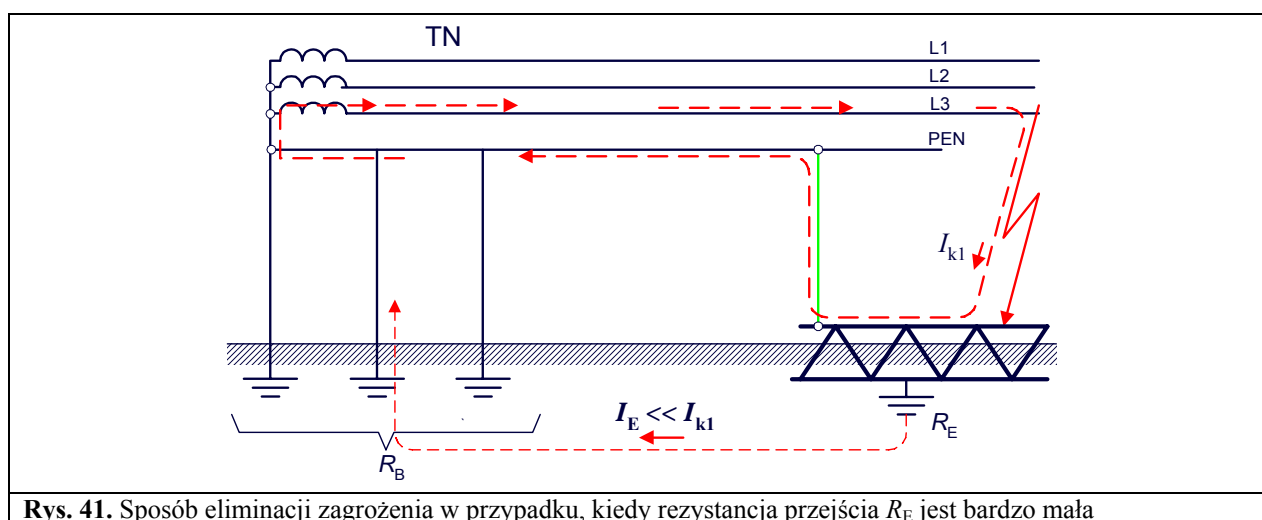


**Rys. 40.** Rezystancja uziemienia  $R_E$  zerwanego gołego przewodu linii napowietrznej oraz rezystancja uziemienia ochronno-funkcjonalnego  $R_B$  sieci 230/400 V wymagana na wypadek takiego zdarzenia w zależności od najmniejszej rezystywności gruntu na trasie linii. Wartości  $R_B$  podano dla największego dopuszczalnego długotrwałe napięcia dotykowego 65 V (Austria) i 50 V (Polska). Zakres zmienności rezystywności gruntu 0 ÷ 200  $\Omega\text{m}$ .

Jeśli określony zakres wiedzy technicznej nie jest objęty właściwością Norm Europejskich

ani norm własnych danego kraju, to za podstawę należy przyjąć normę międzynarodową IEC nieuznaną przez CENELEC albo właściwą **normę własną innego kraju**. Takie postanowienie można znaleźć w punkcie 511.1 kolejnych edycji normy PN-HD 60364-5-51 [29]. Jeżeli dla polskiego elektryka „ustalenie wartości  $R_E$  jest trudne” bo nie znajduje żadnych wskazówek na ten temat w normach EN, HD ani PN, to powinien skorzystać z normy własnej innego kraju, np. normy austriackiej, a nie bezkrytycznie przyjmować nierealną, oderwana od życia wartość  $10 \Omega$ .

Skrajnie mała wartość rezystancji przejścia  $R_E$  może się zdarzyć wyjątkowo, kiedy linia napowietrzna krzyżuje obiekt z materiału przewodzącego będący uziemem naturalnym (np. estakada, metalowy rurociąg lub zbiornik) o rezystancji uziemienia nawet znacznie mniejszej niż  $10 \Omega$ . Zamiast bezmyślnie dopasowywać do tego uziemienia sieci TN, należy ten obiekt połączyć z przewodem PEN (rys. 41), jeżeli tylko nie podlega on zakazowi wykorzystywania do celów uziomowych. Problem zniknie, bo w razie zwarcia L-E tylko nieznaczna część prądu zwarcia popłynie przez wypadkową rezystancję uziemienia  $R_B$  sieci TN. Jeżeli to niemożliwe, to trzeba linię skablować albo zmienić jej trasę.



**Rys. 41.** Sposób eliminacji zagrożenia w przypadku, kiedy rezystancja przejścia  $R_E$  jest bardzo mała

Wyobraźmy sobie polskiego elektryka, który – po zgłębieniu zawłości rodzimych zasad wymiarowania uziemień sieci niskonapięciowych o układzie TN – zagląda do szwajcarskiego rozporządzenia Starkstromverordnung [42] reprezentującego aktualny stan prawny (na dzień 1 lipca 2012 r.) i aktualny w skali światowej stan wiedzy technicznej. Czyta tam, następujące „Wymagania dodatkowe dla sieci rozdzielczej oraz instalacji o układzie TN”:

