

III KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA „ELEKTROENERGETYCZNE LINIE NAPOWIETRZNE NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA”

Jaworze Górne, 25-26 maja 2006 r.



Materiały konferencyjne
zostały przygotowane na podstawie
składów komputerowych
dostarczonych przez Autorów

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. (0-61) 846-02-00, fax (0-61) 846-02-09
www.ptpiree.pl e-mail: ptpiree@ptpiree.pl

III KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA
„ELEKTROENERGETYCZNE LINIE NAPOWIETRZNE
NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA”

ORGANIZATOR

POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

SEKRETARIAT KONFERENCJI

BIURO POLSKIEGO TOWARZYSTWA PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ
UL. WOŁYŃSKA 22, 60-637 POZNAŃ, TEL. (0-61) 846-02-00, FAX (0-61) 846-02-09

MIEJSCE

HOTEL JAOWOR, 43-384 JAWORZE GÓRNE, UL. TURYSTYCZNA 20

TERMIN

25-26 MAJA 2006 R.

RADA PROGRAMOWA

- | | |
|-------------------------|--|
| – STANISŁAW ANIOŁ | ŁÓDZKI ZAKŁAD ENERGETYCZNY S.A. - PRZEWODNICZĄCY |
| – TADEUSZ JABŁOŃSKI | ZAKŁAD ENERGETYCZNY ŁÓDŹ-TEREN SA |
| – ZBIGNIEW KOWALSKI | ENERGIAPRO KE SA ODDZIAŁ W OPOLU |
| – ZENON NOWAK | ZAKŁAD ENERGETYCZNY ŁÓDŹ-TEREN SA |
| – KRZYSZTOF PIOTROWSKI | KE ENERGIA SA – ODDZIAŁ ELBLĄG |
| – RYSZARD ROSOŁOWSKI | ZAKŁAD ENERGETYCZNY WARSZAWA - TEREN S.A. |
| – JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI | BIURO PTPIREE |

KOMITET ORGANIZACYJNY

- | | |
|------------------------|----------------------|
| - JUSTYNA DYLIŃSKA | <i>BIURO PTPIREE</i> |
| - SEBASTIAN BRZozowski | <i>BIURO PTPIREE</i> |
| - WOJCIECH JĘDROWIAK | <i>BIURO PTPIREE</i> |

SPIS TREŚCI

1. Typowe błędy doboru i montażu osprzętu linii napowietrznych niepełnoizolowanych średniego napięcia budowanych na terenie Koncernu Energetycznego ENERGA SA Oddział w Gdańsku - <i>Andrzej Orzechowski, Przemysław Lider (ENERGA SA Oddział w Gdańsku)</i>	7
2. Doświadczenia z eksploatacji linii napowietrznych nN z przewodami izolowanymi i SN w osłonie izolacyjnej w Zakładzie Energetycznym Łódź – Teren S.A. - <i>Zenon Nowak, Paweł Wojciechowski (Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA)</i>	13
3. Ochrona przeciwporażeniowa w liniach napowietrznych średniego napięcia – <i>Witold Jabłoński (Politechnika Wrocławska)</i>	21
4. Układy pracy punktu neutralnego sieci SN w aspekcie ochrony przeciwporażeniowej w liniach napowietrznych - <i>Janusz Wilk, Rafał Nowicki (Energolinia Sp. z o.o.)</i>	35
5. Zasady wykonywania pomiarów uziemień linii napowietrznych średniego i niskiego napięcia obowiązujące w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział w Gdańsku - <i>Andrzej Orzechowski, Mirosław Schwann (KE ENERGA SA Oddział w Gdańsku)</i>	43
6. Wpływ pracy punktu neutralnego sieci SN na pracę sieci napowietrznych SN i Nn z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego, przepięciowego oraz ilości awarii - <i>Edward Siwy (Politechnika Śląska), Artur Bozigórski (Vattenfall Distribution Poland)</i>	51
7. Ochrona linii PAS przed skutkami wyładowań atmosferycznych - <i>Janusz Oleksa (ENION SA Oddział w Krakowie, Zakład Energetyczny Kraków)</i>	63
8. PN-EN 50341-1 - Nowa norma, nowe podejście – <i>Irena Kuczkowska PSE-Operator SA</i>	67
9. Wymagania dotyczące izolatorów - <i>Jerzy Bielecki (Instytut Energetyki)</i>	71
10. Problemy związane z inwestycjami liniowymi na cudzych nieruchomościach - <i>Marek Rewoliński (ENEA SA Oddział w Bydgoszczy)</i>	87
11. Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć – Wskazówki wykonawcze - <i>Wiesław Pieprzyk (ENEA SA)</i>	101
12. Nowe tendencje w konstrukcjach wsporczych linii napowietrznych - <i>Andrzej Grzybowski (Politechnika Poznańska)</i>	107
13. Napowietrzne linie dwunapięciowe z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi średniego i niskiego napięcia na żerdziach wirowanych - <i>Rafał Nowicki, Czesław Olejniczak (Energolinia Sp. z o.o.)</i>	115
14. Albumy LSNi dla napowietrznych linii średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi - nowe rozwiązania - <i>Włodzimierz Szajkowski, Waldemar Kiwitt (Elprojekt Sp. z o.o.)</i>	131
15. Normalizacja w zakresie projektowania i budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych średniego napięcia - <i>Waldemar Skomudek (EnergiaPro SA Oddział w Opolu), Andrzej Grzybowski (Politechnika Poznańska)</i>	145
16. Nieprawidłowości w budowie pełnoizolowanych linii napowietrznych niskiego oraz średniego napięcia – <i>Krzysztof Piotrowski, Grzegorz Karmazyn (KE ENERGA SA Oddział w Elblągu)</i>	151

Andrzej Orzechowski - Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział w Gdańsku

Przemysław Lider - Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział w Gdańsku

TYPowe BŁĘDY DOBORU I MONTAŻU OSPRZĘTU LINII NAPIĘTRZNYCH NIEPEŁNOIZOLOWANYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA BUDOWANYCH NA TERENIE KONCERNU ENERGETYCZNEGO ENERGA S.A. ODDZIAŁ W GDAŃSKU

1. Wprowadzenie

Historia budowy linii z przewodami izolowanymi sięga w Polsce 25 lat. Nowe, wprowadzone do sieci Zakładów Dystrybucyjnych, urządzenia, aparaty, osprzęt czy technologie budziły i budzą uzasadnione zainteresowanie zarówno samych inwestorów jak i placówek naukowych, czy też dystrybutorów i producentów.

Pierwszym etapem tej technicznej i organizacyjnej troski inwestora jest wybór właściwych urządzeń lub technologii w drodze procedur przetargowych w celu modernizacji i rozbudowy swojej sieci i zapewnienia bezawaryjnej i bezprzerwowej dostawy energii odbiorcom.

Drugim etapem jest monitorowanie poprawnego funkcjonowania wprowadzonych do sieci nowości poprzez zastosowanie odpowiednich procedur oceny stanu technicznego i efektywnego reagowania na sygnały dot. występujących odchyśleń od oczekiwanych rezultatów.

Zastosowane procedury powinny dotyczyć każdego etapu procesu modernizacyjnego i remontowego – od wytycznych i projektu poprzez wybór wykonawcy, właściwy nadzór jakości prac i późniejszą eksploatację.

Oczekiwane rezultaty można osiągnąć poprzez wspomniane już precyzyjne określone procedury oraz poprzez, równie ważne, podnoszenie wiedzy i kwalifikacji na temat wdrażanych nowości u każdego z uczestników procesu.

Oddział w Gdańsku Koncernu Energetycznego ENERGA poprzez swoje służby utrzymania sieci stosuje właśnie taką metodykę w zakresie wdrażania i monitorowania wszelkich nowości technicznych i technologicznych.

2. Nieprawidłowości w budowie linii napowietrznych niepełnoizolowanych średniego napięcia

Pierwsze doświadczenia z zastosowania sieci izolowanych średnich napięć na terenie działania obecnego Oddziału Gdańsk ENERGI pochodzą z lat dziewięćdziesiątych i dotyczą nielicznych i krótkich odcinków z zastosowaniem przewodów SAX oraz kabli SAXKA.

Równocześnie wprowadzono technologię przewodów niepełnoizolowanych PAS. Budowa sieci w technologii PAS dotyczyła również krótkich odcinków sieci.

W okresie pięciu lat wprowadzono zasady organizacyjne i techniczne pozwalające na efektywne i konsekwentne stosowanie metodyki przedstawionej we wprowadzeniu do tematu. Skupiono się przede wszystkim na ustaleniu standardów technicznych i ich

egzekwowaniu oraz wykorzystaniu wiedzy i doświadczenia kadry do oceny stanu sieci średnich napięć budowanej w technologii PAS.

Pierwsze rezultaty takiej oceny i stwierdzenia różnego rodzaju nieprawidłowości potwierdziły zasadność przyjętych założeń. Otworzyło to też drogę do merytorycznej współpracy z dostawcami i wykonawcami systemu PAS w celu osiągnięcia wspólnego celu: uniknięcia niedociągnięć oraz błędów projektowych i montażowych.

Poniżej udokumentowane w protokołach kontrolnych nieprawidłowości.

2.1. Błędy doboru osprzętu

Mając na uwadze zapisy norm, opracowania typizacyjne, jak też i postanowienia przyjętych standardów urządzeń, w Oddziale Gdańskim ENERGI przedstawiamy poniżej popełnione w ostatnim czasie błędy na etapie projektowania:

- projektowanie linii napowietrznych SN jako niepełnoizolowane w nieuzasadnionych terenowo przypadkach, np. na terenach polnych bez zadrzewienia.
- dobór przewodu *AFLw SXS_n* zamiast *AAsXS_n*, wg standardów ENERGI przewód AFL w izolacji jest niedopuszczalny.
- zastosowanie ochrony przeciwłukowej różkowej w konfiguracji przewodów uniemożliwiającej prawidłowe działanie układu- zbyt duże odległości pomiędzy różkami podczas odczepu linii z przewodami niepełnoizolowanymi SN od linii z przewodami gołymi SN (*fot nr 1*) –wg wymagań standaryzacyjnych naszego oddziału ENERGI powinny być zastosowane ograniczniki przepięć



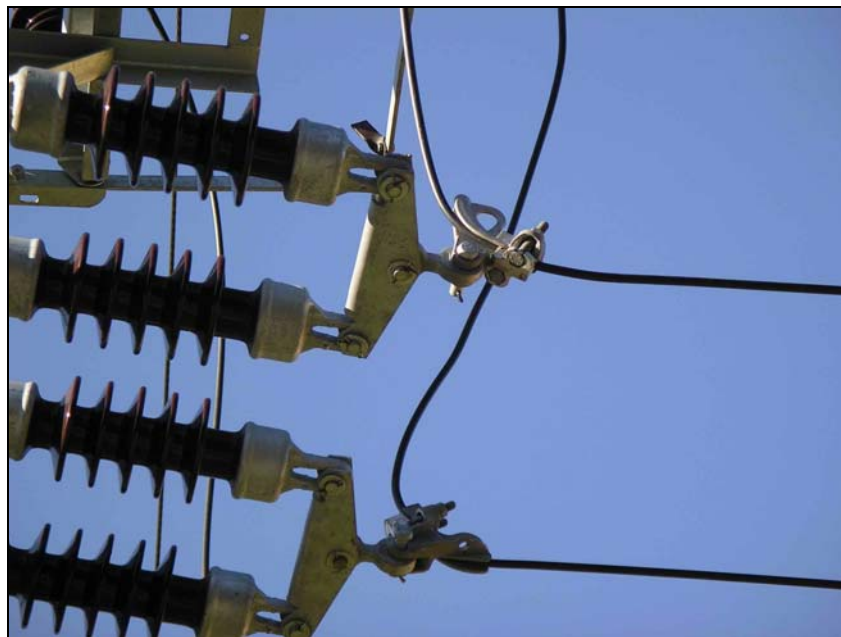
fot nr 1 – nieprawidłowo dobrana ochrona przeciwłukowa

- stosowanie izolacji odciągowej porcelanowej zamiast wymaganej przez standardy ENERGI kompozytowej.

2.2. Błędy montażu osprzętu

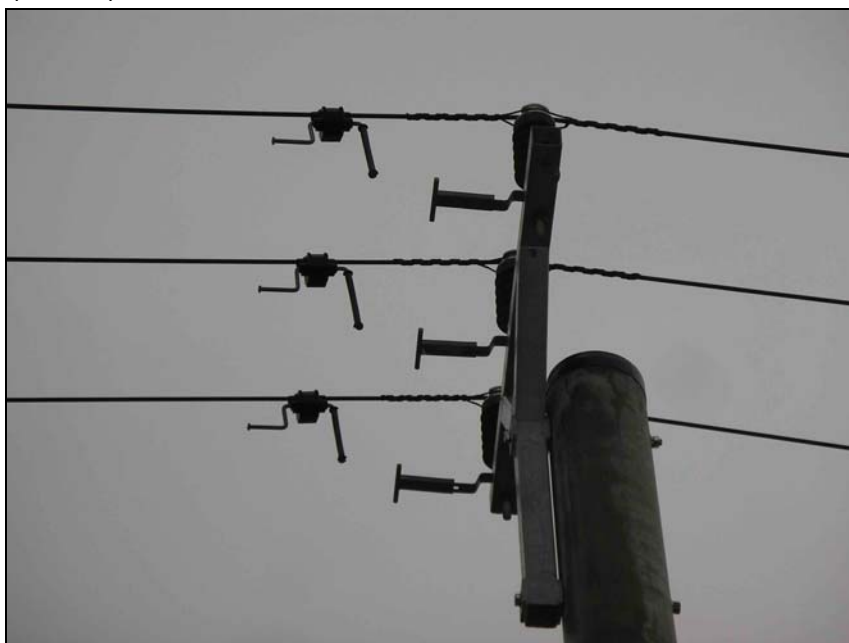
Najczęściej spotykane błędy montażu osprzętu do linii niepełnoizolowanych SN które stwierdziliśmy to:

- Nie rozizolowanie na odcinku montażowym przewodu niepełnoizolowanego podczas instalacji uchwyty odciągowego krańcowego wymagającego zdjęcia izolacji (*fot nr 2*) – dodatkowo na zdjęciu widać iż jeden z uchwytów jest zainstalowany odwrotnie, na zdjęciu na górnym przewodzie.



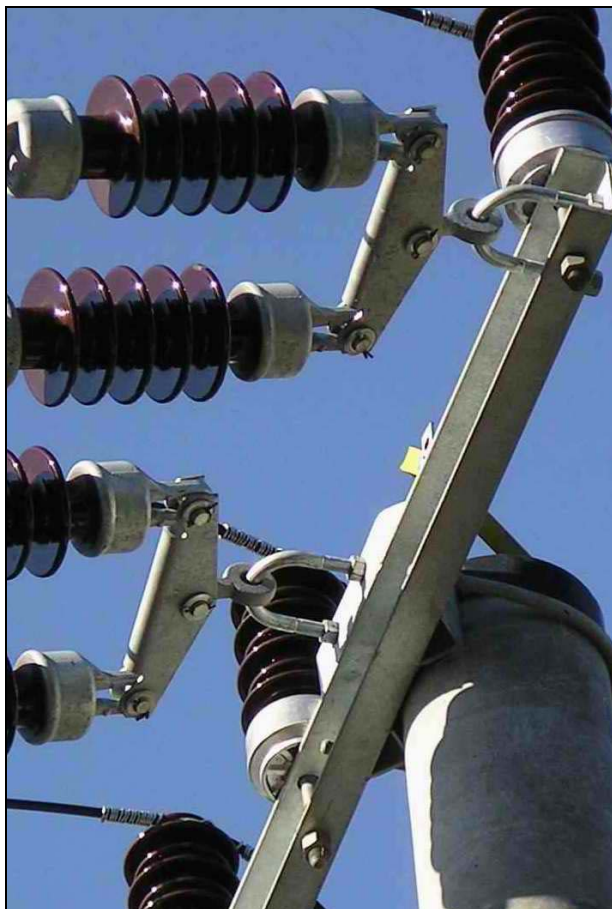
fot nr 2 – nieprawidłowo zamontowane przewody w uchwytach

- Nieprawidłowy montaż dolnej elektrody układu ochrony przeciwłukowej –mogą wystąpić problemy z dotrzymaniem właściwej przerwy izolacyjnej
Dolna elektroda powinna być zainstalowana odwrotnie aby końce elektrod były w linii poziomej (*fot nr 3*)



fot nr 3 – nieprawidłowo zamontowany układ ochrony przeciwłukowej

- Stosowanie drutu wiązałek tradycyjnych zamiast półprzewodzących uchwytych oplotowo-skrętnych, możliwość wystąpienia wyładowań niezupełnych (fot nr 4)



fot nr 4 – nieprawidłowe wiązanie przewodu do izolatora

3. Wnioski

Podsumowując wieloletnie doświadczenie Oddziału Gdańsk ENERGI wynikające z eksploatacji linii napowietrznych średnich napięć w technologii PAS należy stwierdzić, że linie te są bardzo dobrym rozwiązaniem zwłaszcza dla obszarów leśnych i linii budowanych jako wielonapięciowe.

Podjęte działania profilaktyczne mają na celu dotrzymanie wymogów, co do stosowania osprzętu i przewodów zgodnie z normami, a tym samym budowanie, zgodnie z oczekiwaniami, lepszej technologicznie i promującej bezawaryjne sieci, a mianowicie:

1. Dokonano oględzin wszystkich linii średnich napięć PAS wybudowanych w latach 2002-2004. Wyniki oględzin udokumentowano fotografią cyfrową.
2. Przestrzegana jest zasada oględzin linii nowych po pierwszym roku eksploatacji w tzw. okresie gwarancyjnym.
3. Wprowadzono do Standardów Technicznych stosowanych w Koncernie Energetycznym ENERGA S.A. Oddział w Gdańsku niezbędne zapisy warunkujące prawidłową budowę m.in. linii PAS z uwzględnieniem postępu technicznego.

4. Podjęto działania informacyjno-szkoleniowe mające na celu doskonalenie wiedzy i umiejętności w zakresie projektowania i budowy linii PAS zogniskowanej w zakresie:
 - bazy szkoleniowo – poligonowej
 - własnej kadry technicznej
 - współpracujących z Oddziałem Gdańsk wykonawców i projektantów
5. Kontynuowanie szczegółowej analizy wad i nieprawidłowości oraz potencjalnych awarii w liniach PAS.

Generalnie, przemyslenia powyższe przeniesiono jako obowiązującą metodykę z oceny jakości technicznej na ocenę równie ważnej działalności organizacyjnej służb utrzymania sieci elektroenergetycznej. Temat ten, jest kolejnym ważkim aspektem zarządzania majątkiem sieciowym spółek dystrybucyjnych.

Literatura:

Katalog : Osprzęt do linii napowietrznych SN w systemie PAS

Opracowanie: Standardy techniczne obowiązujące dla urządzeń WN, SN, nN eksploatowanych w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział w Gdańsku

Opracowanie: Analiza awaryjności urządzeń ENERGA SA Oddział w Gdańsku

Zenon Nowak - Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.

Paweł Wojciechowski - Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.

DOŚWIADCZENIA Z EKSPLOATACJI LINII NAPIĘTRZNYCH nN Z PRZEWODAMI IZOLOWANYMI I SN W OSŁONIE IZOLACYJNEJ W ZAKŁADZIE ENERGETYCZNYM ŁÓDŹ – TEREN S.A.

1. Wstęp.

Podobnie jak większość Spółek Dystrybucyjnych Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A. rozpoczął stosowanie przewodów izolowanych na początku lat 90-tych. Podyktowane to było zarówno techniczną potrzebą zastosowania tego typu rozwiązania, jak również chęcią wdrożenia nowości technicznej posiadającej kilkudziesięcioletnie, pozytywne doświadczenia w innych krajach.

Pierwsze przewody izolowane zostały zastosowane w ZEŁ-T S.A. w 1991 r. do wykonywania przyłączy napowietrznych i są od tego czasu stosowane obligatoryjnie. Pierwszą linię izolowaną niskiego napięcia wybudowano w roku 1992 w Żyrardowie. Linia ta o długości 800 m wykonana została przewodami Bydgoskiej Fabryki Kabli typu AsXSn 4×95+35 mm². Dla linii zastosowano osprzęt fiński, którego dystrybutorem była firma Enstopol. Całość linii wybudowana była na żerdziach typu EPV. Pierwsza linia SN o długości 200 m została wybudowana w 1994 r. w systemie „PAS”. W latach 1995-97 część projektów na linie napowietrzne SN i nN z przewodami gołymi została zaktualizowana i ich wykonanie nastąpiło z wykorzystaniem przewodów izolowanych (linie nN) i przewodów w osłonie izolacyjnej (linie SN). Analiza techniczno-ekonomiczna uwzględniająca kilkuletnie doświadczenia eksploatacyjne spowodowała podjęcie w 1997 r. decyzji, iż we wszystkich nowo budowanych oraz modernizowanych liniach napowietrznych nN będą stosowane tylko przewody izolowane. Odnośnie linii SN również zapadła decyzja, iż znacząca ich część będzie budowana przy wykorzystaniu technologii PAS.

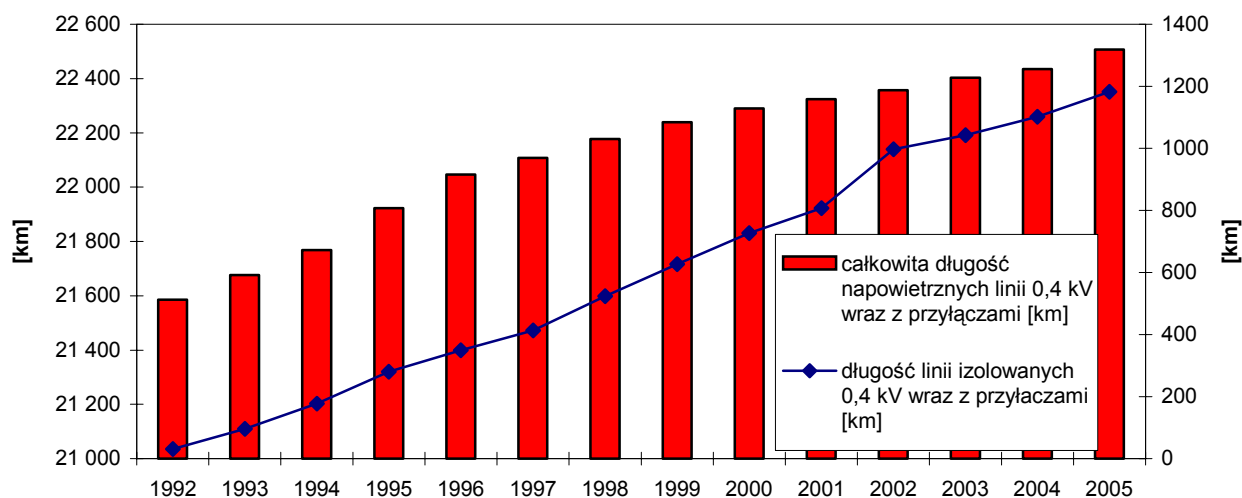
2. Ogólna charakterystyka napowietrznych linii izolowanych

W tabeli nr 1 oraz na wykresie nr 1 przedstawiony został przyrost całkowitej długości linii napowietrznych nN oraz linii z przewodami izolowanymi, wybudowanych na terenie działania ZEŁ-T S.A. w latach 1992 –2005.