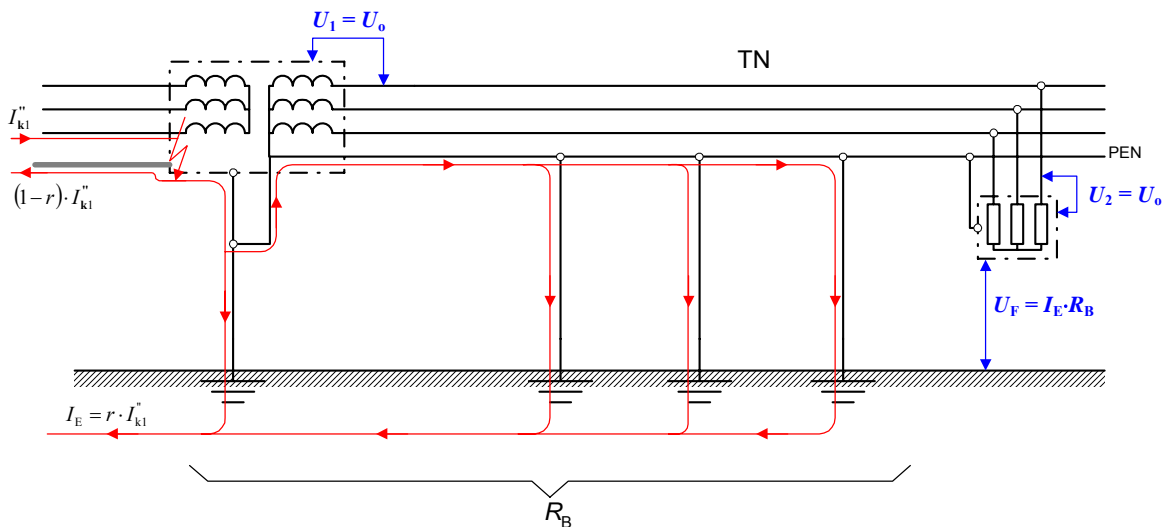
- Przewód ochronny PEN lub PE powinien być uziemiony przy złączu instalacji odbiorczej. W istniejących instalacjach dopuszcza się odstępstwo, jeżeli w warunkach uszkodzenia napięcie przewodu ochronnego względem ziemi odniesienia nie przekracza  $100 \text{ V}$  prądu przemiennego bądź  $240 \text{ V}$  prądu stałego.
- W liniach napowietrznych przewody PEN lub PE powinny mieć przekrój oraz wytrzymałość mechaniczną nie mniejszą niż przewody skrajne obwodu.
- W liniach kablowych żyły PEN lub PE powinny mieć z zasady konduktancję równą konduktancji żył skrajnych.
- Przewodzące konstrukcje wsporcze linii napowietrznych, urządzeń oświetlenia, sygnalizacji świetlnej bądź służące podobnym celom na terenie ruchu pieszego należy łączyć z przewodem PEN w taki sposób, aby zapewnić samoczynne wyłączenie zasilania przy uszkodzeniu.

A wcześniej przeczytał w Starkstromverordnung ważną zasadę ogólną: „Na obszarach zwartej (miejskiej) zabudowy w celu zapewnienia wyrównania potencjału wszelkie uziemienia urządzeń wysokiego napięcia i urządzeń niskiego napięcia należy ze sobą łączyć. Dotrzymanie wymaganych wartości napięć dotykowych należy wykazać tylko w krytycznych miejscach na obrzeżu obszaru.”

Polski elektryk jest w szoku nie widząc szczegółowych skwantyfikowanych regulacji. A najbardziej cierpi nie widząc wymagań co do wartości rezystancji uziemienia. Jak żyć, panie premierze, bez pomiarów? Żadne wymagania mu nie straszne, bo brał udział w prestiżowych szkoleniach<sup>1</sup> i wie, że wprawa w pomiarach rezystancji uziemienia pozwala uzyskać potrzebny wynik.

Tak proste podejście nie jest dziwne w kraju, który od blisko 100 lat ma wyjątkowo kompetentną inspekcję elektroenergetyczną (Starkstrominspektorat, ESTI). To ESTI rozdzieliła przewód PEN na PE i N już w roku 1946, a podobnych przykładów innowacyjnych posunięć ma na koncie wiele. Układ TN wiąże przewodami PEN (PE) liczne uziomy w jeden rozległy układ uziomowy o małej rezystancji uziemienia, podczas gdy w klasycznym układzie TT uziomy te są rozproszone i rozdzielone. Dzięki temu układ TN jest bardziej odporny na wszelkie narażenia pochodzące z zewnątrz: przepięcia atmosferyczne oraz skutki zwarć w poprzedzającej sieci średniego napięcia. W ciągu pół wieku trwania polskich zasad zmieniło się wiele: pojawiły się uziomy fundamentowe bądź otokowe u większości odbiorców, pojawiły się połączenia wyrównawcze główne uodporniające instalacje odbiorcze na zakłócenia w poprzedzającej sieci rozdzielczej i upowszechniły się urządzenia różnicowoprądowe. Te liczne ważne zmiany skłoniły szwajcarskich elektryków do rewizji dawnych zasad projektowania sieci i instalacji.

W przypadku niskonapięciowej sieci TN zasilanej z sieci średniego napięcia pozostaje do rozwiązania problem uziemień ochronnych urządzeń średniego napięcia: rezystancji i/lub konfiguracji uziomu oraz dylemat łączenia czy nie z uziemieniem roboczym sieci TN. Na pytanie „łączyć czy nie łączyć różne uziemienia występujące w jednym obiekcie”, odpowiedź jest prosta – łączyć, jeżeli nie ma ważnych przeciwwskazań. Daje to rozwiązanie prostsze układowo, tańsze i na ogół bardziej bezpieczne, bo zapobiega niespodziewanym różnicom potencjałów między różnymi częściami, co może być niebezpieczne nie tylko ze względów porażeniowych.



Rys. 42. Skutki zwarcia doziemnego po stronie SN stacji SN/nn o wspólnym uziemieniu dla urządzeń średniego napięcia i urządzeń niskiego napięcia

**Przy wspólnym uziemieniu** (rys. 42) ogół uziemień przewodów ochronnych (PEN, PE) sieci TN, o bardzo małej rezystancji wypadkowej, bierze udział w odprowadzaniu prądu uziomowego przy zwarciu po stronie SN stacji i wspomaga uziom stacyjny. Na przewodach ochronnych całej sieci niskiego napięcia pojawia się napięcie względem ziemi odniesienia o wartości  $U_F = r \cdot I_{kl}'' \cdot R_B$ . Co prawda połączenia wyrównawcze główne sprawiają, że w ogóle nie objawia się ono we wnętrzu budynków, ale norma [27] wymaga, aby to napięcie nie przekraczało *największej dopuszczalnej wartości napięcia w miejscu uszkodzenia*  $U_f$  (rys. 43), zwiększonej w porównaniu z poprzednią edycją normy. Powinien być zatem spełniony warunek:

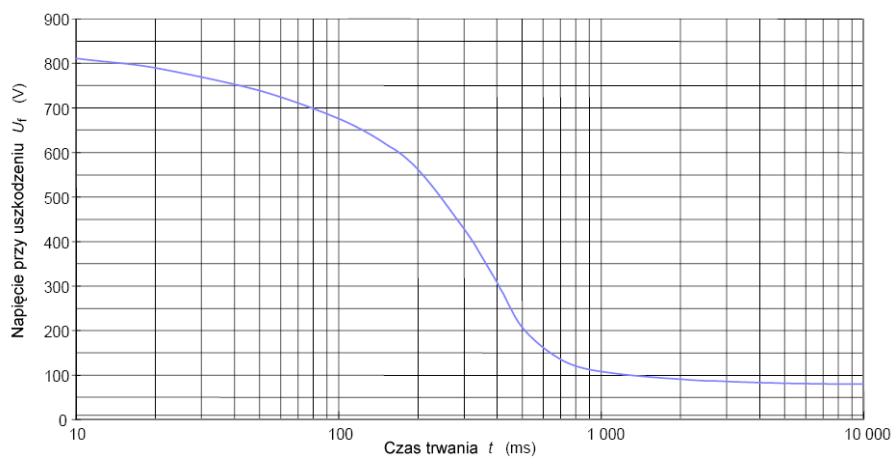
<sup>1</sup> [www.youtube.com/watch?feature=endscreen&NR=1&v=IoeTyrWRE14](http://www.youtube.com/watch?feature=endscreen&NR=1&v=IoeTyrWRE14)

$$U_F = r \cdot I_{k1}'' \cdot R_B \leq U_f \quad (3.15)$$

Wypadkowa rezystancja wszystkich uziemień sieci TN, mającej wspólne uziemienie urządzeń SN oraz urządzeń nn w stacji zasilającej, powinna zatem spełniać warunek:

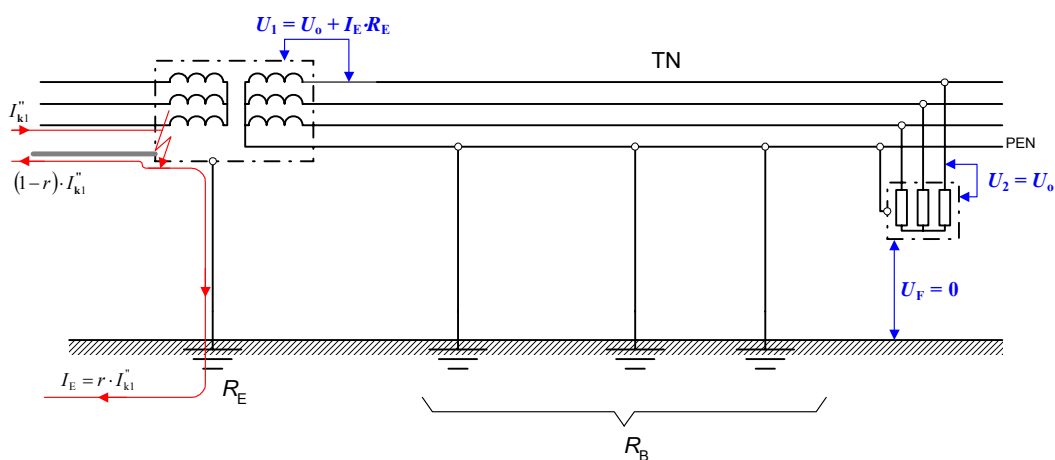
$$R_B \leq \frac{U_f}{I_E} = \frac{U_f}{r \cdot I_{k1}''} \quad (3.16)$$

Wspólny układ uziomowy urządzeń SN i nn daje dwie ważne korzyści w przypadku zwarcia doziemnego w urządzeniach SN stacji zasilającej. Po pierwsze, nie wzrastają narażenia napięciowe izolacji podstawowej ani w stacji, ani w instalacjach odbiorczych. Po drugie, prąd uziomowy  $I_E$  jest odprowadzany przez wypadkową rezystancję wszystkich uziemień ochronno-funkcjonalnych układu TN, czyli przez rezystancją wyjątkowo małą, dzięki czemu warunek (3.16) łatwo spełnić.



**Rys. 43.** Największe dopuszczalne napięcie przy uszkodzeniu  $U_f$  w urządzeniach niskiego napięcia w zależności od czasu trwania zwarcia doziemnego  $t_F$  w poprzedzających urządzeniach wysokiego napięcia [27]

I na odwrót, konsekwencje rozdzielania uziemień SN i nn w stacji są bardzo niekorzystne (rys. 44). W razie zwarcia doziemnego po stronie SN prąd uziomowy przepływa tylko przez uziemienie stacyjne  $R_E$ , zatem musi ono mieć małą rezystancję, co wiąże się z większym kosztem. Ponadto w samej stacji narażenia izolacji podstawowej urządzeń nn ulegają zwiększeniu o wartość napięcia uziomowego  $I_E \cdot R_E$ , co może wymagać karkołomnych środków zaradczych.



**Rys. 44.** Skutki zwarcia doziemnego po stronie SN stacji SN/nn o oddzielnych uziemieniach dla urządzeń średniego napięcia i urządzeń niskiego napięcia



### 3.4. Porównanie układów

Mając do czynienia z istniejącą, czynną i w miarę poprawnie – a chodzi zwłaszcza o połączenia ochronne – wykonaną instalacją, kompetentny elektryk potrafi samodzielnie i z dużym poziomem ufności określić jej układ. Wystarczy zmierzyć impedancję pętli zwarcia doziemnego L-PE i obliczyć na jej podstawie prąd zwarcia doziemnego. W instalacji o napięciu znamionowym (międzyprzewodowym) 400 V w zależności od wyniku właściwą diagnozę podaje tabl. 3.

**Tablica 3.** Sposób identyfikacji układu sieci lub instalacji niskiego napięcia

Prąd zwarcia doziemnego	Impedancja pętli zwarcia L-PE	Układ instalacji
< 2 A	> 200 Ω	<b>IT</b>
5÷50 A	5÷50 Ω	<b>TT</b>
> 100 A	< 2 Ω	<b>TN</b>

Można też w ten sposób weryfikować rzetelność informacji podawanych przez operatora na temat układu sieci oraz instalacji. Ewentualna niezgodność może też wskazywać na inną przyczynę – błędne połączenia ochronne.