Tabela 1 Długości linii izolowanych 0,4 kV w torach głównych i przyłączach

Rok	Całkowita długość napowietrznych linii 0,4 kV wraz z przyłączami [km]	Długość napowietrznych linii izolowanych 0,4 kV [km]		
		tory główne	przyłącza	razem
1992	21 586	0,8	30	30,8
1993	21 676	2,2	94	96,2
1994	21 768	5,4	172	177,4
1995	21 922	10,1	270	280,1
1996	22 046	16,4	333	349,4
1997	22 107	34,9	379	413,9
1998	22 177	67,4	456	523,4
1999	22 239	99,2	528	627,2
2000	22 290	157,7	569	726,7
2001	22 324	218,3	589	807,3
2002	22 357	351,4	615	996,4
2003	22 403	399,1	643	1042,1
2004	22 435	438,3	664	1102,3
2005	22 507	491,7	691	1182,7

Wykres nr 1 Porównanie przyrostu długości linii izolowanych 0,4 kV w porównaniu do przyrostu sieci napowietrznej 0,4 kV w latach 1992-2005 na terenie ZEŁ-T S.A.



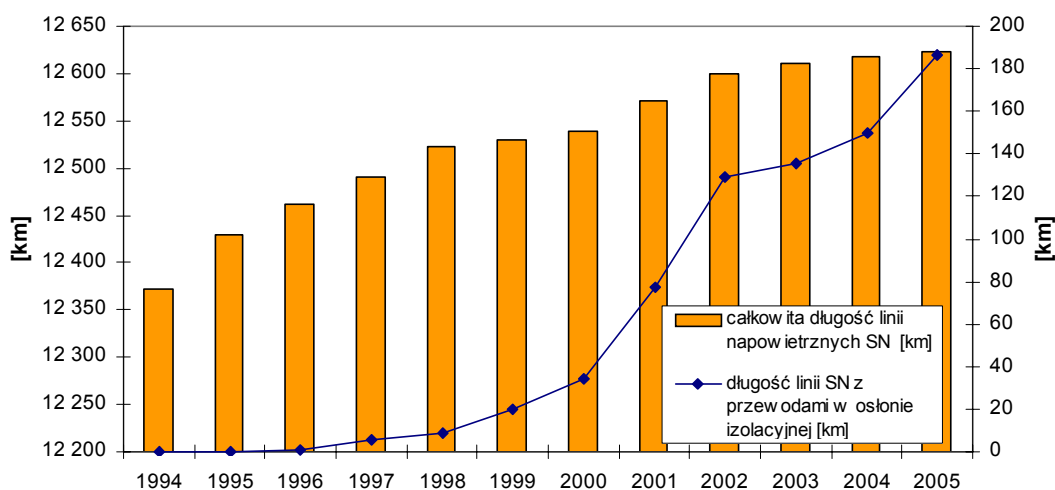
Obecnie linie izolowane 0,4 kV stanowią 5,25% całkowitej długości linii napowietrznych 0,4 kV

W tabeli nr 2 oraz na wykresie nr 2 przedstawiony został przyrost całkowitej długości linii napowietrznych SN oraz linii z przewodami w osłonie izolacyjnej, wybudowanych w latach 1992 – 2005.

Tabela 2 Długości linii izolowanych 0,4 kV w torach głównych i przyłączach

Rok	całkowita długość linii napowietrznych SN [km]	długość linii SN z przewodami w osłonie izolacyjnej [km]
1994	12 373	0,2
1995	12 430	0,3
1996	12 461	0,5
1997	12 491	5,7
1998	12 522	8,5
1999	12 529	19,6
2000	12 538	34,1
2001	12 571	77,1
2002	12 600	129,1
2003	12 610	135,3
2004	12 617	149,5
2005	12 624	186,4

Wykres nr 2 Porównanie przyrostu długości linii 15 kV w osłonie izolacyjnej w porównaniu do przyrostu sieci napowietrznej 15 kV w latach 1992-2005 na terenie ZEŁ-T S.A.



Obecnie linie w osłonie izolacyjnej stanowią 1,48% całkowitej długości linii napowietrznych SN

3. Doświadczenia eksploatacyjne

Zasadniczą różnicą między liniami napowietrznymi gołymi i izolowanymi jest to, że po zakończeniu montażu linii izolowanej nie ma praktycznie możliwości usunięcia błędów powstałych na tym etapie. Pociąga to za sobą konieczność stosowania sprawdzonych rozwiązań konstrukcyjnych, używania do budowy najwyższej jakości przewodów i osprzętu oraz stosowania poprawnych technologii montażu.

Rozwiązania konstrukcyjne napowietrznych linii izolowanych nn i SN przedstawiane przez projektantów na terenie ZEŁ-T S.A. w latach poprzednich oraz obecnie oparte są na albumach opracowanych przez „ELPROJEKT” Poznań na zlecenie PTPIREE oraz normę SEP N SEP-E-003 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi”

Napowietrzne linie izolowane 0,4 kV budowane są na terenie ZEŁ-T S.A. w systemie czteroprzewodowym samonośnym, a linie SN w systemie PAS z przewodami w osłonie izolacyjnej.

Do budowy linii izolowanych nN i w osłonie izolacyjnej SN stosowane są przewody producentów krajowych – głównie TELE-FONIKA Kable S.A., osprzęt odciągowy i odgałęźny firm „APENA”, „BELOS”, „BEZPOL”, „ENSTO”, „MALICO”, izolatory SN produkcji krajowej ZAPEL S.A., Argillon.

Własne doświadczenia eksploatacyjne potwierdzają wszystkie zalety linii izolowanych nn i linii SN z przewodami w osłonie izolacyjnej, podawane w literaturze, powszechnie znane w krajach, które od kilkudziesięciu lat je eksploatują:

- wielokrotnie większa niezawodność pracy linii izolowanych - zmniejszenie ilości przerw w dostawie energii elektrycznej (mniejsza ilość zwarć i uszkodzeń linii);
- znaczne ograniczenie zakresu i częstotliwości wycinek drzewostanu oraz zmniejszenie szerokości pasa wycinki koniecznego dla budowy i eksploatacji linii izolowanej;
- możliwość wyprowadzenia nowych obwodów nn podwieszanych na tych samych słupach oraz jednoczesne prowadzenie linii SN i nn;
- ograniczenie spadków napięć (trzykrotnie mniejsza reaktancja jednostkowa) i wskaźnika strat energii;
- duża odporność na warunki atmosferyczne;
- zapewnienie większego bezpieczeństwa dla osób postronnych i ptaków;
- mniejsze koszty eksploatacji linii;
- zmniejszenie ryzyka wystąpienia pożaru wskutek zwarcia lub zerwania przewodu;
- możliwość tymczasowej eksploatacji sieci w warunkach złamania lub przewrócenia słupa;
- możliwość wykonywania większości prac eksploatacyjnych na liniach nn bez ich wyłączania możliwość instalowania linii nn na elewacjach budynków;
- brak izolatorów wrażliwych na uszkodzenia mechaniczne (linie nn);
- zmniejszenie ilości kradzieży linii napowietrznych.

Ponadto z naszych doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że do zalet linii izolowanych można również zaliczyć:

- możliwość zwiększenia rozpiętości przęseł budowanych linii napowietrznych nN z 50 m (dla przewodów gołych) do około 100 m (dla przewodów izolowanych) co pozwala na zmniejszenie liczby żerdzi;

Wady linii izolowanych SN i nN są natomiast następujące:

- koszt budowy linii nN z przewodami izolowanymi o 10% przewyższa koszt budowy linii gołej i jest porównywalny z kosztem budowy linii kablowej 0,4 kV (dla linii ze słupami na żerdziach EPV). Koszt budowy linii SN z przewodami w osłonie izolacyjnej jest o 15-20% wyższy od kosztu budowy linii gołej;
- konieczność starannego montażu, przy użyciu odpowiednich narzędzi - praktycznie nie istnieje możliwość usunięcia błędów montażowych;
- kłopoty z prawidłowym montażem kilku odgałęzień i przyłączy na jednym słupie;
- konieczność zastosowania specjalnych uziemiaczy w przypadku braku możliwości wykonania pracy techniką PPN w linii nn oraz podczas wykonywania przeglądów stacji transformatorowych SN/nN. Są one montowane do zacisków przebijających izolację ze specjalnym gniazdem, służącym do wetknięcia końcówki uziemiacza. Po założeniu zaciski takie pozostają na linii i nie nadają się do powtórnego wykorzystania (co dodatkowo zwiększa koszt eksploatacji).

3a. Doświadczenia eksploatacyjne linii izolowanych 0,4 kV

Do roku 2005 w ZEŁ-T S.A. nie była prowadzona szczegółowa statystyka uszkodzalności linii izolowanych 0,4 kV. Również obecnie posiadane dane nie obejmują całości 2005r. Jednak na podstawie zebranego dotychczas materiału można szacować, iż w liniach izolowanych 0,4 kV rocznie na terenie całej firmy występuje kilkadziesiąt (około 20) przypadków awarii. Najczęstszymi powodami takich awarii są błędy montażu wykonawców oraz używanie niewłaściwego osprzętu, w szczególności dotyczy to zacisków przebijających izolację. Wady te dotyczyły niewłaściwego doboru typu zacisków jak również złego montażu tj. zbyt słabego dokręcenia zacisku i nie zapewnienia w ten sposób właściwej szczelności połączenia oraz pewności połączenia prądowego. Wystąpiły również przypadki przetarcia izolacji przewodów przez gałęzie drzew. Awarie tego typu miały głównie miejsce na przyłączach.

3b. Doświadczenia eksploatacyjne linii 15 kV w osłonie izolacyjnej

Do roku 2003 w liniach 15 kV w osłonie izolacyjnej nie odnotowano żadnego przypadku wystąpienia awarii. W latach 2003-2005 miało miejsce łącznie 13 awarii. Poniższa tabela przedstawia porównanie wskaźników awaryjności linii SN w osłonie izolacyjnej i gołych:

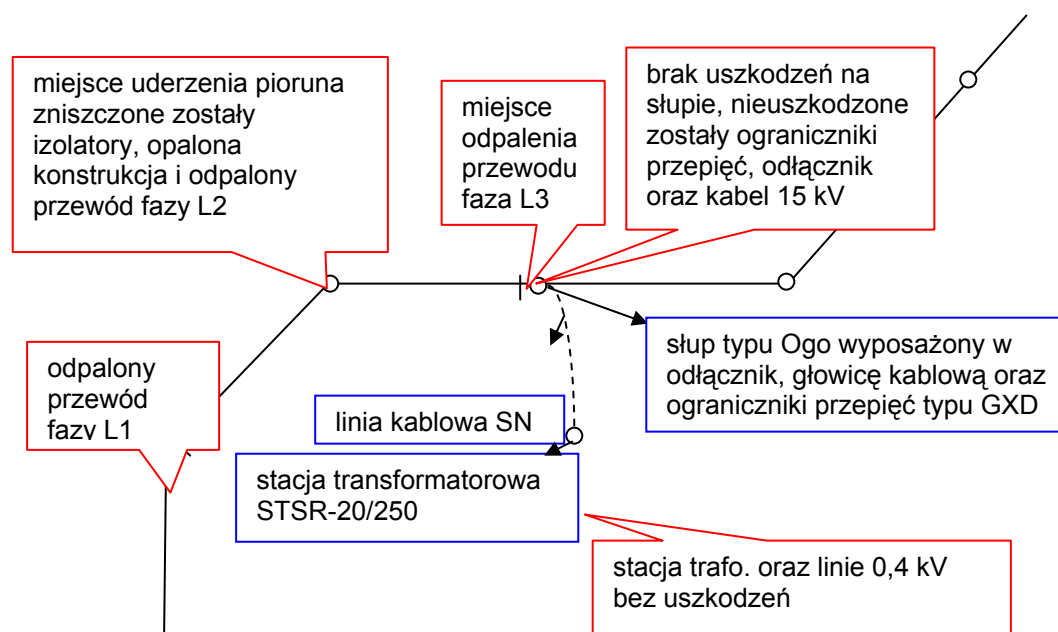
rok	2003	2004	2005
Ilość uszkodzeń linii napowietrznych			
[szt.]	599	993	568
[na 100 km]	4,75	7,88	4,50
Ilość uszkodzeń linii napowietrznych gołych			
[szt.]	592	991	564
[na 100 km]	4,70	7,86	4,47
Ilość uszkodzeń linii napowietrznych w osłonie			
[szt.]	7	2	4
[na 100 km]	5,18	1,34	2,15

Większość awarii - 7 szt. miało miejsce na dwóch ciągach liniowych. Z czego na jednym z nich wystąpiło 5 awarii tj. prawie 40% wszystkich przypadków (2 awarie w 2003r., 2 w 2004r. i 1 w 2005r.)

Omawiając szczegółowo wszystkie awarie należy wymienić, iż ich przyczynami w kolejności częstotliwości występowania było:

- 6 przypadków zerwania przewodów pomiędzy słupami spowodowanych nadmiernym napięciem przewodów i powstałymi wskutek tego drganiami
- 2 przypadki zerwania przewodów wskutek upadku drzewa na linię,
- 1 awaria konstrukcji poprzecznika na słupie,
- 1 awaria spowodowana zerwaniem przewodu przy rożku ochronnym wskutek mechanicznego naruszenia żył przewodu podczas montażu,
- 1 przypadek przestrzelenia śrutem izolacji przewodu roboczego przez polujących myśliwych,
- 1 przypadek uszkodzenia linii wskutek wyładowania atmosferycznego,
- dla jednej awarii nie ustalono przyczyny zerwania przewodu.

Jako ciekawostkę chcielibyśmy omówić szczegółowo przypadek awarii spowodowanej wyładowaniem atmosferycznym:



Częste przypadki zrywania przewodów pomiędzy słupami wymusiło działania polegające na przeprowadzeniu szczegółowych oględzin linii. Zlecone zostało również przeprowadzenie niezależnych ekspertyz dla dwóch linii, w których przypadki zrywania przewodów były najczęstsze.

Przeprowadzone własne analizy oraz wnioski przedstawione w zleconych ekspertyzach wykazały, iż w obu liniach 15 kV, w większości sekcji odciągowych przewidziano zbyt duże napięcie przewodu, prowadzące do powstania drgań przewodu i w konsekwencji jego zerwania. W projektach nie przewidziano zastosowania tłumików drgań, zaprojektowane

przęsła miały również zbyt duże rozpiętości. Było to wynikiem prowadzonej modernizacji istniejącej sieci napowietrznej i wymiany słup za słup. Wytyczne projektowe były jednak zgodne z obowiązującymi w tamtym okresie tj. 2000 r. katalogami projektowymi. Obecnie jednak projekty te są niezgodne z udostępnionymi zaleceniami firmy ENSTO. Dla linii 15 kV zalecane są bowiem naprężenia na poziomie pomiędzy 60 i 75 MPa. Długość przęsła linii nie powinna przekraczać natomiast 110 m.

W chwili obecnej celem uniknięcia podobnych sytuacji w nowobudowanych liniach uwzględniane są następujące zalecenia:

- stosowanie naprężeń przewodów w linii na poziomie zalecanym przez firmę ENSTO;
- projektowanie rozpiętości przęseł o długości do 110 m;
- umieszczanie w przygotowywanych na przetargi Specyfikacjach Istotnych Warunków Zamówień wymagań na przedstawienie przez wykonawców oświadczeń o przeszkoleniu osób, które będą wykonywać prace na liniach izolowanych;
- egzekwowanie od wykonawców posiadania narzędzi przystosowanych do pracy z liniami izolowanymi;
- wymaganie stosowania przez wykonawców osprzętu (w przypadku gdy zakupy nie są prowadzone przez ZEŁ-T S.A.) przewidzianego w projekcie technicznym, przeznaczonego do stosowania w liniach izolowanych z poświadczeniem od producenta o ich przydatności dla danego typu linii izolowanej.

W roku 2005 wybudowane zostały również pierwsze dwa odcinki (łącznej długości 2,5 km) linii izolowanej 15 kV (przewód uniwersalny typu EXCEL).

4. Podsumowanie

Analiza wad i zalet napowietrznych linii izolowanych oraz linii z przewodami w osłonie izolacyjnej wykazuje, że nieznacznie większy koszt ich budowy w stosunku do linii z przewodami gołymi (odpowiednio ok. 10% i ok. 20%) bardzo szybko się zwraca w eksploatacji prawidłowo wybudowanej linii.

Podkreślić należy pozytywny odbiór napowietrznych linii izolowanych w społeczeństwie spowodowany ich estetycznym wyglądem oraz przyjaznymi cechami względem ludzi, ptaków (mniejsze ryzyko porażenia prądem elektrycznym, wystąpienia pożaru budynków) oraz środowiska naturalnego (niewielki zakres wycinki drzew, mniejsze ryzyko pożaru lasu).

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne obu typów linii są jak najbardziej pozytywne, pomimo przejściowych kłopotów związanych z liniami 15 kV. Problemy te zostały obecnie rozwiązane i nowowytbudowane linie nie stwarzają żadnych kłopotów eksploatacyjnych.

Witold Jabłoński - Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

OCHRONA PRZECIWPORAŻENIOWA W LINIACH NAPIĘTRZNYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

1. Wstęp

Napowietrzne linie elektroenergetyczne o napięciu wyższym od 1 kV są usytuowane zazwyczaj poza terenami zurbanizowanymi. Napowietrzne linie średniego napięcia spotyka się również na terenach wiosek i mniejszych miast. Na terenach dużych miast linie napowietrzne średniego napięcia są budowane jako kablowe, natomiast coraz częściej można spotkać na tych terenach linie najwyższych napięć zasilające GPZ – ety.

Taka sytuacja powoduje, że w pobliżu linii elektrycznych o napięciu powyżej 1 kV przebywa mniej ludzi niż przy innych urządzeniach elektroenergetycznych (szczególnie niskiego napięcia). Mimo to wszystkie linie napowietrzne o napięciu wyższym niż 1 kV są budowane tak, aby zapewniona była w każdej jej części ochrona przed dotykiem bezpośrednim (podstawowa), zaś ochrona przy dotyku pośrednim (przy zakłóceniu) w miejscach, w których prawdopodobieństwo porażenia jest uznane za duże.

Pełną ochronę przed dotykiem bezpośrednim powinno zapewnić odpowiednie (podane w normach liniowych) oddalenie przewodów od miejsc, w których może przebywać człowiek (od powierzchni ziemi, okien, balkonów, dostępnych dachów, kabin i pomostów maszyn rolniczych, budowlanych i transportowych itp.). Dla linii średnich napięć z przewodami gołymi jest to odległość przekraczająca zazwyczaj 5 m.

2. Zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym w liniach średniego napięcia

Przyjęcie zasady pełnej ochrony przed dotykiem bezpośrednim nie oznacza, że nie notuje się porażień przy tego rodzaju dotyku. Zasada ta bowiem dotyczy sytuacji, w których ludzie zachowują się normalnie lub linia zostanie uszkodzona w sposób niprzewidywany.

Do przyczyn porażień przy dotyku bezpośrednim w liniach średniego napięcia, spowodowanych nienormalnym zachowaniem się ludzi należy zaliczyć:

- celowego pominięcia ochrony przed dotykiem bezpośrednim (np. wejście na słup linii) przez samobójców,
- niezamierzonego pominięcia ochrony przed dotykiem bezpośrednim przy pracach konserwacyjno-remontowych lub budowlanych,
- uszkodzenia ochrony przed dotykiem bezpośrednim w sposób umożliwiający dotyk bezpośredni ale nie wywołujący zwarcia doziemnego (np. opadnięcie przewodu fazowego linii na niewielką wysokość bez styczności z ziemią i uziemionymi częściami przewodzącymi),
- nie przewidziane przez normy zetknięcie się z gołymi przewodami linii napowietrznej przewodzących, nietypowych lub nieprawidłowo używanych przedmiotów trzymanyh w ręce lub dotykanych, np. nie opuszczonych do jazdy pod liniami elementów maszyn

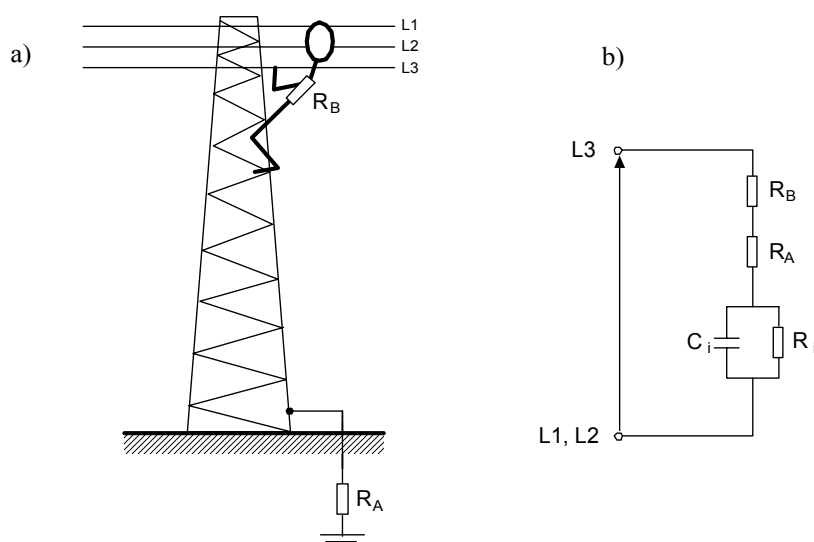
rolniczych, transportowych lub budowlanych, długich przewodzących kijów wędek, przewodzących sznurków latawców.