**Tablica 4.** Porównanie ważniejszych cech różnych poprawnie wykonanych układów sieci i instalacji elektrycznych

Kryterium oceny	Układ				Uwagi
	IT	TT	TN-C	TN-S	
Łatwość wprowadzenia	+	+++	++	++	TT – bez związku z innymi instalacjami
Łatwość rozbudowy	++	++++	++	++	TT – bez związku z innymi instalacjami
Niski koszt inwestycyjny	++	++	++++	+++	
Ciągłość zasilania	++++	++	++	++	IT – 1. uszkodzenie nie musi być wyłączone
Skuteczność ochrony od porażień	++++	++++	++	++++	
Możliwość rezerwowania RCD przez zabezpieczenia nadprądowe	–	–	–	++++	W układzie TN-C użycie RCD zabronione.
Skuteczność ochrony od pożarów	++++	+++	+	++	IT – bardzo mały prąd przy 1. uszkodzeniu
Odporność na przepięcia atmosferyczne	+	+	+++	+++	
Kompatybilność elektromagnetyczna	+++	+++	+	+++	Znaczny wpływ sposobu wykonania uziomu fundamentowego, wprowadzenia przyłączy (SEP), połączeń wyrównawczych

**Ocena:** doskonała (++++); dobra (+++); dość dobra (++); mierna (+); niedostateczna (–)  
**Wyróżnienie barwą czerwoną** – cechy mogące zdecydować o wyborze układu.

W tabl. 4 zestawiono ważniejsze cechy różnych układów i wyróżniono cechy ważne przy decydowaniu o wyborze układu w konkretnym zastosowaniu. Trendy w Europie, ale również w większości pozostałych rejonów świata są jednoznaczne. Jeszcze przez parędziesiąt lat tu i ówdzie pozostaną zaszłości, ale w nowo budowanych sieciach i instalacjach przestrzega się zasad następujących.

**Układ IT** nadaje się do instalacji specjalnych pozostających pod stałym nadzorem osób wykwalifikowanych, jeśli ważna jest ciągłość zasilania mimo wystąpienia pierwszego uszkodzenia i – ze względu na zagrożenie pożarowe – ważna jest mała moc cieplna wydzielana w miejscu uszkodzenia (podziemia kopalń, kombinaty chemiczne, liczne pomieszczenia medyczne, niektóre statki i okręty).

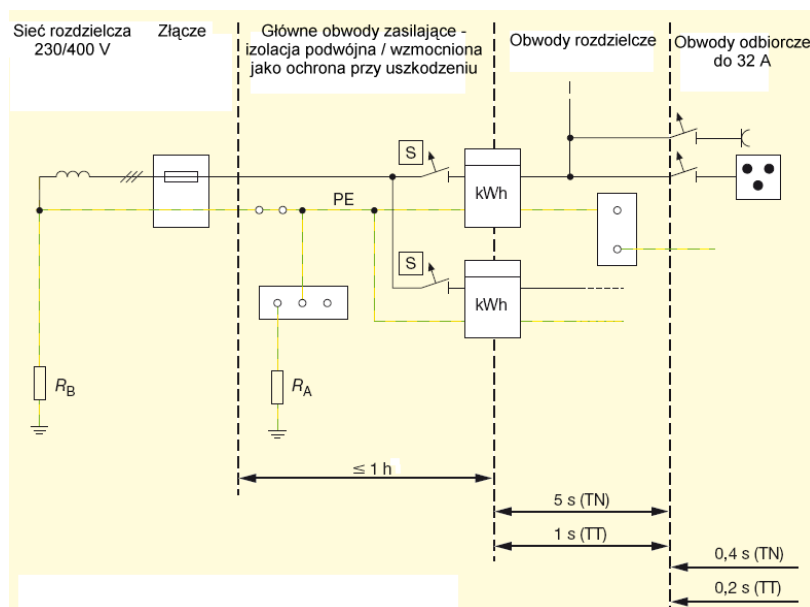
**Układ TN** należy bez wyjątku preferować w sieciach rozdzielczych publicznych. Należy też preferować w zasilanych z nich instalacjach odbiorczych, chyba że są szczególne powody uzasadniające inny wybór (TT, a wyjątkowo TT).

Najpowszechniej stosowanym środkiem ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) jest **samoczynne wyłączenie zasilania** i w celu porównania atrakcyjności poszczególnych układów sieci i instalacji dobrze jest sprawdzić, w którym układzie najłatwiej i najtaniej ten sposób ochrony da się zastosować. Ogół wymagań dla najbardziej rozpowszechnionych instalacji o napięciu 230/400 V rekapitułuje tabl. 5 i rys. 45.

**Tablica 5.** Zestawienie wymagań odnośnie do czasu samoczynnego wyłączania zasilania w instalacjach prądu przemiennego o napięciu 230/400 V

Rodzaj obwodu	Układ TN	Układ TT	Układ IT
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, który musi być wykonany z izolacją podwójną lub wzmocnioną	Samoczynne wyłączenie przez poprzedzający bezpiecznik o prądzie znamionowym $I_{nf}$ Prąd wyłączający: $1,6I_{nf}$ (Niemcy), $2I_{nf}$ (Polska [33])		
Obwody, w których nie sposób uzyskać samoczynne wyłączenie zasilania w wymaganym czasie	Miejscowe połączenia wyrównawcze ochronne ograniczające długotrwałe utrzymujące się napięcie dotykowe na poziomie dopuszczalnym długotrwałe		

Najmniejszy czas wyłączenia jest wymagany w obwodach odbiorczych o niedużym prądzie znamionowym ( $\leq 32$  A). Większy czas dopuszcza się w obwodach odbiorczych o większym prądzie znamionowym oraz w obwodach rozdzielczych: 5 s w układzie TN, 1 s w układzie TT. Czas znacznie większy (1÷4 h) przepisy różnych krajów dopuszczają w obwodach głównych budynku łącznie ze złączem, jeżeli mają one wykonanie równoważne izolacji podwójnej lub wzmocnionej (przewody kabelkowe lub kable, złącze bądź rozdzielnica o klasie ochronności II).



**Rys. 45.** Wymagany czas samoczynnego wyłączania zasilania w instalacji odbiorczej o układzie TN i TT

Z porównania wymagań dla układów TN i TT wynika, że w instalacji o układzie TN wymagania stawiane ochronie przez samoczynne wyłączenia zasilania są łagodniejsze i znacznie łatwiej je spełnić.

## 4. Współdziałanie różnych układów w obrębie jednej sieci i/lub instalacji

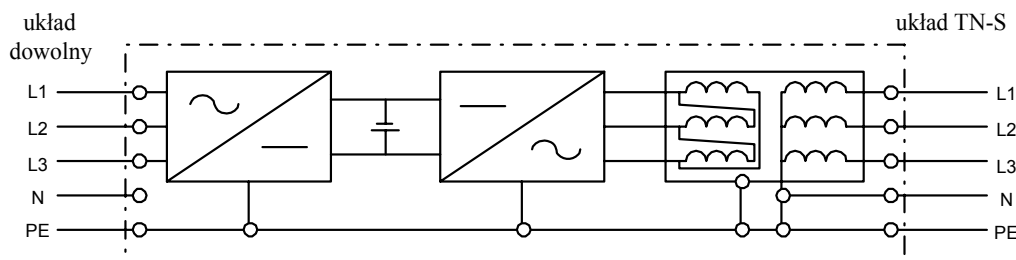
Niemal od początków elektroenergetyki występował problem łączenia ze sobą urządzeń, linii, sieci i obwodów różniących się: rodzajem prądu, liczbą faz i częstotliwością w przypadku prądu przemiennego, wartością napięcia, no i sposobem powiązania części czynnych z ziemią. Problem koordynacji występuje zwłaszcza w następujących przypadkach:

- Etapowa przebudowa sieci rozdzielczej i/lub instalacji odbiorczych.
- Łączenie galwaniczne sieci bądź instalacji wcześniej działających osobno.
- Dorywcze zasilanie instalacji odbiorczych z przewoźnego zespołu spalinowo-elektrycznego.
- Przyłączanie do sieci publicznej odnawialnych źródeł energii, jak turbiny wiatrowe lub wodne, baterie fotowoltaiczne i inne.
- Zasilanie rozproszonych odbiorców systemem 3-napięciowym 20/1/0,4 kV lub za pośrednictwem „sprzęgła” LVDC (ang. *low voltage direct current*).
- Zasilanie w porcie statków z łądu, co oznacza konieczność sprostania szczególnie dużej różnorodności cech i parametrów instalacji okrętowych.
- Stacje ładowania baterii akumulatorów samochodów elektrycznych bądź hybrydowych.

Postulowany przez Organizatorów szkolenia uzupełniający temat „współdziałanie dwóch różnych układów, w tym TT i TN” dotyczy sytuacji, kiedy rozważane układy różnią się tylko sposobem powiązania z ziemią. Chodzi zatem o to, czy i pod jakimi warunkami mogą współdziałać dwa układy wybrane spośród następujących: IT, TT, TN-C, TN-S, które – poza sposobem powiązania z ziemią – niczym się nie różnią.

### Powiązanie dwóch układów z oddzieleniem galwanicznym

Dowolne układy prądu przemiennego wolno powiązać za pośrednictwem transformatora oddzielającego (transformatora izolacyjnego) o przekładni 1:1 lub zbliżonej. Przy takim systemie powiązania nie ma żadnych ograniczeń.



**Rys. 46.** Bezprzerwowo zasilacz statyczny UPS z transformatorem oddzielającym. Układ instalacji pierwotnej zasilającej UPS – dowolny, układ instalacji wtórnej – TN-S

Transformatory oddzielające bywają stosowane dla celów kompatybilności elektromagnetycznej, a wtedy dodatkowo dają projektantowi swobodę wyboru układu instalacji na wyjściu, niezależnie od układu instalacji na wejściu (rys. 46).

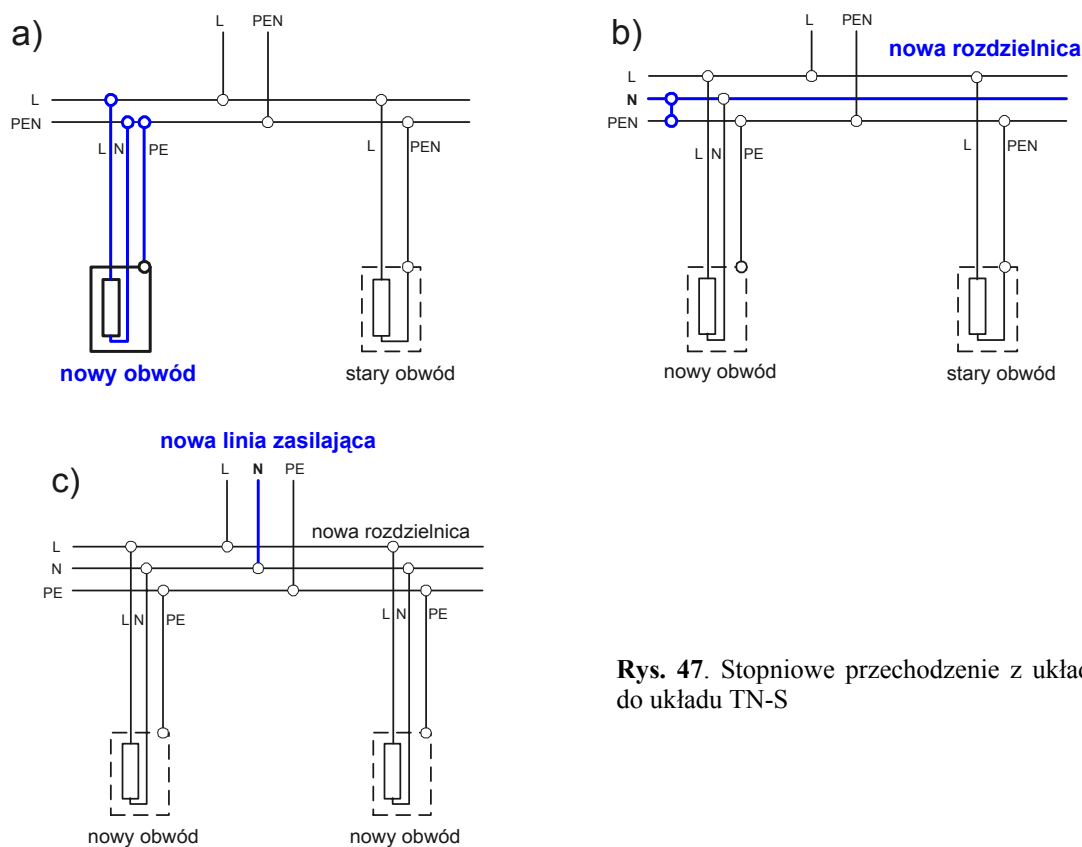
### Powiązanie galwaniczne dwóch układów