Należy więc stwierdzić, że porażenia na skutek dotyku bezpośredniego nie są spowodowane złymi wymaganiami dotyczącymi budowy linii a są spowodowane nieprzestrzeganiem przepisów organizacji pracy przez pracowników ekip remontowo-konserwacyjnych i budowlanych, nieprzestrzeganiem przepisów eksploatacji urządzeń i maszyn, bezmyślność ludzi a także stosowaniem nie zawsze pełnosprawnych elementów linii. Ta ostatnia przyczyna występowała w minionych latach w skutek instalowania w liniach średnich napięć izolatorów mających wady konstrukcyjne.

Zagrożenie porażeniowe przy dotyku bezpośrednim a więc i skutki porażenia zależą w liniach średniego napięcia od sposobu pracy punktów neutralnych sieci.

Przy dotyku bezpośrednim prąd rażeniowy jest równy prądowi uszkodzenia doziemnego. Prądy te wywołują zwykle skutki cieplne, które mogą być groźne dla zdrowia lub życia rażonego. Fibrylacja komór sercowych, jeżeli występuje to przejściowo bo prądy rażeniowe są w stanie spowodować defibrylację.

Na rysunku 1 przedstawiono sytuację, w której człowiek rażony jest prądem w wyniku dotyku bezpośredniego w sieci z izolowanym punktem neutralnym.



Rys. 1. Rażenie człowieka na skutek dotyku bezpośredniego w sieci średniego napięcia z izolowanym punktem neutralnym: a) szkic sytuacyjny; b) schemat obwodu rażeniowego : C_i , R_i – pojemność i rezystancja doziemna faz $L1$ i $L2$

W sieciach takich prądy doziemne uszkodzeniowe a więc i prądy rażeniowe mogą osiągać kilkadziesiąt a nadet więcej niż 100 A. Skutki rażenia bezpośredniego mogą być wtedy groźne dla zdrowia i życia rażonych. Skutki śmiertelne występują przy działaniu takich prądów w stosunkowo długim czasie. Czas rażenia człowieka jest jednak zwykle ograniczony przez automatykę zabezpieczeniową lub w wyniku upalenia części lub całych kończyn rażonego. Dzieje się tak (upalenie kończyn), gdyż impedancja każdej kończyny jest znacznie większa od rezystancji korpusu, tj. wynosi około 40% całkowitej impedancji ciała człowieka (impedancja kończyny górnej i dolnej stanowi ponad 80% impedancji ciała człowieka na drodze ręka-stopą). Skutki cieplne działania prądu objawiają się więc w pierwszym rzędzie w postaci upalenia części lub całych kończyn.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez urządzenie do kompensacji pojemnościowych prądów doziemnych (przy uszkodzeniach), prądy rażeniowe są wielokrotnie mniejsze od takich prądów w sieciach z izolowanym punktem neutralnym, a więc zagrożenie przy dotyku bezpośrednim też jest mniejsze.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor (na stałe lub przejściowo) prądy rażeniowe przy dotyku bezpośrednim przekraczają zwykle 200 A i mimo wyłączania linii przez automatykę zabezpieczeniową w krótkim czasie rażenia mogą wywołać spalenie całego ciała ze skutkiem śmiertelnym dla człowieka.

Porażenia na skutek dotyku pośredniego (dotyku części przewodzącej) linii napowietrznej (głównie słupa) może powstać gdy wystąpi jednocześnie:

- **zwarcie doziemne wywołujące na częściach przewodzących dostępnych pojawienie się napięcia dotykowego,**
- **dotknięcie przez człowieka części, na której pojawiło się napięcie dotykowe,**
- **napięcie dotykowe o takiej wartości, że prąd rażeniowy wywoła groźne skutki dla człowieka.**

Prawdopodobieństwo jednoczesnego wystąpienia tych trzech zdarzeń jest zależne od warunków środowiskowych i jakości izolacji doziemnej linii (mających wpływ na prawdopodobieństwo wystąpienia zwarcia), od nasilenia ruchu osób w bezpośrednim sąsiedztwie linii, (dotknięcia części przewodzących dostępnych) i od napięcia znamionowego linii (wartość napięcia dotykowego).

Statystyka porażeń wykazuje, że równoczesne wystąpienie wszystkich trzech zdarzeń w liniach elektrycznych o napięciu wyższym od 1 kV jest bardzo małe, mniejsze niż w liniach niskiego napięcia a zbliżone do prawdopodobieństwa porażenia w liniach wysokiego napięcia pracujących z w sieciach z bezpośrednio uziemionym i punktami neutralnymi.

Mniejsze prawdopodobieństwo powstania porażenia w liniach średnich napięć niż w liniach niskiego napięcia jest spowodowane tym, że:

- linii średnich napięć jest mniej niż linii niskiego napięcia,
- linie średnich napięć są w większym stopniu budowane na terenach mało uczęszczanych,
- prądy rażeniowe w liniach średniego napięcia (prądy rażeniowe przy dotyku pośrednim są częścią prądu uszkodzeniowego doziemnego) są często mniejsze od prądów rażeniowych w liniach niskiego napięcia.

Podobne prawdopodobieństwo wystąpienia porażenia przy dotyku pośrednim w liniach średniego napięcia i w liniach najwyższych napięć wynika przede wszystkim z stosowanego w liniach średnich napięć (w odróżnieniu od linii najwyższych napięć) w coraz większym zakresie przewodów izolowanych i słupów betonowych zbrojonych cechujących się dużą rezystywnością.

3. Dokumenty normalizacyjne zawierające kryteria zagrożenia porażeniowego i wymagania stawiane ochronie przeciwporażeniowej

Wymagania dotyczące projektowania i budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych zawarte były od wielu lat w normie o numerze 05100. Jej kolejne wydania

pochodziły z lat: 1967 [8], 1975 [9] i 1998 [3]. Wszystkie te normy dotyczyły linii prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi a w zakresie ochrony przeciwporażeniowej odwoływały się do odpowiednich przepisów. Ostatnia z tych norm została oznaczona PN-E-05100-1;1998 [3]. W zakresie ochron przeciwporażeniowej w normie tej odwołano się do postanowień rozporządzenia Ministra Przemysłu z 1990 r. [10]. Tymczasem zamieszczone w tym rozporządzeniu postanowienia są obecnie nie zawsze takie same jak w normach międzynarodowych i nie uwzględnia nowych technologii wykonywania linii napowietrznych.

W roku 2003 SEP wydał normę N SEP-E-003 [2] zawierającą wymagania stawiane liniom napowietrznym prądu przemiennego z przewodami w izolacji oraz z przewodami w osłonie izolacyjnej. Postanowienia tej normy odnoszą się do linii niskiego i średniego napięcia (≤ 30 kV). Niestety w ww. normie zagadnienia ochrony przeciwporażeniowej są potraktowane w sposób podobny jak w normach o numerze 05100. Dla linii średniego napięcia zamieszczono odwołanie do normy PN-E-05100-1; 1998 [3] i normy PN-E-05115; 2002 [4]. Norma SEP jest normą tymczasową, która będzie wycofana z chwilą ukazania się odpowiedniej normy CENELEC lub IEC.

W roku 2002 rozpoczęto proces przystosowania polskich norm dotyczących projektowania i budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych wysokiego napięcia do wymagań w tym zakresie stosowanych w Unii Europejskiej. W tym bowiem roku ukazała się norma uznaniowa PN-EN 50341-1; 2002 [5] a w 2005 r. wydano normę uznaniową PN-EN 50423-1;2005 (U) [6]. Pierwsza z tych norm dotyczy projektowania i budowy napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu znamionowym (nominalnym) wyższym od 45 kV a druga – takich linii o napięciu wyższym od 1 kV lecz nie przekraczającym 45 kV.

Obie ww. normy to części 1 zawierające wymagania ogólne. Będą one uzupełnione o załączniki krajowe zawierające postanowienia uzupełniające wymagania ogólne (obowiązujące w poszczególnych krajach członkowskich CENELEC).

W normie PN-EN-50423-1.2005 (U) [6] zapisano, że projektowanie uziemień i ich badanie (w tym ochrony przy dotyku pośrednim) należy przeprowadzać zgodnie z wymaganiami zawartymi w PN-EN-05341-1 [5] i jej NNA. Podobnie jak w dotychczasowych normach polskich, w normach tych nie ma osobnych rozdziałów dotyczących ochrony przed dotykiem bezpośrednim. Uznaje się bowiem, że ochrona ta będzie skuteczna jeżeli zostaną spełnione wymagania dotyczące budowy linii.

Należy zwrócić uwagę, że w Polsce, podobnie jak w wielu krajach dopuszczono do eksploatacji linii napowietrznych (i nie tylko linii) spełniających wymagania norm aktualnych w chwili budowy linii a w przypadku jej modernizacji lub przebudowy – aktualnych chwili jej przebudowy. Oznacza to, że kryteria zagrożenia porażeniowego zawarte w normie PN-75/E-05100 można stosować w liniach budowanych wg tej normy jeżeli do chwili obecnej nie była ona modernizowana lub przebudowana,

4. Podstawowe kryteria zagrożenia porażeniowego w liniach i instalacjach elektroenergetycznych o napięciu wyższym niż 1 kV

W raporcie IEC/TR2 60479-1 [1] zapisano, że przy ustalaniu wymagań dotyczących bezpieczeństwa elektrycznego należy brać pod uwagę:

- skutki działania prądu na organizm człowieka,
- prawdopodobieństwo powstania uszkodzenia, w wyniku którego człowiek może dotknąć lub nadmiernie zbliżyć się do części stwarzającej zagrożenie elektryczne,

- **prawdopodobieństwo dotyku lub nadmiernego zbliżenia się do części niebezpiecznych,**
- **stosunek między napięciem dotykowym a napięciem dotykowym rażeniowym,**
- **kwalifikacje osób mogących przebywać przy urządzeniach elektrycznych,**
- **możliwości techniczne wykonania środków ochrony.**
- **możliwości ekonomiczne wykonania ochrony.**

Autorzy norm, w których znalazły się kryteria skuteczności ochrony przeciwporażeniowej (kryteria zapewniające bezpieczeństwo lub inaczej mówiąc brak zagrożenia) w instalacjach i liniach napowietrznych o napięciu wyższym od 1 kV przyjęli, że elektroenergetyczne instalacje, linie i urządzenia należy tak projektować i budować aby:

- w warunkach normalnej pracy obiektów w strefach ograniczonego dostępu nie dopuścić co najmniej do niezamierzonego dotknięcia części czynnej lub niezamierzonego dostania się do strefy niebezpiecznej a poza strefami ograniczonego dostępu nie dopuścić do zamierzonego i niezamierzonego takiego dostępu,
- w warunkach pracy zakłóceń obiektu (przy uszkodzeniach) na terenach elektroenergetycznych obiektów wysokiego napięcia i w ich pobliżu napięcia dotykowe rażeniowe U_T nie przekraczały najwyższych dopuszczalnych napięć dotykowych rażeniowych U_{Tp}

$$U_T \leq U_{Tp} \quad (1)$$

Powyższą zależność ustalono przyjmując, że:

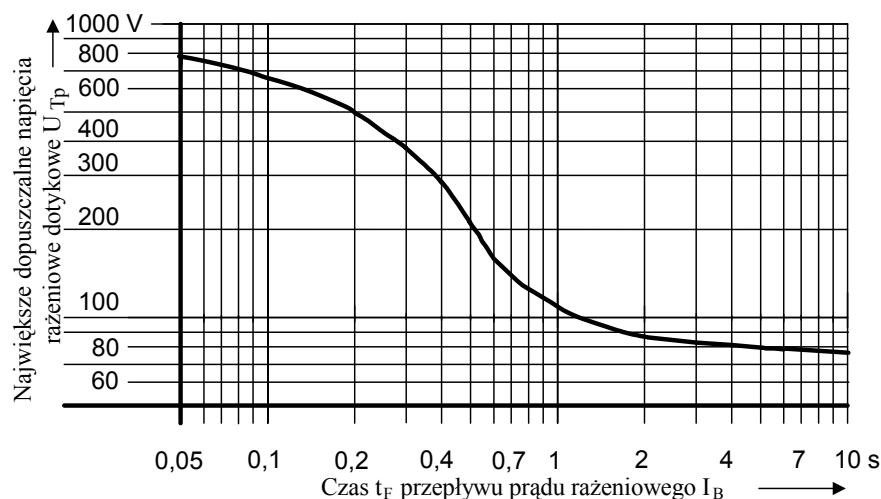
- prąd rażeniowy płynie na drodze ręka – stopy,
- prawdopodobieństwo wystąpienia założonej impedancji ciała człowieka wynosi 50%,
- prawdopodobieństwo wystąpienia fibrylacji komór serca wynosi 5%,
- w obwodzie rażeniowym nie występują dodatkowe rezystancje (występuje jedynie impedancja ciała człowieka).

Powyższe założenia dotyczące impedancji człowieka i wystąpienia fibrylacji komór sercowych pośrednio uwzględniają małe prawdopodobieństwo wystąpienia porażenia i skrajnie niekorzystnej impedancji ciała.

Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe U_{Tp} w zależności od czasu trwania rażenia (uszkodzenia) t_F (czas t_F jest też czasem rażenia) zestawiono w tabeli 1 i przedstawiono, za PN-E-05115 [4], na rys.2.

Tabela 1. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe U_{Tp} dla różnych czasów trwania uszkodzenia t_F

t_F (s)	U_{Tp} (V)	t_F (s)	U_{Tp} (V)
0.05	750	0.7	130
0,1	650	0,8	118
0,2	500	0,9	110
0,3	388	1,0	107
0,4	290	2,0	90
0,5	205	5,0	81
0,6	155	10,0	80



Rys. 2. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe rażeniowe U_{Tp} w zależności od czasu t_F trwania uszkodzenia (rażenia)

Normy [4,5,6] zawierające wymagania dotyczące ochrony przy uszkodzeniach dopuszczają ocenę skuteczności ochrony również na podstawie porównania napięć dotykowych spodziewanych U_{ST} z **dopuszczalnymi napięciami dotykowymi spodziewanymi** U_{STp} (napięcie to jest też oznaczane w publikacjach CENELEC U_D). Powinien być przy tym spełniony warunek:

$$U_{ST} \leq U_{STp} \quad (2)$$

Ocena zagrożenia (bezpieczeństwa) na podstawie takiego kryterium pozwala uwzględniać wpływ rezystancji występujących w rzeczywistości dodatkowych rezystancji w obwodzie rażeniowym R_a . Wprawdzie wymaga to obliczenia rezystancji R_a i napięcia U_{STp} dla występujących w rzeczywistości warunków, ale prowadzi do zmniejszenia nakładów finansowych na techniczne środki ochrony przeciwporażeniowej.

Napięcie U_{STp} obliczyć można z zależności:

$$U_{STp}(t_F) = U_{Tp}(t_F) + R_a \cdot I_{B5\%}(t_F) = U_{Tp}(t_F) \left(1 + \frac{R_a}{0,75 Z_{T50\%}}\right), \quad (3)$$

w którym: $U_{Tp}(t_F)$ – największe dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe odczytane dla czasu t_F z tabeli 1 lub rysunku 2, $I_{B5\%}(t_F)$ – prąd rażeniowy, który może wywołać fibrylację komór sercowych z prawdopodobieństwem 5% odczytany dla czasu t_F , odczytany z rysunku 14 raportu IEC [1], R_a – rezystancja przejścia między stopami a ziemią, obliczona wg zasad niżej podanych, $Z_{T50\%}$ – całkowita impedancja ciała człowieka na drodze ręka-stop (ręka-ręka) odczytana z tabeli 1 lub rysunku 5 raportu IEC [1] dla prawdopodobieństwa 50 % wystąpienia mniejszej wartości, 0,75 - współczynnik uwzględniający to, że założono rażenie (impedancję ciała) na drodze ręka-dwie stopy a nie ręka-stop

Rezystancja R_a składa się z rezystancji obuwia R_{a1} i rezystancji stanowiska R_{a2} , której wartość można obliczyć z wzoru:

$$R_a = R_{a1} + R_{a2} = R_{a1} + 1,5 \rho_s, \quad (4)$$

w którym: ρ_s jest rezystywnością warstwy przypowierzchniowej stanowiska (w Ω m)

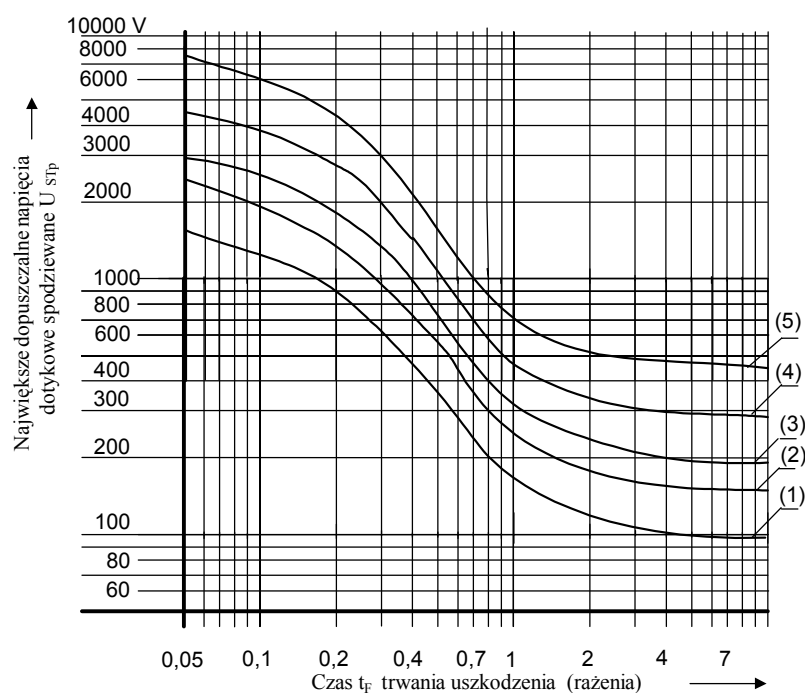
Przykładowe zależność napięć U_{STp} od czasu t_F zestawiono w tabeli 2 i na rysunku 3.

Tabela 2. Najwyższe dopuszczalne napięcia dotykowe spodziewane U_{STp} w zależności od czasu t_F i rezystancji R_a

t_F (s)	U_{Tp} (V)	$U_{STp} (U_D)$ dla R_a (V)				
		$R_a = 750 \Omega$	$R_a = 1750 \Omega$	$R_a = 2500 \Omega$	$R_a = 4000 \Omega$	$R_a = 7000 \Omega$
0,05	740	1410	2310	2985	4335	7035
0,1	650	1195	1949	2508	3633	5883
0,2	500	875	1375	1750	2500	4000
0,3	388	618	975	1220	1800	2500
0,4	290	460	725	920	1350	2000
0,5	205	355	555	705	1005	1605
0,6	155	265	430	543	800	1240
0,7	130	230	350	450	635	955
0,8	118	202	305	385	560	860
0,9	110	185	270	340	480	760
1,0	107	167	247	307	427	667
2,0	90	135	195	240	330	510
5,0	81	119	170	208	285	438
10,0	80	117	167	205	280	430

Na wartości rezystancji R_a składają się:

- (1) na $R_a = 750 \Omega$ ($R_{a1} = 0 \Omega$, $\rho_s = 500 \Omega m$),
- (2) na $R_a = 1750 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 500 \Omega m$),
- (3) na $R_a = 2500 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 1000 \Omega m$),
- (4) na $R_a = 4000 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 2000 \Omega m$),
- (5) na $R_a = 7000 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 4000 \Omega m$).



Rys. 3. Największe dopuszczalne napięcia dotykowe spodziewane U_{STp} w zależności od czasu t_F trwania uszkodzenia (trwania rażenia) i rezystancji R_a

W normach [4,5,6] podano przypadki, w których uznaje się, że sprawdzanie kryterium zapisanego wzorem (1) lub (2) nie jest potrzebne (w tych przypadkach doświadczenia pozwalają z dużym prawdopodobieństwem wykluczyć wystąpienie nieakceptowalnego zagrożenia porażeniowego) lub można je zastąpić łatwiejszym kryterium polegającym na porównaniu obliczonego lub pomierzonego napięcia uziomowego U_E i porównaniu go z odpowiednią krotnością napięcia U_{Tp} . Przypadki te i dopuszczalne kryteria wtórne zostaną opisane w kolejnym punkcie referatu.

5. Ochrona przy dotyku pośrednim w PN-EN-05341-1 i PN-EN-05423-1

Postanowienia (i informacje) dotyczące ochrony przeciwporażeniowej przy dotyku pośrednim w liniach średniego napięcia budowanych zgodnie z postanowieniami normy PN-EN-50423-1 [6] są zawarte w następujących rozdziałach i załącznikach normy PN-EN 50341-1[5]:

- Definicje, symbole i powołania normatywne,
- Układy uziemiające,
- Załącznik G (normatywny) Układy uziemiające,
- Załącznik H (informacyjny) Układy uziemiające.

Rozdział 6 normy zatytułowano „Układy uziemiające”, ponieważ uznano, że ochrona przy dotyku pośrednim jest w urządzeniach wysokiego napięcia (w instalacjach i liniach) realizowana przez zastosowanie uziemień ochronnych. Uziemienia te zazwyczaj mogą spełniać i inne funkcje. Dlatego w p. 6.1 zapisano (w nawiasach komentarze autora referatu): „W niniejszym rozdziale podano kryteria projektowania, budowy i badania układów uziemiających (instalacji uziemiających) tak, aby pracowały one zgodnie ze wszystkimi wymaganiami (należy rozumieć, że powinny spełniać wszystkie przewidziane funkcje) oraz (w tym) utrzymywały napięcia krokowe i dotykowe rażeniowe na akceptowalnym poziomie”.

Dla realizacji tego zadania w normie [4] zapisano, że układy uziemiające linii powinny spełniać pięć poniższych wymagań:

- Zapewniać wytrzymałość mechaniczną i odporność korozyjną (**być odporne na narażenia mechaniczne i korozję**),
- Wytrzymywać pod względem termicznym największy prąd doziemny (**być odporne na ciepłe działanie największych prądów doziemnych**, które mogą przepływać przez ich elementy),
- Nie dopuścić do pogorszenia właściwości lub uszkodzenia urządzeń (**zapewniać prawidłową pracę urządzeń uziemianych przy największych spodziewanych napięciach uziomowych działających na izolację urządzeń**),
- Zapewniać bezpieczeństwo ludzi przez ograniczenie wartości napięć na układzie uziemiającym pojawiających się podczas doziemień (**ogranaczać napięcia rażeniowe do wartości dopuszczalnych**),
- Zapewniać określoną niezawodność linii.