Większość elektryków jest zainteresowana raczej możliwościami galwanicznego powiązania dwóch różnych układów. Niestety, są one bardzo ograniczone i wszystkie poprawne rozwiązania zostaną niżej przedstawione. Wszystko, co poza nie wykracza to nieodpowiedzialne pomysły sprzeczne z uznanymi zasadami wiedzy technicznej, a niektóre – nawet z elementarnymi prawidłami elektryki stosowanej.

### Układ TN-C i układ TN-S

Układ TN-C, ze wspólnym przewodem ochronno-neutralnym PEN, jest dopuszczalny tylko w instalacjach stałych i pod warunkiem, że przewód PEN ma przekrój co najmniej 10 mm<sup>2</sup> (miedziany) bądź 16 mm<sup>2</sup> (aluminiowy). Oba ograniczenia mają na celu zapewnienie ciągłości

przewodu PEN, dostatecznej odporności na uszkodzenia mechaniczne [30]. W następstwie rozdzielania funkcji przewodu PEN na dwa przewody PE i N powstaje układ TN-S w dalszej części instalacji (rzadziej – w dalszej części sieci). Raz rozdzielonych przewodów PE i N nie wolno ponownie łączyć [30], bo skutkowałoby to utratą korzyści z ich rozdzielania.



**Rys. 47.** Stopniowe przechodzenie z układu TN-C do układu TN-S

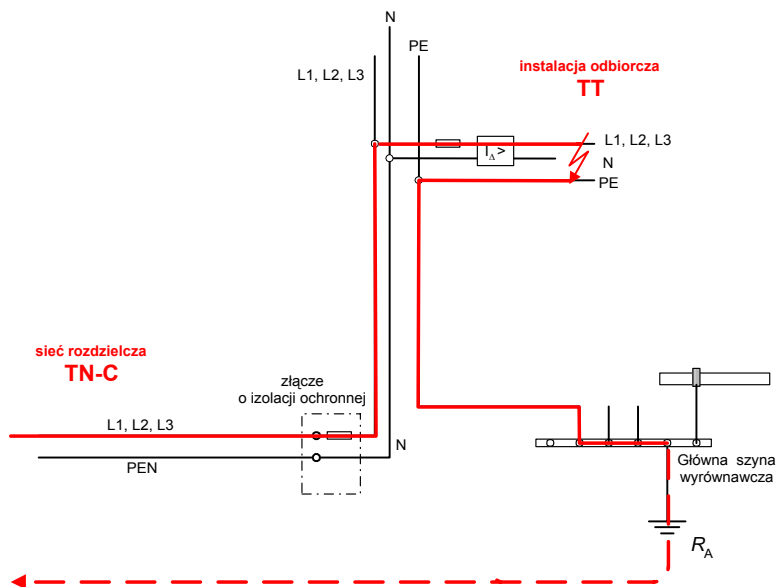
Przy etapowej modernizacji instalacji i poprawnym stopniowym przechodzeniu z układu TN-C na układ TN-S (rys. 47) najlepiej widać, jak powinna wyglądać tymczasowa koegzystencja obu podukładów w jednej instalacji. Po pierwsze, przechodzenie musi odbywać się od obwodów odbiorczych poprzez kolejne obwody rozdzielcze w kierunku zasilania. Nie da się wprowadzić układu TN-S w obwodzie rozdzielczym, jeżeli głębiej w instalacji, bliżej odbiorów, pozostał gdziekolwiek układ TN-C. Po drugie, w okresie przejściowym mogą w określonych obwodach i/lub rozdzielnicach występować dwa przewody (szyny) spełniające funkcję przewodu neutralnego (N i PEN), ale nie powinny występować dwa przewody spełniające funkcję przewodu ochronnego (PE i PEN)

Przy zasilaniu z publicznych sieci o układzie TN zwykle zachowuje się przewód PEN (układ TN-C) w obrębie sieci rozdzielczej, a przechodzi na dwa przewody PE i N (układ TN-S) w instalacjach odbiorczych. Cały system zasilania określa się wtedy jako układ TN-C-S. Różna jest praktyka, jeśli idzie o wybór miejsca rozdziału przewodu PEN. Na ogół wybiera się jedno z dwóch miejsc: w złączu czy w głównej rozdzielnicy instalacji odbiorczej.



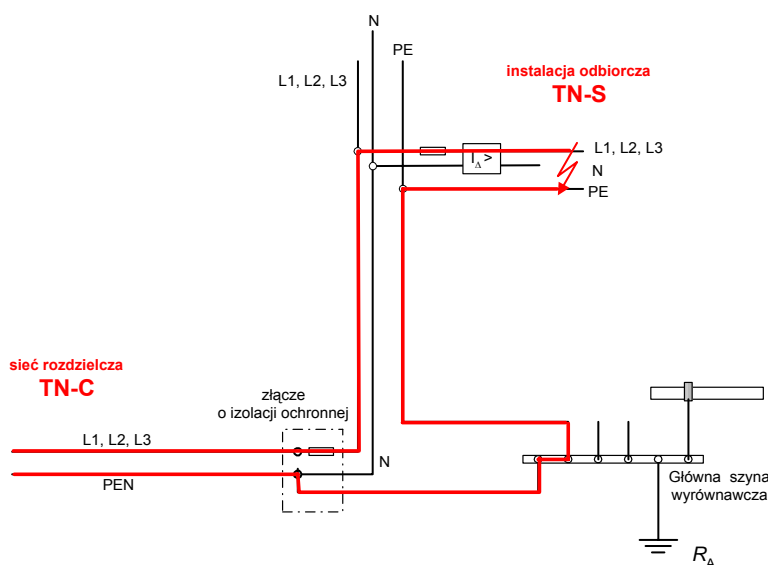
tować jako układ TT i stosuje się do niego postanowienia p. 413.1.4.”