Dwa pierwsze wymagania uznaje się za spełnione, jeżeli przekrój elementów instalacji uziemiającej w zależności od zastosowanego materiału i pokryć antykorozyjnych jest nie mniejszy od podanych w normie. Wartości podanych w normie minimalnych przekrojów

elementów instalacji uziemiającej są identyczne do powszechnie znanych z normy PN-E-05115 [4] (dla uziemień instalacji elektroenergetycznych) i dlatego zostaną pominięte.

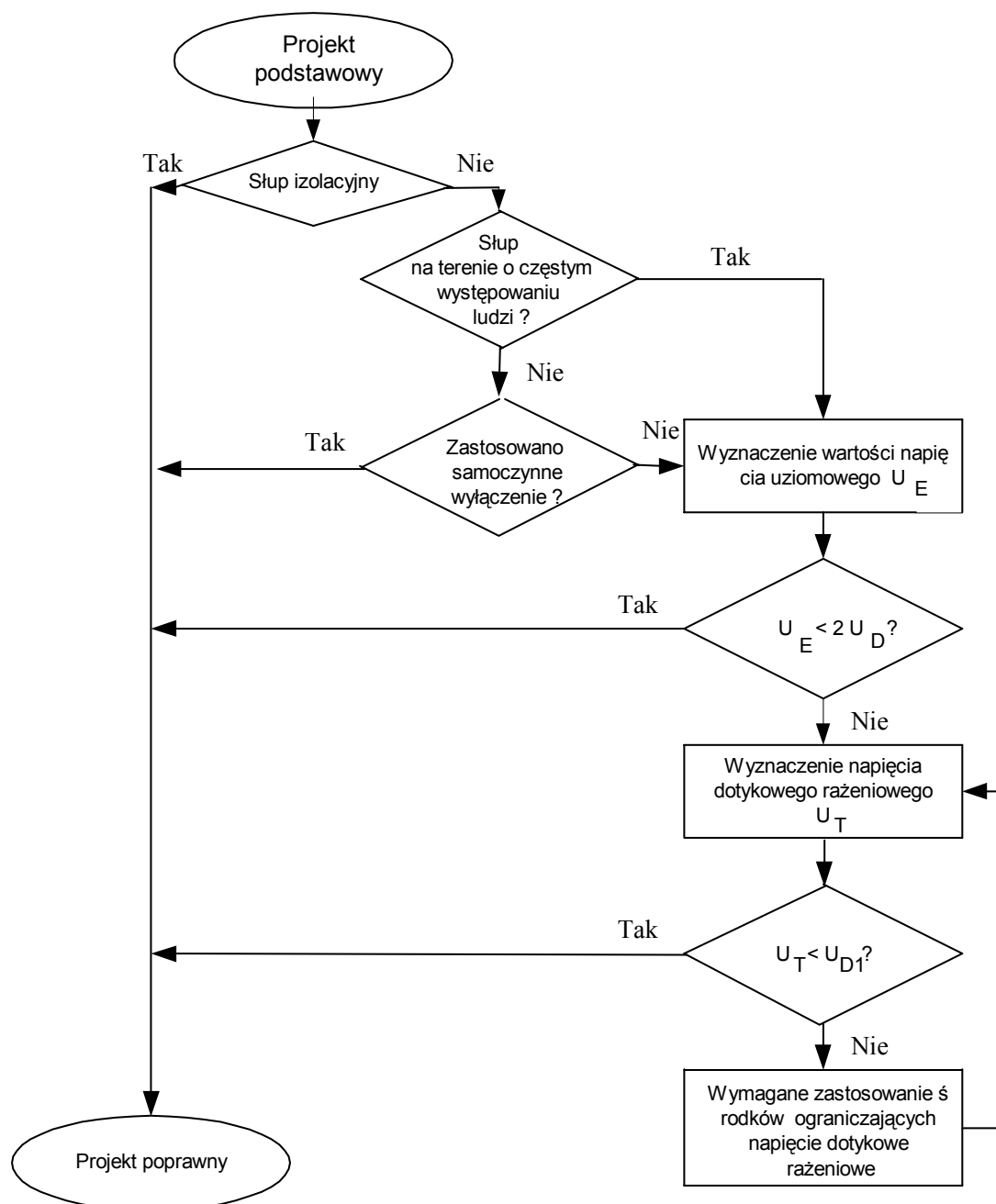
Pominięte zostaną również wymienione wyżej wymagania trzeciego dotyczącego możliwości wystąpienia szkodliwego wpływu napięcia uziomowego na izolację urządzeń oraz wymagania piątego dotyczącego zapewnienia określonej niezawodności linii. Są to bowiem zagrożenia nie mające bezpośredniego wpływu na ochroną przeciwporażeniową.

Zasadniczym dla ochrony przy dotyku pośrednim są natomiast wymagania pozwalające odpowiedzieć na pytania, przy których słupach należy ograniczać napięcia dotykowe rażeniowe i jakie dopuszcza się wartości tych napięć?

Na rysunku 4 przedstawiono schemat blokowy projektowania ochrony przy dotyku pośrednim słupów napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia zamieszczony w normie PN-EN 50341-1 [5].

Zapisany w pierwszym bloku „projekt podstawy”, podobnie jak w instalacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, to dobór materiału i przekroju elementów uziemienia ze względu na ich wytrzymałość korozyjną, mechaniczną i cieplną. Kryteria doboru elementów uziomu są w tym przypadku identyczne z podanymi w normie PN-E-05115 [4].

Występowanie prądów doziemnych i wywołanego nim zagrożenia porażeniowego przy zastosowaniu **słupów izolacyjnych** jest praktycznie niemożliwe, nawet jeżeli, jak to zapisano w normie PN-EN-50341-1 [5], do słupów takich są przymocowane nieuziemiene części metalowe. Dlatego na rysunku 4 zaznaczono (blok drugi), że w takich sytuacjach nie jest potrzebne projektowanie uziemień ochronnych.



Rys. 4. Projektowanie uziemień ochronnych słupów napowietrznych linii o napięciu powyżej 1 kV [5]

Zapis i komentarz do bloku „słup izolacyjny” zamieszczone w normie PN-EN-50341-1 [5] powodują pewne problemy interpretacyjne. Problemy te są poruszone w kolejnym punkcie referatu.

Przy zastosowaniu słupów przewodzących jest możliwe pojawienie się na nich napięć dotykowych, choć nie jest to równoznaczne z wystąpieniem zagrożenia o stopniu nieakceptowalnym. Dla słupów zlokalizowanych na terenach, na których prawdopodobieństwo przebywania ludzi jest bardzo małe (okazjonalne), takich jak np. lasy, pola i łąki odległe od terenów zamieszkałych, wymagania stawiane uzziemieniom ze względu na zagrożenie porażeniowe jest zależne od sposobu wyłączania linii przy zwarciach doziemnych. Jeżeli zastosowano zabezpieczenia wyłączające samoczynnie zasilanie w

bardzo krótkim czasie, wystarczy zastosowanie uziomu, który będzie jedynie stwarzał możliwość zamknięcia pętli prądu doziemnego. Od uziomu takiego nie wymaga się ograniczenia napięć dotykowych. Może to być prosty uziom pionowy, uziom fundamentowy słupa lub prosty uziom otokowy.

Jeżeli słupy są zlokalizowane na terenach o małym prawdopodobieństwie przebywania ludzi, ale doziemienie nie jest wyłączone samoczynnie w krótkim czasie albo słupy są zlokalizowane na terenach o dużym prawdopodobieństwie stykania się z nimi ludzi, konieczne jest zastosowanie uziemienia ochronnego ograniczającego napięcie dotykowe rażeniowe do wartości dopuszczalnej lub zmniejszenie zagrożenia przez uzupełnienie uziemienia o środki wspomagające (uzupełniające).

Uznaje się [5], że terenami o dużym prawdopodobieństwie kontaktu ludzi ze słupami są tereny, na których ludzie mogą przebywać przez stosunkowo długi czas, tzn. przez kilka godzin dziennie, przez kilka tygodni lub przez krótkie okresy czasu, ale bardzo często (wiele razy w ciągu dnia).

W takich przypadkach wymaga się stosowania uziemień ochronnych ograniczających napięcia dotykowe rażeniowe U_T do wartości dopuszczalnych warunek ten zapisano w niniejszym referacie wzorem (1). W normie PN-EN-50341-1 [5] wzór ten jest zapisany nieco inaczej, gdyż dopuszczalną wartość napięcia dotykowego rażeniowego U_{Tp} oznaczono w niej U_{D1} . Tak więc ww. warunek w normie liniowej warunek ten ma następującą postać:

$$U_T \leq U_{D1} \quad (5)$$

W normie PN-E 50341-1 [5] przyjęto, że można nie sprawdzać warunku (5) i skuteczność ochrony przy dotyku pośrednim ocenić w oparciu o porównanie napięcia uziomowego U_E z dwukrotną wartością dopuszczalnego napięcia dotykowego U_{STp} oznaczonego w normie liniowej U_D .

$$U_E \leq 2U_D \quad (6)$$

Za U_D można przyjmować wartości obliczone ze wzoru (3) lub z rysunku 3 uwzględniającego rzeczywistą rezystywność gruntu ρ , rezystancję obuwia R_{a1} i rezystancję stanowiska R_{a2} . W normie liniowej zamieszczono rysunek z krzywymi największych dopuszczalnych napięć dotykowych U_D oznaczonymi U_{D2} , U_{D3} i U_{D4} , obliczonych kolejno dla $R_a = 1700 \, \Omega$ (na rys.3 krzywa (2)), $R_a = 1400 \, \Omega$ (na rys. 3 krzywa (4)) i $R_a = 7000 \, \Omega$ (na rys. 3 krzywa (5)).

W normie podano również opis lokalizacji słupów, dla których można wykorzystywać krzywe U_{D1} , U_{D2} , U_{D3} , U_{D4} .

Krzywa U_{D1} (krzywa na rys.2) może być stosowana do oceny zagrożenia przy słupach linii napowietrznych zlokalizowanych na terenach placów zabaw, basenów, campingów, rekreacyjnych i podobnych, na których ludzie mogą przebywać bez obuwia (nie występuje inna rezystancja obwodu rażeniowego z wyjątkiem rezystancji ciała ludzkiego).

Krzywa D_2 (krzywa 2 na rys. 3) może być stosowana na terenach, na których można przyjąć, że ludzie mają założone buty tzn. na terenach dróg publicznych, parkingach itp. W takich przypadkach można przyjąć, że rezystancja R_a może mieć najmniejszą wartość $1750 \, \Omega$.

Krzywa D₃ (krzywa 4 na rys. 3) może być stosowana w miejscach, w których ludzie noszą obuwie i występuje duża rezystywność gruntu np. 2000 Ω m. Dodatkowo rezystancja R_a może wynosić ok. 4000 Ω .

Krzywa D₄ (krzywa 5 na rys. 3) może być stosowana w miejscach, w których ludzie noszą buty a rezystywność stanowiska jest bardzo duża, np. 4000 Ω m. Należy się wtedy liczyć z rezystancją $R_a = 7000 \Omega$.

Jeżeli nie jest spełniona zależność (6) konieczne staje się spełnienie warunku (5), a gdy i ten warunek nie jest spełniony można zastosować środki uzupełniające takie jak uziomy wyrównawcze sterujące rozkładem potencjałów na powierzchni stanowisk, pokrycie stanowiska warstwą izolacyjną (o dużej rezystancji), pokrycie słupa warstwą izolacyjną (zwiększającą rezystancję R_r), itp.

Środki te mogą być określone dokładniej w krajowej części 3 omawianej normy. W normie PN-EN-50341-1 [5] zapisano, że w sieciach z izolowanym punktem neutralnym lub w sieciach skompensowanych, w których napięcia dotykowe rażeniowe są wyższe od największych dopuszczalnych, mogą być stosowane następujące środki zmniejszające prawdopodobieństwo występowania doziemienia lub ograniczające czas trwania doziemienia:

- zastosowanie izolatorów długopniowych lub izolatorów rdzeniowych,
- zastosowanie izolatorów, których właściwości izolacyjne można sprawdzić poprzez oględziny (np. szklane izolatory kołpakowe),
- zastosowanie urządzeń do samoczynnej kontroli doziemień działających na wyłączenie w przypadku pojawienia się doziemienia.

Z zapisów tych widać, że różnorodność środków uzupełniających podanych w normie PN-EN-50341-1 jest większa od podanej w normie PN-E-05115 i podobna do opisanej w rozporządzeniu MP z 1990 r. [10].

Norma PN-EN 50341 [5] podaje również, podobnie jak norma PN-E-05115 [4], podstawowe wymagania i informacje dotyczące budowy uziemień, potencjałów przenoszonych, ograniczenia skutków wyładowań atmosferycznych, pomiarów uziemień, (impedancji uziemień, napięć dotykowych rażeniowych), dokumentacji technicznej, uproszczonych metod obliczania rezystancji uziemienia, wykonania uziomów i przewodów uziemiających, współczynników redukcyjnych linii z przewodami odgromowymi, których uwzględnienie pozwala przy projektowaniu instalacji uziemiających brać pod uwagę prąd uziomowy a nie o wiele większy prąd doziemienia.

6. Kiedy słup linii można uznać za izolacyjny

Jak to już wcześniej stwierdzono, zapis i wyjaśnienie pierwszego bloku schematu projektowania uziemień słupów linii napowietrznych wysokiego napięcia zawarte w normie PN-EN-50341-1 [5] (patrz rys 4) są niejasne. Pojawiają się bowiem wątpliwości:

- czy dostępna część zainstalowana na słupie izolacyjnym nie może stworzyć zagrożenia porażeniowego?
- jakie słupy można uznać za izolacyjne?

Moim zdaniem zapis ww. normy dotyczący części przewodzących na słupie izolacyjnym może nie być dla wszystkich zrozumiały, gdyż część przewodząca umieszczona na słupie izolacyjnym nie wywoła zagrożenia porażeniowego tylko wtedy, gdy nie może na

niej pojawić się napięcie dotykowe lub może pojawić się na niej napięcie dotykowe ale nie może jej dotknąć człowiek stojący na ziemi. Zagrożenie może więc wystąpić, gdy na słupie nieprzewodzącym zostanie, np. zainstalowany metalowy odłącznik liniowy z metalowym, dostępnym napędem. W takim przypadku należy słup ten uznać za stację słupową i ochronę przed dotykiem pośrednim projektować wg normy PN-IEC 05115 [4].

Użycie określenia „słup izolacyjny” nie budzi wątpliwości, gdy jest to słup drewniany. Pojawiają się zwykle one, gdy słup jest wykonany z betonu zbrojonego. Przez wiele lat słupy te były traktowane w ochronie przeciwporażeniowej tak samo jak słupy metalowe.

W roku 1999 została wydana norma PN-IEC 60364-47 [7] w której zapisano, że w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia słupy żelbetowe, których zbrojenie jest niedostępne, nie muszą mieć ochrony przeciwporażeniowej.

Wprawdzie taki zapis nie znalazł się w normach dotyczących instalacji i linii wysokiego napięcia, ale w normie PN-E 05115 zapisano, że jako środek uzupełniający ochrony przeciwporażeniowej może być zastosowane ogrodzenie z materiału nieprzewodzącego lub z siarki stalowej pokrytej tworzywem sztucznym, również z gołymi przewodzącymi słupkami (!!!).

Czy więc beton zbrojony jest materiałem izolacyjnym (nieprzewodzącym)?

Niewątpliwie beton suchy jest materiałem izolacyjnym. Wykazują to wyniki badań rezystancji stanowisk betonowych w stacjach wewnętrznych. Rezystancja ta może wynosić nawet kilka megaomów. Podobnie jest z suchymi słupami linii wykonanymi z betonu zbrojonego, których zbrojenie jest niedostępne.

Beton ułożony w ziemi ma rezystywność taka jak otaczający go grunt, gdyż nasiąka on wodą gruntową, która decyduje o przewodności gruntu i betonu.

Słup wykonany z betonu zbrojonego zmoczony wodą deszczową ma mniejszą rezystywność niż słup suchy ale znacznie większą od betonu zbrojonego ułożonego w gruncie gdyż woda deszczowa ma znacznie większą rezystywność niż woda gruntowa. Można nawet przyjmować, że woda deszczowa jest pozbawiona soli a więc ma cechy wody destylowanej, która jest cieczą izolacyjną.

Jak wykazały przeprowadzone obliczenia, przy wykorzystaniu fundamentu słupa jako uziomu naturalnego, prądzie doziemnym 50 A i grubości warstwy betonu pokrywającego zbrojenie 2 cm, zagrożenie porażeniowe nie powinno wystąpić, gdy rezystywność betonu wyniesie ok. 10 kΩ m a przy prądzie zwarcia doziemnego 500 A – ok. 100 kΩ m. Rezystywność betonu zmoczonego wodą deszczową przekracza 100 kΩ m a więc słupy wykonane z betonu zbrojonego ze zbrojeniem niedostępnym można uznać za słupy izolacyjne.

7. Wnioski

4.1. Norma PN-EN 05341-1 zawiera kryteria bezpieczeństwa elektrycznego uwzględniające prawdopodobieństwo wystąpienia zagrożenia porażeniowego w większym stopniu niż wcześniejsze polskie normy. Dopuszcza ona min. pominięcie sprawdzania napięć dotykowych rażeniowych (napięć dotykowych spodziewanych lub napięć uziomowych) przy słupach linii wyposażonych w automatykę zabezpieczeniową zlokalizowanych na terenach nie należących do często uczęszczanych.

4.2. Przy słupach linii, przy których wymagane jest sprawdzenie skuteczności ochrony przy dotyku pośrednim na podstawie porównania wyznaczonych napięć dotykowych

razeniowych (napięć uziomowych lub napięć dotykowych spodziewanych) z napięciami dopuszczalnymi, ww. norma podaje wartości dopuszczalne takie same jakie są podawane dla instalacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia (np. na terenach stacji elektroenergetycznych).

4.3. Słupy z betonu zbrojonego z niedostępnym zbrojeniem można uznać z słupy izolacyjne.

Literatura

- [1] IEC/TR2 60479-1;1994. Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects
- [2] N SEP-E 003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami w izolacji oraz z przewodami w osłonie izolacyjnej.
- [3] PN-E-05100-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.
- [4] PN-E-05115; 2002. Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
- [5] PN-EN 50341-1; 2002 (U). Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1. Wymagania ogólne. Wspólne specyfikacje.
- [6] PN-EN 50423-1; 2005 (U). Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV włącznie. Część 1. Wymagania ogólne. Wspólne specyfikacje.
- [7] PN-IEC 60364-4-47;1999. Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona zapewniająca bezpieczeństwo. Postanowienia ogólne. Środki ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym.
- [8] PN-67/E-05100. Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa.
- [9] PN-75/E-05100 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa.
- [10] Rozporządzenie Ministra Przemysłu z 8 października 1990 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne w zakresie ochrony przeciwporażeniowej. Dz. U. Nr 81 z 1990 r. poz. 473.
- [11] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12.04.2002 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Dz. U. nr 75 z 2002 r., poz. 690 ze zmianami z dnia 07.04 2004 r. Dz. U. nr109 z2004 r., poz.1156.

Janusz Wilk - ENERGOLINIA Sp. z o.o.

Rafał Nowicki - ENERGOLINIA Sp. z o.o.

UKŁADY PRACY PUNKTU NEUTRALNEGO SIECI SN W ASPEKcie OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ W LINIACH NAPOWIETRZNYCH

1. Wstęp

W rozporządzeniu Ministra Przemysłu z 8 października 1990 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne w zakresie ochrony przeciwporażeniowej (Dz. U. nr 81 poz. 473), w załączniku nr 2 stwierdza się, że ochronę przeciwporażeniową dodatkową należy stosować, jeżeli urządzenia elektroenergetyczne mogą spowodować zagrożenie porażeniowe w określonych w tym dokumencie miejscach. Zagrożenie porażeniowe może wystąpić, gdy na dostępnych częściach przewodzących pojawiają się napięcia rażeniowe dotykowe wyższe od napięć dopuszczalnych. Od uziemień ochronnych wymaga się skuteczności w zakresie obniżania zagrożenia porażeniowego, natomiast rezystancja uziemienia jest parametrem wtórnym.

Przytoczone rozporządzenie, ze względów formalnych przestało obowiązywać w 1995 r. i do chwili obecnej zagadnienia związane z ochroną przeciwporażeniową w sieciach elektroenergetycznych o napięciu powyżej 1 kV nie są w kraju unormowane.

W katalogach różnego rodzaju linii napowietrznych opracowywanych od roku 1990, w zakresie uziemień ochronnych przedstawia się rozwiązania uziomów, których podstawowym celem jest ograniczenie napięć rażeniowych dotykowych.

Uziomy te opracowano dla różnych (reprezentatywnych) warunków zwarciovych w sieciach SN (prądy zwarciovye, czasy trwania zwarcia) oraz różnych wykonń linii (z przewodami gołymi, z przewodami izolowanymi, na słupach drewnianych, dwunapięciowe itd.).

Doświadczenia własne i sygnały od firm projektowych i służb eksploatacyjnych wskazują, że przedstawione w licznych katalogach linii SN rozwiązania uziomów nie we wszystkich przypadkach spełniają oczekiwane wymagania. Wynika to przede wszystkim z faktu coraz częstszego występowania gruntów o bardzo dużej rezystywności elektrycznej (rzędu kilku - kilkunastu tysięcy omometrów), przyjmowania dużych wartości prądów zwarciovych (określanie standardowo docelowych wartości prądu pojemnościowego sieci na poziomie 200 ÷ 300 A w sytuacji gdy, ze względu na sieć napowietrzną, realna wartość to kilkadziesiąt A) i narzucaniu, często bez technicznego uzasadnienia, długich czasów trwania zwarcia.

Celem niniejszego artykułu jest zwrócenie uwagi na fakt, że podstawy bezpieczeństwa porażeniowego w napowietrznych sieciach SN tworzy się na etapie wyboru układu pracy punktu neutralnego, doboru rodzaju zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz sprecyzowania warunków zwarciovych sieci.

Skuteczność proponowanych w katalogach linii uziemień ochronnych jest ograniczona często względami ekonomicznymi i narzuconymi parametrami technicznymi sieci i gruntu, co zmusza korzystających do stosowania rozwiązań indywidualnych.

Tworzone i udoskonalane od kilkunastu lat rozwiązania uziemień ochronnych linii SN, są w określonych warunkach optymalne i niewiele można tu udoskonalić. Poprawy sytuacji należy szukać w uporządkowaniu i świadomym wyborze pracy punktu neutralnego sieci oraz racjonalnym ustalaniu parametrów zwarciovych. Należy zwrócić uwagę, że zachowanie

bezpieczeństwa porażeniowego łącznie z rozbudową uziemienia można uzyskać przez wzrost napięcia dopuszczalnego (skrócenie czasu zwarcia) oraz obniżenie napięcia uziomowego słupa (zmniejszenie prądu zwarciego).

Nie wymaga komentarza, brak obowiązujących przepisów określających jednoznacznie poziomy ochrony przeciwporażeniowej i definiujących miejsca, w których bezpieczeństwo porażeniowe musi być zachowane. Jest to szczególnie istotne w przypadku linii napowietrznych (instalacji rozległych) sytuowanych coraz częściej na terenach zabudowy mieszkaniowej.

2. Układy pracy punktu neutralnego sieci SN

Stosowane w kraju sposoby pracy punktu neutralnego sieci SN omówione są pokrótce w opracowaniu PTPiREE z 1999 r. pt. „Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć”. Poniżej podkreślono te cechy poszczególnych układów, które są istotne w aspekcie ochrony przeciwporażeniowej.

Podstawowym jest wymóg, że sposób uziemiania punktu neutralnego sieci powinien zapewniać prawidłowe działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych i urządzeń automatyki zabezpieczeniowej.

a) Sieci z izolowanym punktem neutralnym

Podstawowym wymogiem jest, aby prąd pojemnościowy sieci nie przekraczał wartości, która dla danego napięcia sieci gwarantuje samowygaszenie się łuku elektrycznego w przypadku zwarć przemijających charakterystycznych dla linii napowietrznych. Dla sieci o napięciu 15 kV wartość dopuszczalna prądu pojemnościowego wynosi 15 A. Nie ogranicza się wartości prądów pojemnościowych w sieciach z izolowanym punktem neutralnym jeżeli zainstalowane zabezpieczenia gwarantują wybiórcze i skuteczne wyłączanie zwarć. Zwraca się uwagę, że w przypadku gdy w sieci prąd pojemnościowy przekracza wartość graniczną nie ma fizycznych możliwości na samowygaszenie się łuku i zanik zwarcia, w związku z czym stosowanie zwłoki czasowej zabezpieczeń ziemnozwarciowych jest nieuzasadnione.

b) Sieci z kompensacją prądu zwarcia z ziemią

Zgodnie z definicją jest to sieć, której punkt neutralny jest połączony z ziemią przez reaktancję tak dobraną, aby w przypadku zwarcia jednofazowego następowała kompensacja składowej podstawowej pojemnościowego prądu zwarciego w stopniu umożliwiającym samoczynne gaśnięcie w powietrzu łuku związanego z tym zwarcie.

Warunek ten musi być zachowany dla każdego układu pracy sieci uwzględniającego przełączenia planowe i awaryjne.

Nie ulega wątpliwości, że przedstawione powyżej wymagania spełniają układy z dławikami samonadążnymi, które poprzez układ ciągłej kontroli prądu pojemnościowego sieci w sposób automatyczny dostosowują się do nastawianego (rzędu $3 \div 5\%$ prądu pojemnościowego) stopnia dostrojenia. W takiej sieci uzasadnione jest stosowanie zwłoki czasowej zabezpieczeń ziemnozwarciowych wynoszącej zwykle 3 s, aby umożliwić samowygaszenie łuku w przypadku zwarć przemijających. Jeśli pomimo kompensacji łuk nie wygaśnie następuje załączenie automatyki AWSC (automatyka wymuszania składowej czynnej). Powszechnie stosuje się w krajowych sieciach dwie standardowe wartości prądu

wymuszającego tzn. 20 i 40 A. Biorąc pod uwagę dużą wartość i wybiórczość nowoczesnych cyfrowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych działających w oparciu o analizę dwóch kryteriów (admitancyjne, konduktancyjne), należałoby przeanalizować celowość stosowania prądów wymuszających 40 A.

Prąd ten jest bowiem źródłem zagrożenia porażeniowego. Nieuzasadnionym dla omawianych sieci jest stosowanie zwłoki czasowej (rzędu 0,7 s) zabezpieczeń ziemnozwarciowych w momencie włączenia automatyki AWSC.

Zabezpieczenia te praktycznie winny działać bezzwłocznie.

c) Sieci z uziemieniem punktu neutralnego przez reaktancję indukcyjną

Są to sieci najczęściej występujące w kraju i niesłusznie kwalifikowane jako sieci z kompensacją. Urządzeniem kompensującym w tych sieciach są dławiki zaczepowe o nastawianych ręcznie (w stanie beznapięciowym) wartościach prądów kompensujących. Zdarzają się przypadki, że parametry dławików nie pozwalają na prawidłową kompensację prądu pojemnościowego (zbyt mała wartość mocy kompensującej). W przypadku przełączeń w sieci planowanych lub awaryjnych (wyłączenie linii uszkodzonej), następuje zmiana prądu pojemnościowego sieci nawet o kilkadziesiąt procent. Najczęściej fakt ten nie powoduje przełączenia zaczepów dławika kompensującego i sieć przez określony czas pracuje jako zdecydowanie nieskompensowana.

Jest faktem oczywistym, że w sieciach uziemionych przez reaktancję indukcyjną w postaci dławików zaczepowych nie ma praktycznych możliwości, aby nastąpiło samowygaszenie się łuku przy zwarciach przemijających. Problematicznym zatem jest powszechne stosowanie zwłoki czasowej wynoszącej zwykle 3 s, po której następuje załączenie automatyki AWSC łącznie z zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi.

Sieci z uziemieniem punktu neutralnego przez reaktancję indukcyjną winny być traktowane w aspekcie pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych i ochrony przeciwporażeniowej jak sieci izolowane o większych wartościach prądu pojemnościowego lub sieci uziemione przez rezystor. Oznacza to, że w oparciu o znajomość prądu pojemnościowego sieci i parametrów dławika ustala się wartość prądu zwarciego, a następnie z uwzględnieniem możliwości zabezpieczeń, możliwie jak najkrótszy czas wyłączenia zwarcia.

Przyjmowanie dla takich sieci, wartości prądu zwarciego na poziomie 10% lub 20% prądu pojemnościowego sieci (w zależności od źródeł literaturowych) jest co najmniej wątpliwe.

d) Sieci z uziemieniem punktu neutralnego przez rezystancję

Układ ten zalecany jest do stosowania w rozległych sieciach kablowych i w sieciach kablowo - napowietrznych. Najczęściej stosuje się indywidualny dobór rezystancji uziemiającej z uwzględnieniem parametrów elektrycznych i rozwiązań konstrukcyjnych sieci.

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe, które w takiej sieci mają bardzo dobre warunki działania, pracują jako bezzwłoczne lub z małą zwłoką czasową. Poziom prądu zwarciego jest ustalany dla danej sieci z uwzględnieniem warunków tłumienia przepięć łączeniowych i skuteczności działania zabezpieczeń.

Czas definitywnego wyłączenia zwarcia winien być możliwie jak najkrótszy z uwzględnieniem selektywności działania zabezpieczeń w sieci, działania automatyki zabezpieczeniowej i warunków wynikających z odstrojenia się zabezpieczeń ziemnozwarciowych od skutków przebiegów nieustalonych w momencie wystąpienia zwarcia.

Sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor charakteryzują się małymi wymaganiami w stosunku do zabezpieczeń, dużą wybiórczością i czułością ich działania co ma istotny wpływ na rozwiązania ochrony przeciwporażeniowej.

3. Wnioski

Przy wyborze układu pracy punktu neutralnego sieci SN oraz określeniu parametrów elektrycznych i nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych tej sieci należy kierować się następującymi względami:

a) Przyjęty poziom prądu zwarciovego musi nie tylko gwarantować prawidłowe tzn. wybiórcze i skuteczne działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych, ale także umożliwiać skuteczne i ekonomiczne rozwiązania środków ochrony przeciwporażeniowej zwłaszcza w rozległych sieciach napowietrznych; nie należy ustalać wartości prądów zwarciovych na poziomie wyższym (nieuzasadnionym) niż wynika z powyższych kryteriów; poziom prądów wymuszanych przez automatykę AWSC winien uwzględniać czułość nowoczesnych zabezpieczeń cyfrowych.

b) Ustalony czas zwłoki działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych winien wynikać z konkretnych rozwiązań uwzględniających między innymi selektywność działania, automatykę zabezpieczeniową i skutki przebiegów nieustalonych. Należy zrezygnować z przyzwyczajęń i poglądów wynikających z dawnych rozwiązań opartych o zabezpieczenia elektromechaniczne: stosowanie zwłoki czasowej wynoszącej zwykle 3 s uzasadnionej kompensacją prądów należy ograniczyć do takich układów sieci, w których stworzono techniczne możliwości, aby takie samowygaszenie łuku nastąpiło, czyli do sieci kompensowanych z dławikami samonadążającymi.

Problemy zachowania bezpieczeństwa porażeniowego w napowietrznej sieci SN nie można pozostawić tylko projektantom, budowniczym i eksploatorom tej sieci. Źródłem zagrożenia są prądy zwarciove. O parametrach tych prądów i skutkach ich przepływu decyduje układ pracy punktu neutralnego i nastawy zabezpieczeń.

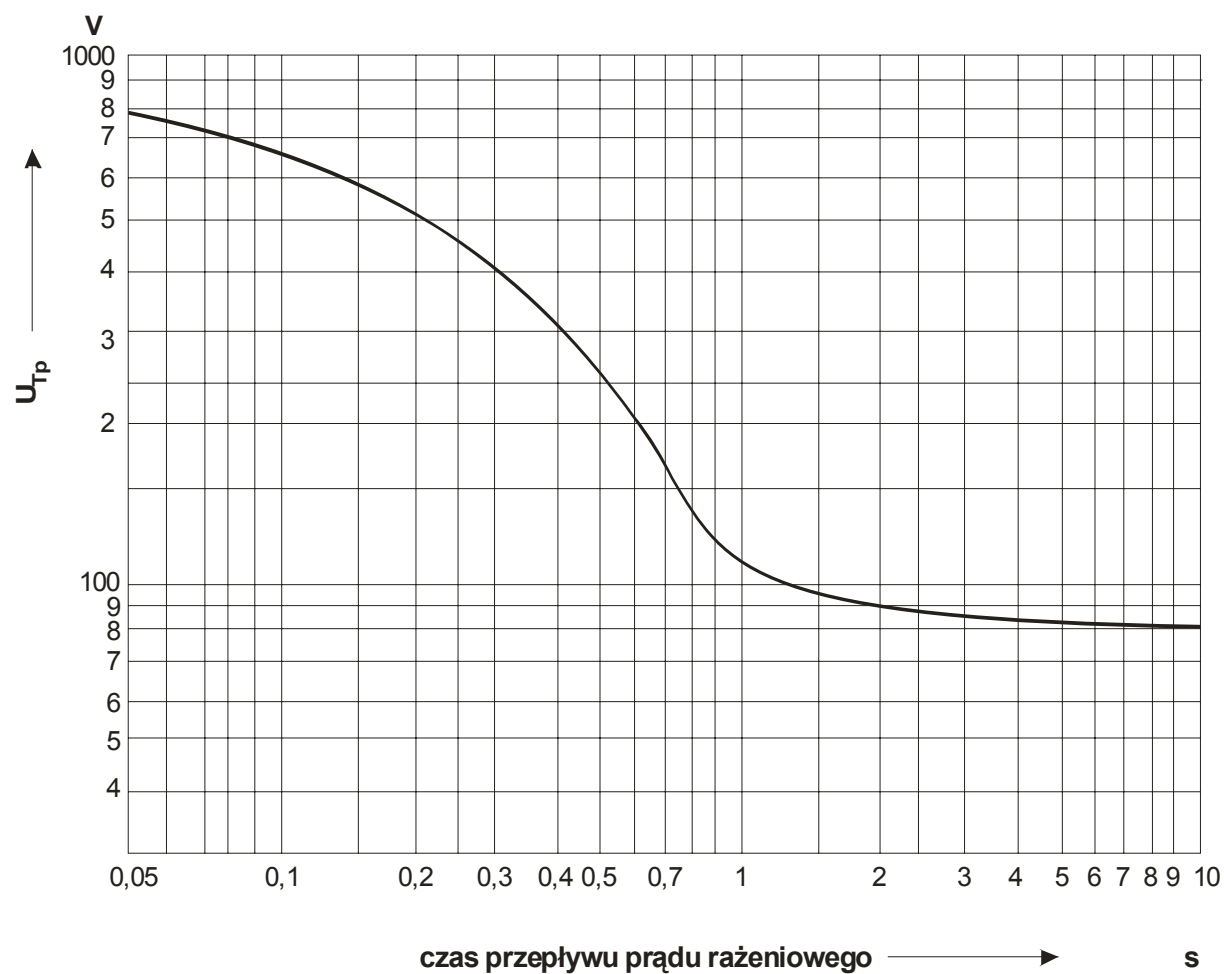
Zapewnienia ochrony przeciwporażeniowej muszą być rozwiązywane w sposób kompleksowy. Muszą włączyć się do tego służby odpowiadające za rozwój sieci i prace układów oraz służby zabezpieczeniowe spółek dystrybucyjnych.

W innym przypadku określone przez dystrybutorów sieci SN parametry o nieuzasadnianych wartościach (prąd zwarciovy 500 A, czas wyłączenia zwarcia 0,7 s w linii napowietrznej) spowoduje, że zachowanie warunków ochrony przeciwporażeniowej stanie się technicznie niewykonalne.

Na rys. nr 1 przedstawiono zmianę napięcia rażeniowego dotykowego w zależności od czasu trwania zwarcia (za PN-E-05115:2002).

Z wykresu tego wynika jednoznacznie, że jednym z najskuteczniejszych środków ochrony przeciwporażeniowej jest skrócenie czasu trwania zwarcia. Jest tu pełna analogia do rozwiązań stosowanych w sieci nn polegających na szybkim samoczynnym wyłączeniu zasilania.

Przykłady rozwiązań uziemień ochronnych przedstawionych w katalogach linii SN z przewodami gołymi, z uwzględnieniem różnego układu pracy punktu neutralnego sieci oraz różnych parametrów zwarciovych pokazano na rys. 2 i 3.



Rys. 1 Największe dopuszczalne napięcie dotykowe rażeniowe U_{Tp} w zależności od czasu t_F przepływu prądu rażeniowego

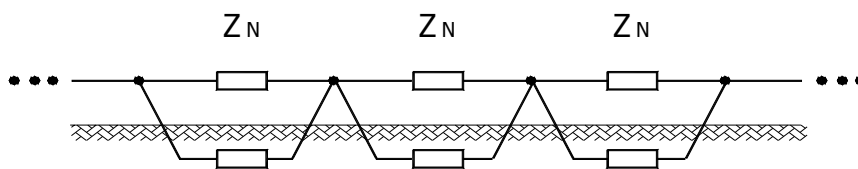
Andrzej Orzechowski - Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział w Gdańsku

Mirosław Schwann - Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział w Gdańsku

ZASADY WYKONYWANIA POMIARÓW UZIEMIĘĆ LINII NAPOWIETRZNYCH
ŚREDNIEGO I NISKIEGO NAPIĘCIA OBOWIĄZUJĄCE W KONCERNIE
ENERGETYCZNYM ENERGA SA ODDZIAŁ W GDAŃSKU

1. Wstep

W końcu lat 80-tych w Zakładzie Energetycznym Gdańsk, poprzedniku prawnym Koncernu Energetycznego ENERGA SA Oddział w Gdańsku, wprowadzono wymóg układania bednarki wzdłuż trasy linii kablowej niskiego napięcia. Miało to na celu stworzenie rozbudowanej sieci uziemień, szczególnie na terenach silnie zurbanizowanych. Bednarka była łączona z żyłą ochronno-neutralną w każdej rozdzielnicy niskiego napięcia. Układ połączeń przedstawia rys. 1.



Rys. 1 Układ połączeń żyły ochronno-neutralnej kabla z bednarką uziemiającą.

Nowatorskie wówczas rozwiązanie z czasem znalazło swój zapis w wymaganiach ogólnych Rozdziału 3 Układanie kabli w ziemi normy *N SEP-004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa* [3]. Norma dopuszcza układanie bednarki uziemiającej w tym samym wykopie, w którym ułożono kabel, zakopaną na dnie rowu kablowego na głębokość co najmniej 10 cm, natomiast w Zakładzie Energetycznym Gdańsk układano bednarkę nad kablem, aby dodatkowo zabezpieczyć go przed uszkodzeniami mechanicznymi.

Konsekwentne przestrzeganie obowiązku układania bednarki uziemiającej przyniosło w kolejnych latach wymierne korzyści. Uzyskanie niskiej rezystancji uziemienia w liniach kablowych niskiego napięcia było możliwe bez ponoszenia znacznych nakładów finansowych.

Z czasem zapomniano o przyczynach wprowadzenia wymogu układania bednarki wzdłuż trasy kabla niskiego napięcia i zaczęto traktować każde uziemienie żyły neutralnej kabla jako uziemienie robocze podlegające okresowym pomiarom rezystancji uziemienia. Ilość pomiarów rezystancji uziemienia zlecanych przez służby eksploatacyjne zaczęła gwałtownie rosnąć osiągawszy rozmiary kilku tysięcy pomiarów rezystancji uziemień rocznie dla jednego Rejonu Dystrybucji. Ponadto dla rozdzielnic o dużej rezystancji uziemienia (przerwana bednarka lub jej brak), służby eksploatacyjne zlecały poprawę rezystancji uziemienia. Ilość zabiegów eksploatacyjnych związanych z uziemieniami była tak duża, że wymagała powołania dodatkowych zespołów zajmujących się wyłącznie pomiarami i poprawą rezystancji uziemienia. Część kadry inżynierjno-technicznej nie zgadzała się z taką interpretacją przepisów, aby każde uziemienie traktować jako uziemienie robocze podlegające okresowym pomiarom. Powołano zespół do opracowania zasad wykonywania

pomiarów eksploatacyjnych. Dodatkowym bodźcem do opracowania zasad było pojawienie się normy *N SEP-E-001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa* [2]. Dodatkowo postanowiono uporządkować zasady wykonywania pomiarów dla wszystkich pozostałych linii elektroenergetycznych oraz wprowadzić do stosowania jednakowe druki protokołów pomiarowych dla wszystkich komórkach organizacyjnych. W kolejnym roku *Zasady wykonywania pomiarów w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział Zakład Energetyczny Gdańsk w Gdańsku* [6] zostały włączone do *Standardów technicznych obowiązujących dla urządzeń WN, SN, nn eksploatowanych w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział w Gdańsku* [5].

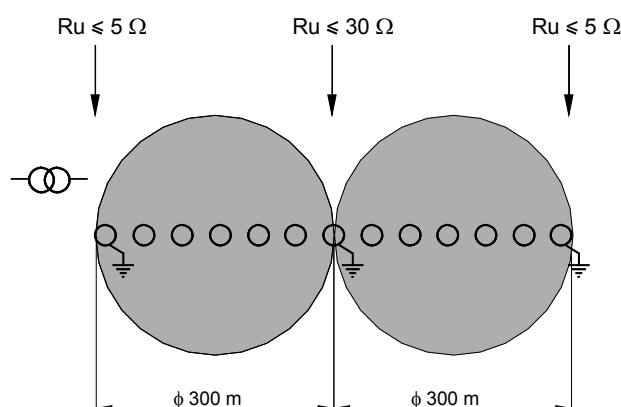
2. Zasady wykonywania pomiarów

2.1. Wymagania ogólne

Zasady dotyczą pomiarów rezystancji uziemień: ochronnych, odgromowych, roboczych i ochrony przeciwporażeniowej wykonywanych w liniach napowietrznych i kablowych wszystkich poziomów napięć oraz stacji transformatorowych SN/nn oraz SN/SN i mają zastosowanie do obiektów nowobudowanych, remontowanych, modernizowanych i eksploatowanych. Informację o topologii sieci i jej obecnych parametrach dostarcza prowadzący eksploatację sieci.

Materiałem wyjściowym do ustalania zasad wykonywania pomiarów dla linii napowietrznych SN była uchylona Polska Norma PN-E-05100-1:1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi [1], dla stacji SN/nn i linii napowietrznych nn były zapisy Rozdziału 5 Uziemienia ochronno-robocze sieci pracujących w układzie TN normy N SEP-E-001 [2]. Utrzymano zasadę, że wzdłuż trasy linii, wszędzie tam, gdzie jest to możliwe, przewody PEN (PE) zaleca się łączyć z istniejącymi uziomami naturalnymi i sztucznymi niezależnie od ich rezystancji [2]. Zatem wymóg łączenia przewodu neutralnego z górnym zaciskiem uziemiającym słupów linii napowietrznych niskiego napięcia został podtrzymany.

Przyjmując zasadę, że rezystancja uziemienia roboczego stacji jest rezystancją braną pod uwagę przy wyznaczaniu rezystancji wypadkowej dla okręgów o średnicy 300m ustalono wymagania szczegółowe dla wszystkich linii elektroenergetycznych. Wyznaczanie rezystancji dla okręgów przedstawiono na rys 2. W dalszej części przedstawiono tylko wymagania szczegółowe dotyczące linii napowietrznych SN i nn oraz stacji SN/nn .



Rys. 2. Wyznaczanie rezystancji dla okręgów o średnicy 300 m.

2.2. Wymagania szczegółowe

2.2.1. Linie napowietrzne SN – uziemienia ochronne, odgromowe:

- a) Pomiarowi podlega każdy słup podlegający wymogowi uziemienia (słupy z łącznikami, słupy z ogranicznikami przepięć, słupy z głowicami kablowymi, słupy z punktami pomiarowymi oraz słupy określone innymi przepisami).
- b) Pomiar wykonać dla każdego uziemienia.
- c) Rezystancja uziemienia odgromowego ograniczników przepięć nie większa niż 10 Ω dla rezystywności gruntu poniżej 1000 Ωm , nie większa niż 15 Ω dla pozostałych gruntów.
- d) Rezystancja uziemienia ochronnego nie większa od 10 Ω gdzie zastosowano dodatkowy uziom wyrównawczy.
- e) Rezystancja uziemienia nie większa od 1,25 Ω lub 2,5 Ω w zależności od występującego prądu uziomowego podanego przez eksploatującą sieć.
- f) Pomiar wykonywać metodą techniczną lub kompensacyjną przy użyciu miernika IMU, MRU 100, MRU 101 lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- g) Wyniki pomiarów i orzeczenia zapisać w „Protokole pomiaru rezystancji uziemień”.