Wprawdzie to postanowienie nie zostało powtórzone w żadnej z kolejnych edycji arkusza 41, ale też nigdy podobnej praktyki norma nie zakazała. Takie rozwiązanie, które wiele lat temu nazwałem „wyspą TT w sieci TN” jest zgodne z uznanymi zasadami wiedzy technicznej, o czym najlepiej świadczy fakt, że nadal jest szeroko wykorzystywane w każdym z Nullungsländern (krajów z zerowaniem): w Niemczech, Austrii i Szwajcarii.



Rys. 49. Wyspa TT w sieci TN – obwód prądu zwarcia doziemnego L-PE w instalacji odbiorczej

Wyspa TT w sieci TN powstaje w ten sposób, że w instalacji zasilanego obiektu w żaden sposób nie wykorzystuje się przewodu ochronnego PE zasilającej sieci TN bądź funkcji ochronnej przewodu PEN tej sieci. W złączu instalacji od przewodu PEN odgałęzia się tylko przewód neutralny N. Wobec tego w razie uszkodzenia (izolacji podstawowej) prąd zwarciowy płynie w obwodzie ziemnopowrotnym (rys. 49), jak w układzie TT, przez dwie szeregowo połączone rezystancje uziemienia:  $R_A$  – rezystancję uziemienia przewodu ochronnego instalacji oraz  $R_B$  – wypadkową rezystancję uziemień ochronno-funkcyjnych układu TN.



Rys. 50. Likwidacja wyspy TT w sieci TN przez połączenie przewodu ochronnego (PE, PEN) zasilającej sieci TN z główną szyną wyrównawczą instalacji odbiorczej obiektu

Sytuacja zmienia się zupełnie, jeśli jakiś nierozumny nadgorliwiec „na wszelki wypadek” przyłączy do głównej szyny wyrównawczej instalacji obiektu przewód PEN zasilającej sieci TN (rys. 50). Tym samym instalacja odbiorcza staje się instalacją o układzie TN-S, bo o tym decyduje nie zamiar elektryka ani notatka operatora sieci, lecz charakter obwodu zwarcia L-PE w obrębie instalacji:

- jeśli ten obwód zamyka się przez ziemię, to instalacja ma układ TT,
- jeśli ten obwód jest pętlą w całości złożoną z przewodów, to instalacja ma układ TN.

Podobna sytuacja zdarzy się, jeżeli ktoś uwierzy w bzdurne zalecenia, że w jednym budynku<sup>1</sup> zasilanym z tej samej sieci TN można część obwodów instalacji wykonać w układzie TN, a część – w układzie TT. Główne połączenia wyrównawcze muszą objąć przewody ochronne jednych i drugich obwodów, czyli przewód PEN sieci zasilającej musi być przyłączony do GSW i powstaje sytuacja dokładnie taka jak na rys. 50. W razie zwarcia L-PE w obwodach uznanych za TT prąd zwarcia wróci do źródła drogą o najmniejszej impedancji, a nie drogą wyznaczoną mu przez nieuka. Wróci przewodem PEN i okaże się, że wszystkie obwody instalacji mają układ TN.

Powyższe wyjaśnienia i przestrogi dotyczą sieci i obwodów połączonych galwanicznie. Natomiast w tym samym budynku mogą obok siebie egzystować instalacje, jedna TN, a druga TT, jeśli są zasilane z różnych źródeł i ich obwody robocze są od siebie galwanicznie oddzielone. Oczywiście ich przewody ochronne muszą być ze sobą połączone, chociażby w celu wyrównania potencjału części jednocześnie dostępnych. Nie ma w tym nic szczególnego, tak się postępuje od dziesięcioleci. Przykładem może być sytuacja z rys. 46 – od obwodów na wyjściu UPS o układzie TN-S jest galwanicznie oddzielony obwód wejściowy o dowolnym układzie (TN-S lub TT lub IT).

### Wyspa TN w sieci TT

Bez oddzielenia galwanicznego to niemożliwe. To mrzonka z forów internetowych, zamiar szalony, oparty na urojeniu, by w złączu instalacji odbiorczej przewód neutralny N sieci TT rozdzielić na dwa przewody: ochronny PE i neutralny N. Czyli rozdzielić funkcję przewodu na dwie części, w tym na część, której w tej całości nie było.

Przewód neutralny N poprawnie wykonanej sieci TT spełnia wymagania stawiane przewodowi neutralnemu N, ale nie musi spełniać wymagań stawianych przewodowi ochronnemu PE lub PEN i nie wolno mu bezpodstawnie przypisywać funkcji ochronnej. Natomiast jeżeli operator sieci zmierza do szalbierstwa o nazwie „wyspa TN w sieci TT” w przekonaniu, że w jego sieci TT przewód N spełnia wszystkie wymagania stawiane przewodowi PEN sieci TN, to jest proste i uczciwe wyjście – uzupełnić, co brakuje, by sieć można było zaliczyć do układu TN, a wtedy wolno z niej będzie zasilать instalacje zarówno TN, jak i TT.

Co prawda za sprawą dwóch włoskich autorów od kilku lat pojawia się w literaturze [14] pojęcie „wyspy TN” (ang. *TN-Island Grounding System*, w skrócie *TN-Island*), ale chodzi o **oddzielone galwanicznie** wyspowe instalacje TN zasilające skupione osiedla domów jednorodzinnych albo pojedyncze duże budynki czy mniejsze obiekty. Powody tego oddzielenia są inne niż rozważane w ramach niniejszego wykładu.