2.2.2. Stacje wnetrzowe SN/nn – uziemienia ochronne, robocze, odgromowe, ochrona przeciwporażeniowa instalacji wewnętrznej stacji:

- a) Pomiarowi uziemienia podlega każde uziemienie stacji o ile jest rozdzielone.
- b) Rezystancja uziemienia nie większa od 1,25 Ω lub 2,5 Ω w zależności od występującego prądu uziomowego stacji.
- c) Pomiarowi podlega instalacja wewnętrzna nn w zakresie rezystancji izolacji oraz skutecznego szybkiego wyłączenia (pomiar impedancji pętli zwarciowej).
- d) Pomiar rezystancji izolacji wykonywać napięciem pomiarowym 500 V lub 1000 V w zależności od napięcia znamionowego przewodu instalacji.
- e) Wyniki pomiarów i orzeczenia zapisać w „Protokole pomiaru rezystancji uziemienia” i „Protokole pomiaru rezystancji izolacji i impedancji pętli zwarciowej instalacji wewnętrznej nn”.

2.2.3. Stacje słupowe SN/nn - uziemienia ochronne, robocze, odgromowe, ochrona przeciwporażeniowa instalacji wewnętrznej stacji:

- a) Pomiarowi uziemienia podlega każde uziemienie stacji o ile jest rozdzielone.
- b) Rezystancja uziemienia ochronno-roboczego nie większa od 5 Ω w stacjach gdzie zastosowano dodatkowy uziom wyrównawczy.
- c) Rezystancja uziemienia nie większa od 1,25 Ω lub 2,5 Ω w zależności od występującego prądu uziomowego stacji.
- d) Pomiarowi podlega instalacja wewnętrzna nn w zakresie rezystancji izolacji oraz skutecznego szybkiego wyłączenia (pomiar impedancji pętli zwarciowej).
- e) Pomiar rezystancji uziemienia wykonywać metodą techniczną lub kompensacyjną przy użyciu miernika IMU, MRU 100, MRU 101 lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- f) Pomiar rezystancji izolacji wykonywać napięciem pomiarowym 500 V lub 1000 V w zależności od napięcia znamionowego przewodu instalacji.
- g) Wyniki pomiarów i orzeczenia zapisać w „Protokole pomiaru rezystancji uziemienia” i „Protokole pomiaru rezystancji izolacji i impedancji pętli zwarciowej instalacji wewnętrznej nn”

2.2.4. Linie napowietrzne nn promieniowe - uziemienia ochronne, robocze i odgromowe oraz skuteczność ochrony przeciwporażeniowej:

- a) Pomiarowi uziemienia podlegają uziemione słupy na końcu każdej linii i na końcu każdego odgałęzienia o długości przekraczającej 200 m.
- b) Pomiarowi uziemienia podlegają słupy w odległości nie większej niż co 300 m od stacji SN/nn oraz słupy z ogranicznikami przepięć.
- c) Pomiarowi skuteczności ochrony przeciwporażeniowej podlega każdy obwód nn stacji SN/nn. Pomiar wykonywany jest na końcu każdego obwodu, w miejscu gdzie spodziewana wartość impedancji pętli zwarciowej jest największa. Do analizy skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przyjąć wkładkę bezpiecznikową obwodu w rozdzielnicy nn w stacji SN/nn. Jeżeli ochrona przeciwporażeniowa jest nieskuteczna decyzję o dalszym postępowaniu podejmuje prowadzący eksploatację sieci (np. powtórzyć pomiary dla poszczególnych odcinków tego obwodu i do analizy przyjąć wkładki bezpiecznikowe odpowiednich zabezpieczeń wzdłużnych; poddać analizie wkładkę bezpiecznikową obwodu nn w rozdzielnicy stacji; montaż dodatkowego zabezpieczenia wzdłużnego).
- d) Rezystancja uziemienia ograniczników przepięć nie większa niż 10 Ω .
- e) Rezystancja uziemienia nie większa niż 5 Ω dla słupów w odległości nie większej niż co 600 m od stacji.
- f) Rezystancja pozostałych uziemień wymaganych przepisami nie większa niż 30 Ω .
- g) Rezystancja pozostałych uziemień – dowolna.
- h) Pomiarowi pomontażowemu odbiorczemu podlegają wszystkie uziemienia nowobudowanych odcinków linii napowietrznej i wszystkie złącza kablowe (rezystancja zgodna z postanowieniami pkt e,f,g).
- i) Pomiar rezystancji uziemienia wykonywać metodą techniczną lub kompensacyjną przy użyciu miernika IMU, MRU 100, MRU 101 lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- j) Pomiar skuteczności ochrony przeciwporażeniowej wykonywać metodą techniczną przy użyciu miernika serii MZC, MIE 500, MPI, MOZ lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- k) Wyniki pomiarów uziemienia i orzeczenia zapisać w „Protokole pomiaru rezystancji uziemienia” a wyniki pomiaru skuteczności ochrony przeciwporażeniowej zapisać w „Protokole pomiaru skuteczności ochrony przeciwporażeniowej”.

2.2.5. Linie napowietrzne nn pierścieniowe - uziemienia ochronne, robocze i odgromowe oraz skuteczność ochrony przeciwporażeniowej:

- a) Pomiarowi uziemienia podlegają uziemione słupy w miejscach stałego podziału dla układu normalnego sieci oraz słupy z ogranicznikami przepięć. Przy zmianie stałego podziału sieci należy wykonać pomiar rezystancji uziemienia dla nowego miejsca stałego podziału sieci.
- b) Pomiarowi skuteczności ochrony przeciwporażeniowej podlega każdy obwód nn stacji SN/nn. Pomiar wykonywany jest na końcu każdego obwodu, w miejscu gdzie spodziewana wartość impedancji pętli zwarciowej jest największa. Do analizy skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przyjąć wkładkę

bezpiecznikową obwodu w rozdzielnicy nn w stacji SN/nn. Jeżeli ochrona przeciwporażeniowa jest nieskuteczna decyzję o dalszym postępowaniu podejmuje prowadzący eksploatację sieci (np. powtórzyć pomiary dla poszczególnych odcinków tego obwodu i do analizy przyjąć wkładki bezpiecznikowe odpowiednich zabezpieczeń wzdłużnych; poddać analizie wkładkę bezpiecznikową obwodu nn w rozdzielnicy stacji; montaż dodatkowego zabezpieczenia wzdłużnego).

- c) Rezystancja uziemienia ograniczników przepięć nie większa niż 10 Ω .
- d) Rezystancja uziemienia nie większa niż 5 Ω dla słupów (złączy) w odległości nie większej niż co 600 m od stacji.
- e) Rezystancja pozostałych uziemień wymaganych przepisami nie większa niż 30 Ω .
- f) Rezystancja pozostałych uziemień – dowolna.
- g) Pomiarowi pomontażowemu odbiorczemu podlegają wszystkie uziemienia nowobudowanych odcinków linii napowietrznej i wszystkie złącza kablowe (rezystancja zgodna z postanowieniami pkt d, e, f).
- h) Pomiar rezystancji uziemienia wykonywać metodą techniczną lub kompensacyjną przy użyciu miernika IMU, MRU 100, MRU 101 lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika. posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- i) Pomiar skuteczności ochrony przeciwporażeniowej wykonywać metodą techniczną przy użyciu miernika serii MZC, MIE 500, MPI, MOZ lub innego o nie gorszych parametrach posiadającego ważne świadectwo sprawdzenia zgodnie z wymaganiami producenta miernika.
- j) Wyniki pomiarów i orzeczenia zapisać w „Protokole pomiaru rezystancji uziemienia” a wyniki pomiaru skuteczności ochrony przeciwporażeniowej zapisać w „Protokole pomiaru skuteczności ochrony przeciwporażeniowej”.

3. Pomiar rezystancji uziemienia stacji słupowych w technologii prac pod napięciem

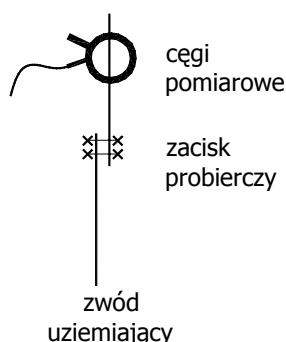
3.1. Wprowadzenie

Okresowa kontrola stanu połączeń zwodów uziemiających w ziemi stacji SN/nn z więcej niż jednym zwodem uziemiającym jest możliwa tylko po dokonaniu pomiaru rezystancji uziemienia wszystkich zwodów uziemiających.

Wyłącznie stacji aby wykonać pomiar rezystancji uziemienia stacji jest czynnością nie mieszczącą się w standardzie jakościowym obsługi odbiorców. Nadrzędną zasadą powinno być pozbawianie energii elektrycznej odbiorców jak najrzadziej, jak najkrócej i tylko w uzasadnionym przypadku. Nowoczesny rynek energii elektrycznej, gdzie odbiorca jest szczególnym podmiotem zainteresowania spółek dystrybucyjnych, wymusza stosowanie nowoczesnych technologii eksploatacji zapewniających standardy jakościowe obsługi odbiorców [7,8]. Skutecznym środkiem umożliwiającym zmniejszenie ilości i czas wyłączeń są prace pod napięciem (PPN). Rozłączanie zwodów uziemiających stacji będącej pod napięciem i wykonywanie pomiarów w technologii innej niż PPN stwarza zagrożenie porażeniowe osoby wykonującej pomiar.

3.2. Stacje słupowe z jednym zwodem uziemiającym

Pomiar rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z jednym zwodem uziemiającym wykonuje się przy użyciu miernika do pomiarów rezystancji uziemień umożliwiającego pomiar z wykorzystaniem cęgów pomiarowych [9]. Zatem rozłączenie zacisku probierczego nie jest konieczne. Należy przy tym pamiętać na dość duży błąd podstawowy pomiaru wynoszący około 8% + 2 cyfry [9]. Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z jednym zwodem uziemiającym przedstawiono na rys. 3.

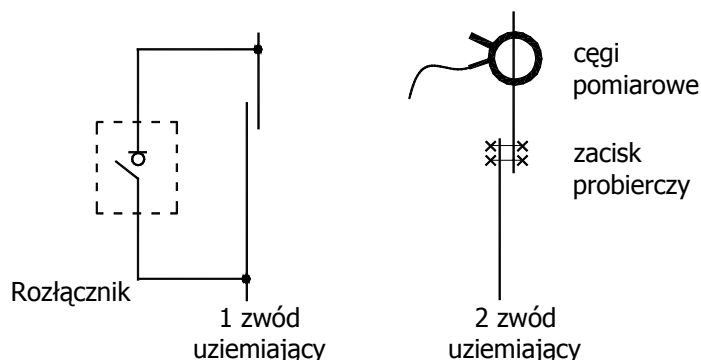


Rys. 3 Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z jednym zwodem uziemiającym

3.3. Stacje słupowe z dwoma zwodami uziemiającymi

Pomiar rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z dwoma zwodami uziemiającymi wykonuje się przy użyciu miernika do pomiarów rezystancji uziemień umożliwiającego pomiar z wykorzystaniem cęgów pomiarowych i jednofazowego bocznika izolowanego z rozłącznikiem. Pomiar wykonuje się w 3 etapach przy zachowaniu sprzętu ochronnego i zasad obowiązujących dla technologii PPN [4]. W pierwszym etapie należy zmierzyć wypadkową rezystancję uziemienia dla pierwszego i drugiego zwodu uziemiającego bez rozłączania zacisków probierczych. Jeżeli obie rezystancje są porównywalne należy przypuszczać, że także są porównywalne połączenia zwodów w ziemi. W drugim etapie należy podłączyć bocznik izolowany z rozłącznikiem do jednego ze zwodów w taki sposób, aby rozłącznik bocznikował zacisk probierczy. Następnie zamknąć rozłącznik i rozłączyć zacisk probierczy. Wówczas należy otworzyć rozłącznik i dokonać pomiaru rezystancji uziemienia drugiego zwodu uziemiającego. Po dokonaniu pomiaru zamknąć rozłącznik, połączyć zacisk probierczy, otworzyć rozłącznik i odłączyć przewody przyłączeniowe bocznika. W trzecim etapie powtórzyć czynności w celu wykonania pomiaru rezystancji uziemienia drugiego zwodu uziemiającego stacji.

Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z dwoma zwodami uziemiającymi przedstawiono na rys. 4.

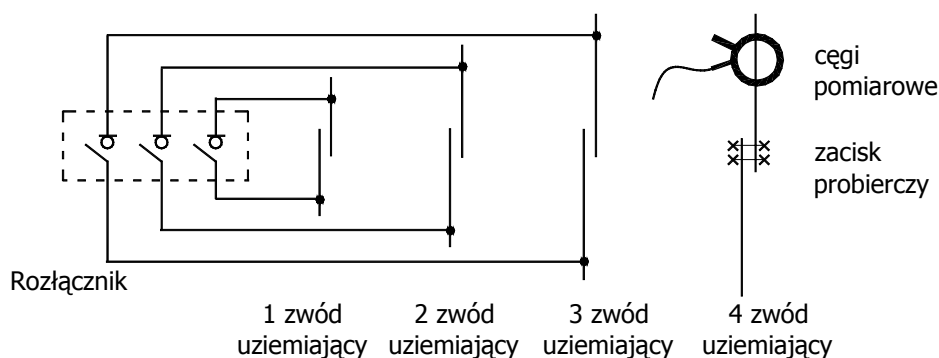


Rys. 4 Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z dwoma zwodami uziemiającymi

3.4. Stacje słupowe z trzema lub czterema zwodami uziemiającymi

Pomiar rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z trzema lub czterema zwodami uziemiającymi wykonuje się przy użyciu miernika do pomiarów rezystancji uziemień umożliwiającego pomiar z wykorzystaniem cęgów pomiarowych i trójfazowego bocznika izolowanego z rozłącznikiem do prac pod napięciem. Pomiar wykonuje się w 4 lub 5 etapach przy zachowaniu sprzętu ochronnego i zasad obowiązujących dla technologii PPN [4]. W pierwszym etapie należy zmierzyć wypadkową rezystancję uziemienia dla wszystkich zwodów uziemiających bez rozłączania zacisków probierczych. Jeżeli wszystkie rezystancje są porównywalne należy przypuszczać, że także są porównywalne połączenia zwodów w ziemi. W drugim etapie należy podłączyć trójfazowy bocznik izolowany z rozłącznikiem do zwodów w taki sposób, aby rozłącznik bocznikował zaciski probiercze zwodów dla których nie dokonujemy pomiaru rezystancji uziemienia. Następnie zamknąć rozłącznik i rozłączyć zaciski probiercze. Wówczas należy otworzyć rozłącznik i dokonać pomiaru rezystancji uziemienia zwodu uziemiającego. Po wykonaniu pomiaru zamknąć rozłącznik. W kolejnych etapach czynności powtórzyć w celu wykonania pomiaru rezystancji uziemienia pozostałych zwodów uziemiających.

Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z trzema lub czterema zwodami uziemiającymi przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5 Schemat poglądowy pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowej SN/nn z trzema lub czterema zwodami uziemiającymi.

4. Podsumowanie

Opracowane i wdrożone Zasady wykonywania pomiarów uziemień linii napowietrznych średniego i niskiego napięcia obowiązujące w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział w Gdańsku umożliwiły:

- praktyczne zastosowanie przepisów normy N SEP-E-001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
- zmniejszenie kosztów budowy i eksploatacji linii napowietrznych średniego i niskiego napięcia, szczególnie na terenach o dużej rezystywności gruntu, dzięki zwiększeniu wartości rezystancji uziemień,
- zmniejszenie kosztów eksploatacji poprzez zmniejszenie ilości wykonywania pomiarów eksploatacyjnych oraz poprawę organizacji pracy służb eksploatacyjnych,
- ujednolicenie zasad wykonywania pomiarów, stosowanych przyrządów pomiarowych i protokołów na terenie działania Koncernu Energetycznego ENERGA SA Oddział w Gdańsku,

Dzięki zastosowaniu technologii prac pod napięciem, do której opracowania przystąpił Zespół ds. prac pod napięciem działający przy PTPiREE, nastąpi zmniejszenie ilości i czasu wyłączeń w celu wykonania pomiaru rezystancji uziemienia stacji słupowych.

Literatura

- [1] PN-E-05100-1:1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.
- [2] N SEP-001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
- [3] N SEP-004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
- [4] Instrukcja prac pod napięciem przy elektroenergetycznych urządzeniach rozdzielczych i liniach kablowych do 1 kV. PTPiREE, Poznań, styczeń 2000.
- [5] Standardy techniczne obowiązujące dla urządzeń WN, SN, nn eksploatowanych w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział Gdańsk. Gdańsk, styczeń 2006.
- [6] A. Orzechowski, K. Wysocki, S. Grzelka, M. Schwann, Zasady wykonywania pomiarów w Koncernie Energetycznym ENERGA SA Oddział Zakład Energetyczny Gdańsk w Gdańsku. Gdańsk, grudzień 2005.
- [7] M. Schwann - Prace pod napięciem jako skuteczny środek poprawy jakościowego standardu obsługi odbiorców. Materiały konferencyjne II Konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce. Zmiana napięcia w sieciach nn”. Jelenia Góra, 8-9 maja 2003.
- [8] M. Schwann – Prace pod napięciem w sieciach napowietrznych niskiego napięcia – to nowoczesna eksploatacja, rachunek ekonomiczny czy formalny standard jakościowy obsługi odbiorców?. Materiały konferencyjne Konferencji „Prace pod napięciem w sieciach nn, SN i WN w Polsce i na Świecie”. Poznań, 13-14.05.1998.
- [9] Przyrządy pomiarowe 2005/2006 Sonel. www.sonel.pl

Edward Siwy – Politechnika Śląska

Artur Bozigróski - VATTENFALL Distribution Poland

*WPŁYW PRACY PUNKTU NEUTRALNEGO SIECI SN NA PRACĘ SIECI
NAPOWIETRZNYCH SN I NN Z PUNKU WIDZENIA ZAGROŻENIA
PORAŻENIOWEGO, PRZEPIĘCIOWEGO ORAZ ILOŚCI AWARII*

Przy zwarcu doziemnym w sieci średniego napięcia pojawia się zagrożenie porażeniowe oraz przepięciowe wywołane przez przepływający prąd uziomowy. Poziom tego zagrożenia zależy bezpośrednio od sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN. Zagrożenie porażeniowe jest mniejsze przy liniach kablowych, gdyż znaczna część prądu zwarcowego wraca za pośrednictwem żył powrotnych kabli SN do punktu zasilania. W przypadku sieci napowietrznych, będących tematem konferencji, całość prądu zwarcowego spływa do rozpatrywanego uziomu słupów linii SN lub, w przypadku stacji SN/nn, może rozpyływać się do uziomu stacji i uziomów przewodu PEN sieci niskiego napięcia powodując zagrożenie porażeniowe bezpośrednio w instalacjach odbiorczych nn. Sposób uziemienia punktów neutralnych sieci średniego napięcia ma ogromny wpływ na poziom tego zagrożenia poprzez takie czynniki jak wartość prądu zwarcia doziemnego, czas przepływu zwarcia, efektywność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz liczba i charakter zwarć doziemnych w poszczególnych typach sieci.

1. Wprowadzenie

W sieciach średniego napięcia najczęściej występującym zakłóceniem jest jednofazowe zwarcie doziemne. Doziemienia stanowią od 70 % - 90 % ogólnej liczby zwarć w sieciach napowietrznych, natomiast w sieciach kablowych ok. 50 %. Większość zwarć zaczyna się od doziemień. Zwykle najpierw następuje "przebiecie" izolacji względem ziemi a następnie skutek przepięć lub działania prądu zwarcowego dochodzi do zwarcia międzyfazowego.

W Polsce sieci średniego napięcia pracują z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Punkt neutralny tych sieci jest najczęściej izolowany, uziemiony przez dławik gaszący lub uziemiony przez rezystor. Stosowane są również różne odmiany tych trzech zasadniczych sposobów pracy punktu neutralnego. Brak bezpośredniego połączenia punktu neutralnego sieci średniego napięcia z ziemią powoduje, że prąd zwarcia jednofazowego w tych sieciach jest o wiele mniejszy od prądu zwarcowego w przypadku zwarć międzyfazowych oraz najczęściej mniejszy od prądu obciążenia linii.

Pełna analiza podstawowych problemów związanych z pracą punktów neutralnych w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej jest zadaniem złożonym ze względu na następujące wymagania:

- spełnienie wymagań ochrony przeciwporażeniowej przy sieciach i stacjach elektroenergetycznych oraz w instalacji elektrycznej odbiorców,
- ograniczenie przepięć ziemnozwarciowych do poziomu akceptowalnego,
- ograniczenie ilości awarii w sieci SN spowodowanych dużymi wartościami przepięć i prądów ziemnozwarciowych,

- ograniczenie ilości wyłączeń odbiorców,
- zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych i inwestycyjnych,
- ograniczenie strat sieciowych.

Od sposobu uziemienia punktu neutralnego zależy wartość przebiegów ziemnozwarciowych powstających w stanie nieustalonym. Przebiegi takie towarzyszą momentowi powstawania zwarcia oraz momentom ponownych zapłonów łuku podczas występowania zwarć o łuku przerywanym. Na wartość tych przebiegów ma nie tylko wpływ sposób pracy punktu neutralnego, ale również rozległość sieci oraz sam mechanizm powstawania zwarcia.

Wielkością charakteryzującą wartość występujących przebiegów ziemnozwarciowych jest współczynnik przebiegów określony jako stosunek maksymalnej amplitudy napięcia przebiegu nieustalonego zarejestrowanego podczas zwarcia jednofazowego do amplitudy napięcia fazowego częstotliwości znamionowej występującego przed zakłóceniem.

Rodzaj zastosowanych zabezpieczeń ziemnozwarciowych i kryteria ich działania, zależą w istotnym stopniu od sposobu uziemienia punktu neutralnego. Tylko nieliczne zabezpieczenia ziemnozwarciowe są przeznaczone do pracy w sieciach o różnym sposobie uziemienia punktu neutralnego.

Zagrożenie porażeniowe ludzi jest również jednym z czynników decydujących o sposobie uziemienia punktu neutralnego sieci średnich napięć. Występuje ono wskutek przepływu prądów zwarciovych przez uziemienia urządzeń podczas zakłóceń. O bezpieczeństwie ludzi i zwierząt decyduje napięcie rażenia występujące w pobliżu urządzeń zasilanych ze stacji SN/nN. Napięcie rażenia jest częścią spadku napięcia na uziemiu wynikającą z rozkładu potencjału w pobliżu urządzeń w czasie rozprzężenia prądu uziomowego przez ich uziemienia. Prawdopodobieństwo porażenia jest funkcją napięcia uziomowego proporcjonalnego do prądu płynącego przez uziom i czasu trwania. Sposób uziemienia punktu neutralnego wpływa na wartość tego prądu i czasu trwania zwarcia, a więc i na zagrożenie porażeniowe.

2. Analiza zakłóceń w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego w sieciach SN

W analizowanych sieciach, należących do Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego możemy wyróżnić trzy sposoby pracy punktu neutralnego:

- z izolowanym punktem neutralnym,
- z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor,
- z punktem neutralnym uziemionym przez reaktancję indukcyjną.

W celu dokonania porównania awaryjności sieci z izolowanym punktem neutralnym, z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor oraz z punktem neutralnym uziemionym przez reaktancję indukcyjną, wykorzystane zostały dane za rok 2004, dotyczące zadziałania zabezpieczeń w GPZ-ach i RS-ach będących własnością GZE. Analizą zostały objęte wszystkie sieci o napięciach znamionowych 15 i 20 kV. Długości linii napowietrznych i kablowych w poszczególnych układach sieci podano w tablicy 2.1.

Tablica 2.1. Zestawienie długości linii w poszczególnych układach sieci 15 i 20kV

	Sieci izolowane		Sieci dekomensowane		Sieci z rezystorem	
	Linie napowietrzne	Linie kablowe	Linie napowietrzne	Linie kablowe	Linie napowietrzne	Linie kablowe
Długość[km]	224,0	27,5	2709,3	933,7	354,3	986,8

W tablicach 2.2 i 2.3 podano wyznaczone wskaźniki awaryjności dla odpływów napowietrznych (z automatyką SPZ) i dla odpływów kablowych (bez automatyki SPZ). Należy zwrócić uwagę, że wskaźniki wyznaczone dla sieci z izolowanym punktem neutralnym mają orientacyjny charakter z uwagi na małą długość takich sieci 15 i 20 kV na terenie GZE S.A. (tabl. 2.1).

Tablica 2.2. Wskaźnik awaryjności linii napowietrznych 15 i 20kV (w 2004 r.)

	Sieci izolowane		Sieci dekomensowane		Sieci z rezystorem	
	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe
Zwarcia doziemne	17,4	9,4	8,4	8,2	38,1	12,4
Zwarcia pozostałe	13,8	13,8	10,2	10,7	24,8	20,9
SUMA	54,4		37,5		96,2	

Tablica 2.3. Wskaźnik awaryjności linii kablowych 15 i 20 kV (w 2004 r.)

	Sieci izolowane		Sieci dekomensowane		Sieci z rezystorem	
	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe	Zwarcia przemijające	Zwarcia trwałe
Zwarcia doziemne	-	87,4	-	17,5	-	11,8
Zwarcia pozostałe	-	18,2	-	12,7	-	6,7
SUMA	105,6		30,2		18,5	

Wyniki analizy zawarte w tablicy 2.2 wskazują, że w przypadku odpływów napowietrznych kompensacja ziemnozwarciowa skutecznie ogranicza liczbę wszystkich rodzajów zwarć, w tym zwłaszcza liczbę zwarć doziemnych. Najgorzej zachowują się odpływy napowietrzne w sieciach z rezystorem. Wykazują one 2,5-krotnie większą liczbę zwarć w porównaniu do sieci z kompensacją ziemnozwarciową. Jest to spowodowane tym, że rezystor powoduje zadziałanie zabezpieczeń także w przypadku zakłóceń, które potencjalnie mogłyby ulec samolikwidacji (bez wyłączania linii). W przypadku sieci kablowych uwidaczniają się zalety sieci z rezystorem. Liczba zwarć w takich sieciach stanowi tylko ok. 60% liczby zwarć w sieciach z kompensacją ziemnozwarciową. Wyznaczone wskaźniki są wiarygodne, ponieważ łączna długość kabli w obu rodzajach sieci wynosi blisko 2000 km. Większa awaryjność kabli w sieciach z kompensacją ziemnozwarciową może się wiązać z często nie najlepszą jakością tej kompensacji. Prowadzi to do wysokiego poziomu przepięć ziemnozwarciowych, które dla izolacji kabli stanowią zawsze bardzo duże zagrożenie. Nie

bez znaczenia może być także praca sieci z automatyką dekompensacji, które w chwilach działania tej automatyki pracują z wyłączoną cewką kompensacyjną, tj. izolowanym punktem neutralnym, kiedy przebiegi ziemnozwarciowe osiągają szczególnie duże wartości.

3. Czynniki powodujące zwiększenie zagrożenia porażeniowego i przepięciowego.

Z analizy pracy punktów gwiazdowych wybranych stacji 110/SN GZE S.A. wskazać można wiele nieprawidłowości mających bezpośredni lub pośredni wpływ na poziom zagrożenia porażeniowego i przepięciowego w sieciach elektroenergetycznych i instalacjach elektrycznych odbiorców. Większość czynników omówionych zostanie w odniesieniu do konkretnego układu pracy punktu neutralnego, natomiast niektóre mają charakter bardziej ogólny i dotyczą wszystkich wymienionych poniżej układów.

Pierwszym z nich jest wyłączenie do zimnej rezerwy transformatorów WN/SN ze względu na ograniczenie strat jałowych, bez przeprowadzenia pełnej analizy wpływu wyłączenia na pracę sieci. Wyłączenie takie powoduje konieczność połączenia do pracy równoległej sekcji rozdzielnic SN pracujących w układzie normalnej pracy oddzielnie, co daje w efekcie znaczne zwiększenie prądów pojemnościowych a tym samym i zwiększenie prądów zwarć doziemnych. W skrajnych przypadkach prądy pojemnościowe tak połączonych układów dochodzą do wartości 300A. Kolejnym problemem jest stały wzrost prądów pojemnościowych w wyniku rozwoju sieci SN (w szczególności linii kablowych). Niewątpliwie bardzo zły wpływ na poziom zagrożenia porażeniowego przy urządzeniach elektroenergetycznych miały też liczne zmiany a nawet brak przepisów z tego zakresu powodujący dezorientację zarówno osób zajmujących się eksploatacją tych urządzeń jak i projektantów projektujących nowe urządzenia.

3.1. Uziemienie punktu neutralnego przez dławik kompensujący

W większości stacji zasilających rozległe sieci napowietrzne i napowietrzno-kablowe w GZE S.A. stosowane jest uziemienie punktu neutralnego przez dławik kompensujący w celu eliminacji zwarć przemijających oraz ograniczenia ilości wyłączeń odbiorców zasilanych z tej sieci. W celu zapewnienia prawidłowego skompensowania prądu pojemnościowego w układach takich dławiki kompensujące wyposażone są w skokową regulację indukcyjności. Nastawa zaczełu dławika odbywa się w oparciu o wartość pojemności doziemnej w danym układzie wyznaczoną obliczeniowo na podstawie danych katalogowych i konstrukcyjnych elementów sieci. Tak wyznaczona wartość może być obarczona dużym błędem i w związku z tym rzeczywisty prąd zwarcia doziemnego, będący podstawowym parametrem do wszystkich obliczeń środków ochrony przeciwporażeniowej, może różnić się od wyznaczonego obliczeniowo. Z tych przyczyn lepsze jest korzystanie z metod pomiarowych (wykonywanie prób zwarciovych lub korzystanie z odpowiednich mierników stopnia rozstrojenia kompensacji).

Kolejnym, dużo poważniejszym problemem z punktu widzenia zachowania warunków ochrony przeciwporażeniowej jest stosowanie automatyki powodującej automatyczne wyłączenie dławika kompensującego przy nieprzemijających samoczynnie zwarcia doziemnych. Jeżeli zwarcie doziemne nie przeminie samoczynnie a przyjęte kryteria nie pozwalają na zadziałanie automatyki zabezpieczeniowej powodującej wyłączenie linii po upływie nastawianego czasu, odłączany jest dławik kompensujący i układ pracuje jako układ z izolowanym punktem neutralnym. Rzeczywisty prąd zwarcia doziemnego w sieci SN może

być w takim przypadku równy prądowi pojemnościowemu sieci. Układy uziomowe istniejących linii i stacji elektroenergetycznych projektowane były z pominięciem faktu stosowania automatyki dekompensacji i dotychczasowe badania w tym zakresie wskazują, że ich rezystancja jest do 5 razy większa niż wymagania w tym zakresie zgodnie z przepisami obowiązującymi w chwili ich budowy. Wynika to z faktu, że jako prąd zwarcia doziemnego, w układach z kompensacją prądów ziemnozwarciowych, przyjmowało się do obliczeń 20% prądu pojemnościowego. W przypadku stosowania praktyki wyłączania transformatorów WN/SN do tzw. „zimnej” rezerwy, zagrożenie porażeniem rośnie bardzo mocno gdyż prądy pojemnościowe połączonych sekcji sumują się, a w chwili zadziałania automatyki dekompensacji pełny prąd pojemnościowy pojawia się jako prąd zwarcia doziemnego. W praktyce prądy te dochodzą do wartości 300A z długim czasem wyłączenia.

Przy stosowaniu opisanej wcześniej automatyki dekompensacji, po odłączeniu dławika kompensującego sieć pracuje identycznie jak sieć z punktem neutralnym izolowanym, w którym występuje największy współczynnik przebieg ziemnozwarciowych.

3.2. Uziemienie punktu neutralnego przez rezystor

Uziemienie punktu neutralnego przez rezystor stosowane jest głównie w stacjach WN/SN zasilających miejskie sieci kablowe SN na terenie objętym zespólną instalacją uziemiającą. Wszystkie stacje SN/nn zasilane liniami kablowymi na takim terenie mają uziemienia połączone z uziemieniami innych stacji i uziemieniem punktu neutralnego stacji zasilającej za pośrednictwem żył powrotnych kabli zasilających. Oprócz tego na terenie zurbanizowanym występuje wiele instalacji podziemnych wykonanych z materiałów przewodzących, do których układy uziomowe są z dużym prawdopodobieństwem wielokrotnie przyłączone. Prowadzone dotychczas pomiary i badania wykazują, że w przypadku stacji zasilanych liniami kablowymi a zlokalizowanych na takim terenie nie ma zagrożenia porażeniem, co znalazło również potwierdzenie w normie [1].

Wadą układów stosowanych w GZE S.A. jest niewłaściwy dobór rezystorów wymuszających składową czynną prądu zwarcia na poziomie 500A (w przypadku 1 stacji zasilającej nawet 1000A). W przypadku sieci kablowej, z opisanych powyżej powodów, nie ma problemów z zachowaniem warunków ochrony przeciwporażeniowej, problemy pojawiają się w liniach napowietrznych i napowietrzno-kablowych. Na terenie GZE S.A. pracuje obecnie osiem stacji WN/SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, zasilających takie właśnie linie. Większość z nich projektowana i budowana była do pracy z punktem neutralnym uziemionym przez dławik kompensujący a zmiana sposobu pracy nie była poprzedzona analizą zachowania warunków ochrony przeciwporażeniowej. W efekcie takich działań większość pomiarów na liniach SN i stacjach SN/nn wykazuje znaczne przekroczenie wartości dopuszczalnych pomimo bardzo krótkich czasów wyłączania zwarć doziemnych w tych liniach.

3.3. Izolowany punktu neutralny

Niezbyt rozległa sieć SN może, wg opracowania [6], pracować jako izolowana, jeżeli prąd pojemnościowy nie przekracza wartości:

- dla sieci kablowych i kablowo – napowietrznych (o znacznej przewodzie linii kablowych), jeżeli pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią nie przekracza 50 A
- dla sieci napowietrznych lub napowietrzno – kablowych, jeżeli pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią nie przekracza wartości podanych w tablicy 1

Tablica 3.2.1 Graniczne wartości pojemnościowego prądu jednofazowego zwarcia z ziemią w sieci napowietrznej lub napowietrzno – kablowych z izolowanym punktem neutralnym

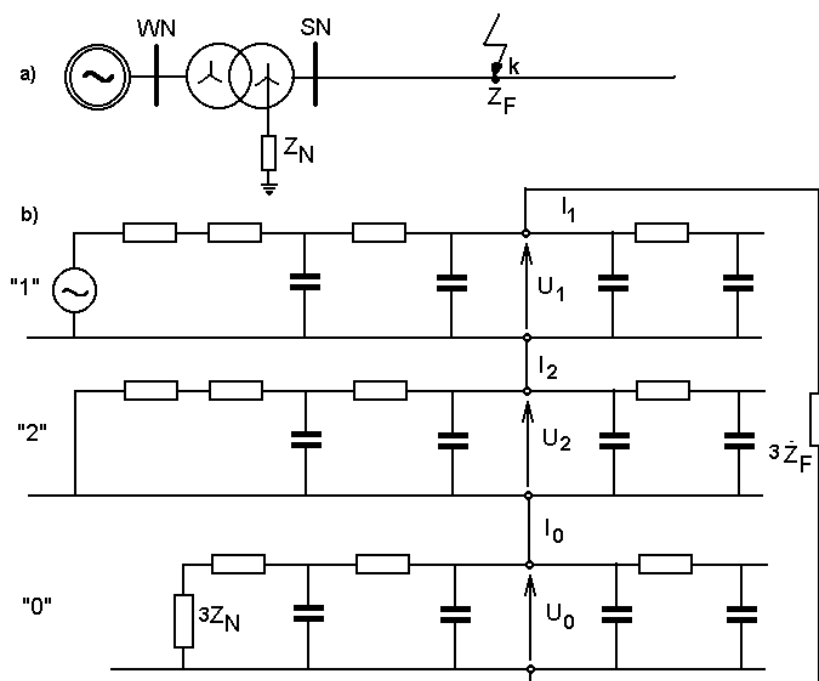
Napięcie znamionowe sieci [kV]	3-6	10	15-20	30-40	60
Pojemnościowy prąd zwarcia z ziemią [A]	30	20	15	10	5

Na terenie GZE S.A. pracuje zaledwie kilka stacji WN/SN z izolowanym punktem neutralnym jednak we wszystkich przypadkach prądy pojemnościowe przekraczają określone powyżej wartości i wahają się w granicy 50÷90A. Z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej przedstawione powyżej wartości prądu pojemnościowego są zdecydowanie za duże, ponieważ w układzie z izolowanym punktem neutralnym (szczególnie w przypadku sieci napowietrznych) prąd zwarcia doziemnego jest równy prądowi pojemnościowemu a prze długich sieciach napowietrznych może być dużo wyższy, co zostanie przedstawione w dalszej części opracowania.

4. Analiza poziomów prądów zwarcia jednofazowego i zagrożenia porażeniowego

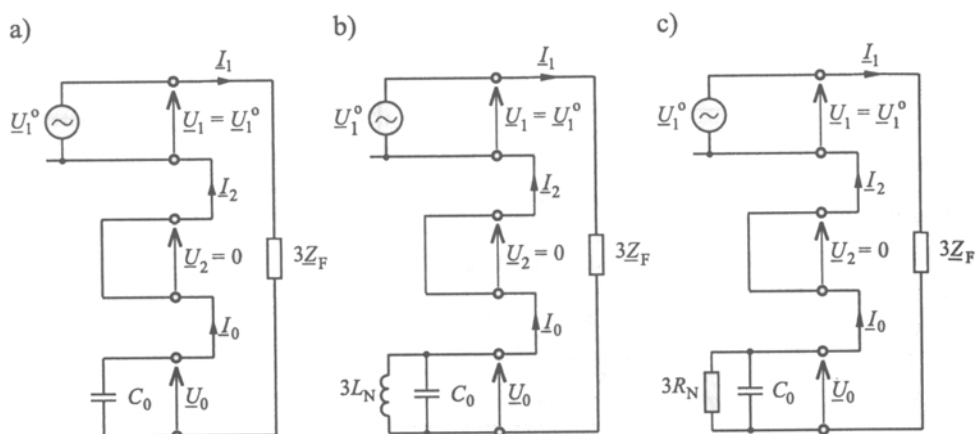
4.1. Podstawy teoretyczne obliczeń

Zasadniczym elementem pozwalającym na określenie zagrożenia porażeniowego jest wartość prądu zwarcia doziemnego.



Rys. 4.1. Zwarcie jednofazowe w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez impedancję:
a) schemat rozważanego fragmentu systemu;
b) schemat sieci składowych symetrycznych

W przypadku sieci SN pracujących z punktem gwiazdowym izolowanym albo uziemionym przez rezystor lub dławik gaszący praktycznie wszystkie źródła literaturowe zalecają prowadzenie obliczeń zwarciovych przy przyjęciu szeregu uproszczeń. Najważniejszym z nich jest pominięcie impedancji wzdłużnych elementów sieci. Na rys. 4.1 przedstawiono schemat zastępczy dla składowych symetrycznych w ogólnym przypadku zwarcia doziemnego w linii SN. W schemacie tym uwzględniono impedancje wzdłużne i poprzeczne elementów sieci. Odcinki linii są modelowane czwórnikami typu Π . Przy pominięciu impedancji wzdłużnych schemat ten można uprościć do postaci przedstawionej na rys. 4.3. Jest ona bardzo wygodna do obliczeń. Do wyznaczenia wartości prądu zwarciovego konieczna jest jedynie znajomość sumarycznej pojemności sieci oraz impedancji uziemienia punktu gwiazdowego transformatora.

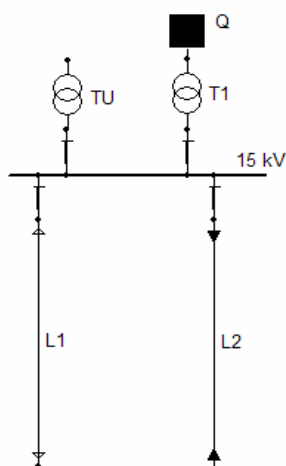


Rys. 4.2. Uprozczone schematy sieci dla składowych symetrycznych w przypadku zwarcia jednofazowego w sieci:

- a) z izolowanym punktem neutralnym;
- b) z punktem neutralnym uziemionym za pomocą dławika;
- c) z punktem neutralnym uziemionym za pomocą rezystora

W praktycznych przypadkach obliczeń w sieciach SN uproszczenie takie prowadzi jednak często do znacznych różnic w wyznaczanych wartościach prądu zwarcia doziemnego. Dotyczy to w szczególności pracy sieci z punktem gwiazdowym uziemionym przez rezystor. Wartości impedancji wzdłużnych dla długich ciągów liniowych są często porównywalne z rezystancją uziemienia punktu gwiazdowego. Prąd zwarcia na końcu jest wtedy znacznie niższy od prądu zwarcia na początku linii. Duże różnice mogą występować również w rozległej kablowej lub kablowo-napowietrznej sieci izolowanej. W przypadku długich ciągów (kilkadziesiąt kilometrów) o dużej wzdłużnej zerowej reaktancji jednostkowej dochodzi do rezonansu szeregowego indukcyjności wzdłużnej danego ciągu i pojemności poprzecznej sieci. Może to z kolei powodować znaczne podwyższenie wartości prądu przy zwarcu na końcu linii. Na rys. 4.3 przedstawiono przykładową sieć modelową SN, dla której dokonano przykładowych obliczeń. Linia L1 reprezentuje wybrany ciąg napowietrzny o typowych parametrach ($s=70\text{mm}^2$, $X'=0,37\Omega/\text{km}$, pominięto parametry poprzeczne). Linia L2 stanowi natomiast model zastępczy całej pozostałej sieci kablowej zasilanej z danego GPZ-tu. Szacunkowy prąd zwarcia wynikający jedynie z pojemności sieci bez uwzględnienia parametrów wzdłużnych wynosi ok. 200 A. W tabelicy 4.1 podano rzeczywiste wartości prądu

zwarcia doziemnego na końcu linii L1 w zależności od jej długości i sposobu pracy punktu gwiazdowego transformatora uziemiającego TU.



Rys. 4.3. Modelowa sieć kablowo-napowietrzna SN

Tablica 4.1. Wartość prądu zwarcia doziemnego na końcu linii L1

Rodzaj pracy punktu gwiazdowego transformatora	Długość linii L1 w km	Prąd zwarcia w A
Izolowany	0	207,5
	2	215,1
	5	227,5
	10	250,7
	20	307,4
	50	388,0
Uziemiony przez rezystor $R=36\ \Omega$, $I_R=240\text{ A}$	0	297,4
	2	298,9
	5	299,1
	10	294,1
	20	269,0
	50	175,0
Uziemiony przez rezystor $R=17\ \Omega$, $I_R=500\text{ A}$	0	465,4
	2	450,3
	5	424,4
	10	378,2
	20	296,6
	50	165,4
Uziemiony przez dławik $X=41\ \Omega$, $K=1,05$	0	10,7
	2	10,7
	5	10,7
	10	10,7
	20	10,7
	50	10,7

Jak wskazują wyniki obliczeń podane w tablicy 4.1 jedynie dla sieci skompensowanej prąd zwarcia jest praktycznie niezależny od odległości od GPZ-tu. W przypadku sieci pracującej z izolowanym punktem gwiazdowym dla bardzo długich ciągów prąd zwarcia na końcu linii może być o kilkadziesiąt procent większy od spodziewanego prądu wynikającego z pojemności sieci kablowej. Już na szynach GPZ-tu prąd zwarcia jest nieco większy od spodziewanego. Wynika to z częściowej kompensacji pojemności sieci przez indukcyjność transformatora zasilającego. Dla sieci uziemionej przez rezystor występuje znaczne obniżenie prądu zwarcia na końcu długich ciągów. Uwidacznia się to szczególnie w przypadku rezystorów wymuszających większy prąd zwarcia. Należy również zwrócić uwagę, że już na szynach GPZ-tu prąd jest nieco obniżony w stosunku do wartości wynikającej z rezystancji samego rezystora uziemiającego i pojemności sieci. Dla rezystora 36Ω prąd ten miałby wartość 312 A, natomiast dla rezystora 17Ω wynosiłby on 539 A. Zmniejszenie to wynika z uwzględnienia stosunkowo dużej impedancji zerowej transformatora uziemiającego. Ogólnie należy stwierdzić, że wyniki powyższe potwierdzają konieczność prowadzenia obliczeń przy uwzględnieniu pełnego schematu zastępczego dla składowych zerowych uwzględniającego parametry wzdłużne elementów sieci.