---

<sup>1</sup> W jednym budynku, tzn. w strefie objętej tym samym układem połączeń wyrównawczych głównych.

## Literatura

1. 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.
2. Bödeker K.: Klassische Nullung – ein rotes Tuch? Elektropraktiker, 2010, nr 8, s. 665-669.
3. Calvas R., Lacroix B.: System earthings in LV. Schneider Electric CT n° 172, 2004.
4. Electrical energy supply. Legrand Power Guide 2009. Book 3.
5. Hörmann W.: Fehlerschutz in einem TT-Verteilungssystem. Elektropraktiker, 2009, nr 4, s. 279-282.
6. Hörnig-Schneider: Schutz durch VDE 0100. VDE-Verlag, Berlin, 1975.
7. Lacroix B., Calvas R.: Earthing systems worldwide and evolutions. Schneider Electric CT n° 173, 1995.
8. Matys R.: Hausanschluss: Wechsel von TN-C auf TN-S. Fünfleiter-Hausanschlusskabel löst Probleme. Bull. SEV, 2005, nr 17, s. 37-40.
9. Musiał E.: Zwarcie faza-ziemia w układzie TN. Biuletyn SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, 2001, nr 42, s. 12-15 ([www.edwardmusial.info/pliki/zwar\\_1\\_0.pdf](http://www.edwardmusial.info/pliki/zwar_1_0.pdf))
10. 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.
11. Musiał E., Jabłoński W.: Warunki techniczne jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne niskiego napięcia w zakresie ochrony przeciwporażeniowej. Biuletyn SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, 1999, nr 24, s. 3-56
12. Oswald B. R.: Vorlesung Elektrische Energieversorgung II. Skript Sternpunktterdung. Universität Hannover, 2005.
13. Owen E. L.: The historical development of neutral-grounding practices. IEEE Industry Applications Magazine, March/April 1997, s. 10-20.
14. Parise G., Mitolo M.: A novel approach to the electrical safety of low-voltage installations: the TN-Island grounding system. European Transactions on Electrical Power, July 2012, s. 616-626.
15. Sandt R. van de, Erlich I., Löwen J.: Optimale Sternpunktbehandlung in Offshore-Windparks. Konferenz STE 2009: Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen – Stand, Herausforderungen, Perspektiven. Dresden, 2009.
16. Umlauft D.: Genereller Übergang zum TN-System in Österreich bis 2008. etz 2001, nr 23-24, s. 18-25.
17. VDE-Symposium 2010: Erdschluss im kompensierten MS-Netz – Begrenzung des Reststromes und sichere Fehlerortung. Erfurt, 21. Oktober 2010.
18. Wiles J.: To ground or not to ground: that is not the question (in the USA). Home Power, August/September 1999, s. 112-117.
19. Zander H.: Netzsystem TT versus TN. Welches Netzsystem ist zweckmäßig anwendbar? Elektro- und Gebäudetechniker, 2010, nr 8, s. 30-34.
20. PN-E-05009:1966 Urządzenia elektroenergetyczne. Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach o napięciu znamionowym do 1000 V.
21. PN-E-05009-41:1992 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona zapewniająca bezpieczeństwo. Ochrona przeciwporażeniowa.
22. PN-EN 50522:2011 Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV (oryg.).
23. PN-EN 61936-1:2011/AC:2012 Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV – Część 1: Postanowienia ogólne (oryg.).
24. PN-HD 60364-1:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część:1 Wymagania podstawowe, ustalanie ogólnych charakterystyk, definicje.
25. PN-HD 60364-4-41:2009 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym.



26. PN-HD 60364-4-43:2012 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed prądem przetężeniowym.
27. PN-HD 60364-4-442:2012 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-442: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona instalacji niskiego napięcia przed przepięciami dorywczymi powstającymi wskutek zwarć doziemnych w układach po stronie wysokiego i niskiego napięcia (oryg.).
28. PN-HD 60364-4-444:2012 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-444: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed zakłóceniami napięciowymi i zaburzeniami elektromagnetycznymi.
29. PN-HD 60364-5-51:2011 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 5-51: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Postanowienia ogólne.
30. PN-HD 60364-5-54:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Układy uziemiające i przewody ochronne (oryg.).
31. PN-EN 61557-8:2007 Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 8: Urządzenia do monitorowania stanu izolacji w sieciach IT (oryg.).
32. PN-EN 61557-9:2009 Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1 000 V i stałych do 1 500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 9: Urządzenia do lokalizacji uszkodzenia izolacji w sieciach IT (oryg.).
33. N SEP-E-001:2003 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
34. Przepisy budowy urządzeń elektrycznych. Wydanie II. Biuro Wydawnictw SEP, Warszawa, 1962.
35. DIN VDE 0228 T. 2:1987 Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen.
36. DIN VDE 0100-410:1997 Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V; Schutzmaßnahmen; Schutz gegen elektrischen Schlag.
37. DIN VDE 0100-551:2011-06 Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen.
38. Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. TAB 2000.
39. ÖVE/ÖNORM E 8001-1:2000 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V. Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen).
40. Nullungsverordnung – Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten vom 16. September 1998 über die Anforderungen an öffentliche Verteilungsnetze mit der Nennspannung 400/230 V und an diese angeschlossene Verbraucheranlagen zur grundsätzlichen Anwendung der Schutzmassnahme Nullung.
41. Hausinstallationsvorschriften des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins. Ausgabe 1960. SEV 1000.1961. Zürich, 1960.
42. Starkstromverordnung – Verordnung des Schweizerischen Bundesrates vom 30. März 1994 über elektrische Starkstromanlagen (Stand am 1. Juli 2012).
43. NF C15 100:2002 Installations électriques à basse tension.
44. Décret n°62-1454 du 14 novembre 1962 portant règlement d'administration publique pour l'exécution des dispositions du livre 2 du code du travail en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en oeuvre des courants électriques.
45. HN 52-S-25 Impédances de compensation pour la mise à la terre du neutre des réseaux HTA aériens et mixtes. Spécification technique EDF, octobre 2001.