5. Algorytm określania optymalnego sposobu pracy punktu neutralnego sieci

Poniżej przedstawiono zestawienie najważniejszych zagadnień, jakie należy brać pod uwagę przy wyborze optymalnego sposobu pracy punktu neutralnego sieci.

1. W pierwszej kolejności należy określić poziomy prądów pojemnościowych jakie występują w sieci zasilanej z danego GPZ w rozbiciu na poszczególne sekcje. Można to zrobić na drodze obliczeniowej lub pomiarowej. Trzeba przy tym zwrócić uwagę, aby prądy te wyznaczyć stosunkowo dokładnie dla stanu normalnego pracy sieci oraz przewidywanych stanów poawaryjnych. Ma to potem istotne znaczenie przy doborze parametrów urządzeń uziemiających.
2. Należy dokonać analizy awaryjności sieci. Istotne jest przy tym dokonanie rozdziału na zwarcia trwałe i przemijające (występujące udane i nieudane zadziałania automatyki SPZ), awarie występujące w ciągach napowietrznych i kablowych oraz kablowo-napowietrznych. Ważne jest z tego względu utrzymywanie odpowiednio rozbudowanej i ciągle aktualizowanej bazy danych o zakłóceniach. Analiza awaryjności ma zasadnicze znaczenie w ocenie pracy punktu neutralnego sieci. Może ona wskazywać na nieodpowiedni rodzaj pracy tego punktu lub nieodpowiednie parametry urządzeń uziemiających.
3. Należy dokonać analizy istniejącego oraz docelowego systemu zabezpieczeń. Jak wskazuje praktyka i przeprowadzone badania symulacyjne większość z istniejących systemów zabezpieczeń wymaga modernizacji. Modernizacja ta powinna zmierzać w kierunku stosowania zabezpieczeń opartych na admitancyjnych kryteriach wykrywania i lokalizacji zwarć w sieciach.
4. Kolejnym elementem analizy jest wyznaczenie rzeczywistych prądów zwarcia i związanych z nimi spodziewanych napięć rażeniowych. Należy przy tym zwrócić uwagę, że obliczenia wykonywane metodami uproszczonymi (bez uwzględnienia parametrów wzdłużnych linii) prowadzą do dużych błędów w obliczeniach. Powinno

się uwzględniać wpływ miejsca zwarcia na wartość prądu zwarcowego w szczególności dla sieci z rezystorem oraz izolowanych. Dla prawidłowej oceny zagrożenia porażeniowego istotne jest również gromadzenie danych dotyczących uziemień, takich jak rezystancja uziomu, rezystywność gruntu itp.

5. Należy dokonać szacunkowej oceny możliwości występowania i wartości przepięć w sieci. Największych wartości przepięć należy się spodziewać w sieci izolowanej natomiast najmniejszych w sieci z rezystorem. W sieci kompensowanej zasadniczy wpływ na przepięcia ma poziom rozstrojenia. Przy niedokładnej kompensacji występujące przepięcia mają podobne wartości jak w sieci izolowanej.
6. Przy analizie poszczególnych GPZ-ów w pierwszej kolejności należy wziąć pod uwagę sieci uziemione przez rezystor, gdzie przynajmniej część sieci jest napowietrzna. W sieciach tych należy dążyć do zastosowania kompensacji prądu ziemnozwarciowego z automatyką AWSC. W przypadku istniejących sieci kompensowanych należy zdecydowania odejść od stosowania automatyki dekompensacji na rzecz automatyki AWSC. Wiąże się to oczywiście również ze zmianą systemu zabezpieczeń oraz z wyborem właściwego kryterium detekcji zwarcia doziemnego. Na wybór GPZ-ów modernizowanych w pierwszej kolejności powinien mieć również wpływ poziom prądu pojemnościowego w sieci. Należy zacząć od sieci najbardziej rozległych (sieci o największych prądach pojemnościowych)

6. Wnioski

W wyniku prowadzonych badań i analiz związanych z oceną stanu zagrożenia porażeniowego w sieci elektroenergetycznej GZE S.A. Gliwice podać można na tym etapie prac następujące wnioski:

1. Niezwłocznie rozpocząć należy analizę zasadności przywrócenia do normalnej pracy transformatorów odstawionych do „zimnej” rezerwy, co pozwoli m.in. na znaczne zmniejszenie zagrożenia porażeniowego.
2. W celu jednoznacznego określenia poziomu zagrożenia porażeniowego przy istniejących sieciach z wszystkimi typami uziemienia punktu neutralnego konieczne jest wyznaczenie wypadkowej rezystancji układu uziomowego połączonego w czasie normalnej pracy. Przytoczone normy i przepisy mówią o konieczności sprawdzania zagrożenia wywołanego przez napięcie uziomowe całego układu uziomowego. Wypadkowe rezystancje układów uziomowych wyznaczane mogą być drogą obliczeniową lub pomiarową.
3. Dla prawidłowej oceny zagrożenia przy urządzeniach istniejących i projektowanych konieczne jest stworzenie, w oparciu o układ normalny pracy sieci i długotrwały układ zasilania awaryjnego, zestawienia parametrów zwarcowych poszczególnych ciągów liniowych dla najgorszych warunków zwarcowych.
4. W związku z informacjami o braku zagrożenia porażeniowego na terenie objętym zespólną instalacją uziemiającą, potwierdzonymi w normie [1], konieczne jest jednoznaczne wskazanie ciągów liniowych SN położonych na tym terenie oraz stacji SN/nn należących do tych ciągów.
5. Po zebraniu danych o zagrożeniu porażeniowym z uwzględnieniem wypadkowych rezystancji całych układów uziomowych i danych zwarcowych uwzględniających

rzeczywiste najgorsze warunki zwarciove, będzie możliwe dokładne określenie ilości sieci i urządzeń wymagających poprawy warunków ochrony przeciwporażeniowej.

6. W związku z faktem, iż przy projektowaniu sieci SN pracujących z punktem neutralnym uziemionym przez dławik kompensujący nie był uwzględniany fakt stosowania automatyki dekompensacji, należy dążyć do zastąpienia jej innym układem pozwalającym na selektywne działanie zabezpieczeń (np. wymuszeniem składowej czynnej prądu zwarciovego).
7. Dla stacji WN/SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, z których zasilane są linie napowietrzne i napowietrzno-kablowe, należy w pierwszej kolejności sprawdzić poziom zagrożenia porażeniowego przy tych liniach i stacjach z nich zasilanych. W razie konieczności przeprowadzić analizę możliwości obniżenia wartości wymuszanej składowej czynnej prądu zwarciovego do poziomu $1,2I_C$ lub zmiany układu pracy punktu neutralnego.

7. LITERATURA

- [1] PN-E 05115:2000 Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1kV
- [2] PN-EN 50423-1:2005 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1kV do 45kV. Część 1: Wymagania ogólne. Wspólne specyfikacje
- [3] PN-IEC 60364-4-442:1999. Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed przepięciami. Ochrona instalacji niskiego napięcia przed przejściowymi przepięciami i uszkodzeniami przy doziemieniach w sieciach wysokiego napięcia.
- [4] Norma SEP, N SEP-E-001. Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa
- [5] Praca zbiorowa. Analiza techniczno-prawna metod badania napięć rażeniowych oraz opracowanie metodologii badań i kryteriów kwalifikacji urządzeń w tym zakresie na etapie projektowania i eksploatacji. Tranzex Gliwice 2004r.
- [6] Kujszczyk Sz. Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Warszawa: PWN 1994r.
- [7] Praca zbiorowa. Poradnik Inżyniera Elektryka. WNT Warszawa 2005r.
- [8] Żmuda K. Siwy E, Witek B. Analiza pracy punktów neutralnych dla wybranych stacji 110/SN na terenie GZE S.A. Gliwice. Tranzex Gliwice 2005r.
- [9] Bozigórski A. Analiza stosowanych w praktyce sposobów uziemienia punktu neutralnego sieci średniego napięcia z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej. Materiały konferencyjne Elsaf 2005
- [10] Bozigórski A., Kotlarski W. Koncepcja pracy punktów neutralnych w sieci SN Jeleniogórskich Elektrowni Wodnych. Energoprojekt Katowice 2005

Janusz Oleksa - ENION S.A. Oddział w Krakowie, Zakład Energetyczny Kraków
SEP Oddział w Krakowie, Koło nr 13 przy ZEK

OCHRONA LINII PAS PRZED SKUTKAMI WYŁADOWAŃ ATMOSFERYCZNYCH

1. Wstęp

Niniejszy artykuł został zainspirowany informacją jednego z wykonawców linii napowietrznej w systemie PAS o niewytłumaczalnej awarii, zerwania się przewodów. Miejsce uszkodzenia, pojawiającego się w okresie letnim i w różnych odstępach czasu, występowało w odległości kilku metrów od słupa. Analizując potencjalne źródła uszkodzeń można dojść do wniosku, że jedną z przyczyn awarii można wiązać z wyładowaniami atmosferycznymi i brakiem skutecznej ochrony przeciwprzebiegowej. Dla obrony tego wniosku konieczne będzie wprowadzenie teoretyczne.

2. Wymagania normy N-SEP-E-003

Zgodnie z normą [1] w ramach ochrony przed skutkami przebiegów atmosferycznych wykorzystuje się:

- a) układy łukochronne¹
- b) ograniczniki przebiegów,
- c) iskierniki.

Ograniczniki przebiegów lub iskierniki norma [1] zaleca stosować „w miejscu połączenia linii z przewodami gołymi z linią wykonaną przewodami niepełnoizolowanymi”, natomiast układy łukochronne w głębi linii². Zaznaczyć w tym miejscu należy, że układy łukochronne nie służą do ogólnie pojętej **ochrony przebiegowej** linii, gdyż z reguły **nie sprowadzają ładunku elektrycznego do ziemi** lecz przeznaczone są do wyrównania potencjału między przewodami fazowymi co zapobiega w tej sytuacji upaleniu przewodów poprzez niekontrolowany przebieg łuku elektrycznego (jako jednej z przyczyn awarii). W przypadku linii PAS (tj. z przewodami niepełnoizolowanymi) ma to szczególne znaczenie, gdyż zainicjowany łuk elektryczny - mimo jego natury - nie może „tańczyć” wzdłuż przewodu, a wypływa w punkcie uszkodzenia izolacji, stąd możliwość właśnie upalenia przewodu.

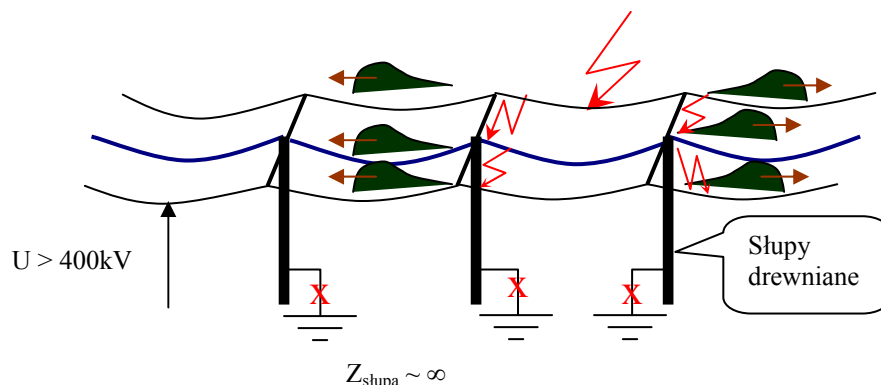
¹ Zgodnie z pkt. 1.3.7 normy [1] Układ łukochronny - elementy metalowe, mocowane na przewodach roboczych i łączone z nimi galwanicznie, tworzące między sobą oraz konstrukcją słupa, nie wymagają uziemienia, odstępów iskrowe, przeznaczone do przejmowania łuku elektrycznego i ochrony przewodu przed rozległym uszkodzeniem.

² zgodnie z pkt. 10.3 „przewody niepełnoizolowane należy chronić przed skutkami łuku, stosując układy łukochronne w następujących miejscach:

- a) na słupach skrzyżowanych, przy drogach i zabudowaniach;
- b) na słupach na granicy terenów niezabudowanego i leśnego oraz słupach zlokalizowanych na wzniesieniu terenu;
- c) na słupach linii prowadzonej w terenie płaskim, niezabudowanym nie rzadziej niż na co trzecim słupie, a w terenie leśnym nie rzadziej niż na co piątym słupie linii;
- d) na słupach odporowych, odporowo-rozgałęźnych i rozgałęźnych linii.

3. Zjawiska przebiegiowe

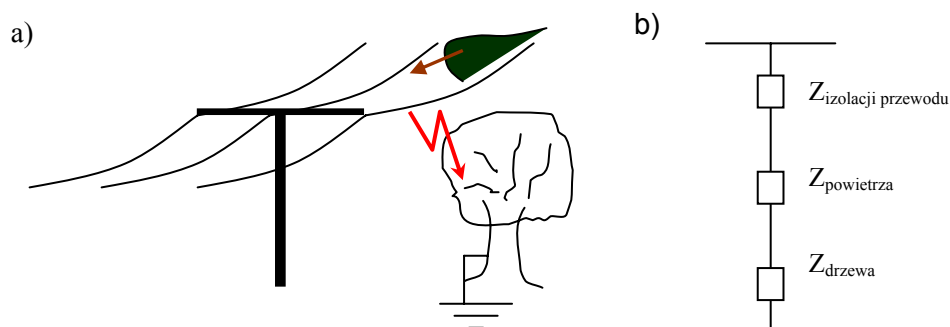
Co się dzieje, gdy w przewód linii uderzy piorun (rys nr 1)? Otóż fala przebiegiowa rozchodzi się w obydwu kierunkach (co ogranicza wstępnie prąd wyładowczy, który może osiągać wartości do 100 kA) szukając słabego punktu izolacji linii aby się rozładować; tymi słabymi punktami są miejsca mocowania przewodów.



Rys. 1. Zjawiska przebiegiowe w liniach napowietrznych SN

Jeśli w miejscu mocowania przewodów są zainstalowane układy łukochronne to nastąpi przebiecie w powietrzu do sąsiednich faz, przy czym w rozważaniach zostanie pominięty przebieg tego zjawiska gdyż inny element odgrywa tutaj istotne znaczenie. W wyniku takiego przeskoku nie dochodzi do rozładowania fali przebiegiowej do ziemi. Skutkiem tego, wzdłuż linii rozchodzi się w dalszym ciągu przebiecie i to o wartości nawet setek kilowoltów – można założyć, że nawet powyżej 400 kV. Po wyrównaniu potencjałów na pierwszym układzie łukochronnym dalsze układy prawdopodobnie nie uczestniczą w tym zadaniu.

Co się stanie gdy na trasie linii rośnie drzewo (rysunek nr 2), którego (często mokre i brudne) konary zbliżają się do przewodów linii?



Rys. 2. Ilustracja przeskoku ładunku z linii na gałęzie drzewa.

Fala przebiegiowa w dalszym ciągu dąży do rozładowania się na najbliższym punkcie o osłabionej izolacji. Czy takim miejscem nie jest przypadkiem punkt zbliżenia przewodów linii do drzewa?

W układzie zastępczym (rysunek nr 2b) mamy do czynienia z trzema elementami impedancyjnymi, związanymi z:

- a) izolacją przewodu linii - ale w odniesieniu do amplitudy fali przepięciowej, nie odgrywa ona w tym przypadku większej roli³,
- b) izolacją przerwy powietrznej między przewodem a drzewem - przy odległościach rzędu 10 – 40 cm,
- c) impedancją drzewa.

W opisanej wyżej sytuacji istnieje duże prawdopodobieństwo, a niemal pewność, że fala przepięciowa rozładowuje się do gałęzi drzew, a w związku z tym, że łuk elektryczny nie może przemieszczać się wzdłuż przewodu (inaczej niż w przypadku przewodów gołych) dochodzi do stopniowego **upalenia się materiału żyły**, po kolejnych wyładowaniach (zdjęcie nr 1), osłabienia miejscowego wytrzymałości mechanicznej, a w konsekwencji do przerywania przewodu.

Zdjęcie nr 1. Przykład uszkodzenia przewodu PAS⁴

a) widok boczny, b) widok z przodu



Kolejną przyczyną upalenia przewodów może być miejscowe osłabienie izolacji spowodowane zawieszonymi na przewodach gałęziami. W związku z tym, że przewody linii PAS nie mają pełnej izolacji dochodzi w miejscu zetknięcia się gałęzi z izolacją przewodów do zakłócenia rozkładu pola elektrycznego i zainicjowania wyładowań niezupełnych. Aczkolwiek wydaje się, że nie jest to powodem wyraźnego osłabienia izolacji, którego skutkiem miałyby być przebicie izolacji w krótkim czasie gdyż z doświadczeń eksploatacyjnych znamy wiele przypadków drzew powalonych przez śnieg lub silny wiatr na linię PAS, która przez wiele miesięcy pracuje bezawaryjnie. W tym przypadku potencjalne uszkodzenie izolacji można ponownie wiązać ze zjawiskami przepięciowymi gdyż leżąca na linii gałąź stanowi mostek o niskiej impedancji, co w przypadku pojawienia się fali przepięciowej o różnej amplitudzie na poszczególnych fazach⁵ prowadzi do przebicia izolacji przewodów.

³ zgodnie z punktem B5 zał. B normy [1] „w przypadku badania przewodów jednożyłowych wartość probierczego napięcia przemienneo o częstotliwości 50 Hz powinna wynosić 12 kV”. Norma [1] nie wymaga badania przewodów na wytrzymałość udarową piorunową izolacji.

⁴ Zdjęcia udostępnione przez Pana Stanisława Górkę,

⁵ Różnice amplitud fali przepięciowej na poszczególnych fazach można wiązać np. z ochroną przepięciową linii realizowaną za pomocą odgromników OWS – znanych jest wiele przypadków braku pojedynczego odgromnika OWS po wyładowaniach atmosferycznych o większej energii lub przy niewłaściwym montażu i eksploatacji.

W omówionych powyżej przypadkach czas trwania zwarcia może wynosić około 0,5 - 1 sekundy, tj. do czasu zadziałania urządzeń automatyki zabezpieczeniowej lecz jest to na tyle czas długi aby w znacznym stopniu osłabić wytrzymałość mechaniczną przewodów.

4. Ocena ochrony linii PAS przed skutkami wyładowań atmosferycznych.

Opisany w artykule przypadek może uwzględniać najbardziej niekorzystny układ, tj. uderzenie pioruna w linię PAS (a nie w linię gołą) przy wykonaniu podbudowy linii na słupach drewnianych (a nie żelbetowych) z zastosowaniem układów łukochronnych (a nie ograniczników przepięć). Lecz nawet w przypadku linii na podbudowie żelbetowej, poziom przepięć może osiągnąć wartość znacznie powyżej 150 kV dla linii 15kV, tj. wartość, która może prowadzić do ponownych zapłonów łuku elektrycznego, w przypadku gdy piorun uderza w linię gołą, a występuje zbliżenie do gałęzi drzew do przewodów PAS.

Narzuca się więc wniosek, że stosowanie układów łukochronnych bez ich uziemiania skutkuje zbyt dużym poziomem przepięć, niebezpiecznym dla izolacji przewodów i trwałości materiału żył. Czas więc zastanowić się nad szerszym stosowaniem ograniczników przepięć lub iskierników lecz **z obowiązkową realizacją uziemienia**, gdyż nie uziemione elementy układu łukochronnego powodują te same problemy jak wykazane wyżej.

W przypadku zastosowania iskierników uziemionych lub ograniczników przepięć amplituda fali przepięciowej zostaje ograniczona dzięki dodatkowemu odprowadzeniu ładunku do ziemi do poziomu zdecydowanie niższego. Warto też przypomnieć, że stosowanie urządzeń łukochronnych ma swoje uzasadnienie w terenach o podłożu skalnym i bardzo suchym, dla których rozproszczenie ładunku fali przepięciowej do ziemi jest nieefektywne (zbyt duża rezystywność gruntu) lecz nie w przypadku gruntów o dobrej rezystywności gruntu.

5. Podsumowanie

Oceniając zagrożenie wynikające z wyładowań atmosferycznych należy stwierdzić:

- a) dopuszczenie do rezygnacji z uziemienia układów łukochronnych 4) należy zastąpić obowiązkiem ich realizacji,
- b) wykonanie linii napowietrznych w technologii PAS nie zwalnia z obowiązku wykonywania zabiegów eksploatacyjnych, w szczególności wycinki podrośnięć oraz wycinki gałęzi wraz z ich usuwaniem z przewodów linii.

Powyższe ma jeszcze jedno szczególne znaczenie ze względu na fakt, że **w wyniku zerwania przewodu PAS rezystancja (impedancja) zwarcia jest zdecydowanie ograniczona** w miejscu kontaktu przewodu z ziemią w porównaniu z warunkami zwarcia w przypadku zerwania przewodów gołych.

Literatura

- [1] N SEP-E-003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi.
- [2] PN-E-05100-1:1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.

Irena Kuczkowska - PSE-Operator S.A.

PN-EN 50341-1 - NOWA NORMA, NOWE PODEJŚCIE

W roku 2001 ukazała się norma europejska EN-50341-1 „Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV. Part 1: General requirements – Common specifications”. Norma ta została opracowana jako zbiór zasad ogólnych projektowania linii napowietrznych, wspólny dla wszystkich krajów, będących członkami Unii Europejskiej. Normę EN-50341-1 można stosować tylko i wyłącznie z załącznikami krajowymi, w których dokonany jest wybór podejścia do projektowania, określone są współczynniki, oddziaływania klimatyczne uwzględniane w danym kraju i inne parametry niezbędne do zaprojektowania linii. Wymagania określone w załącznikach krajowych muszą się mieścić w ramach swobody, określonych ściśle w EN 50341-1.

W roku 2002 norma EN-50341-1 została ustanowiona przez Polski Komitet Normalizacyjny jako norma polska PN-EN 50341-1 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne”. Spis krajów, które opracowały załącznik krajowy znajduje się w części 2, tj. PN-EN 50341-2, zaś treść wszystkich załączników krajów europejskich znajduje się w części 3 tj. PN-EN 50341-3. Załączniki krajowe opracowało do tej pory 19 krajów. Polskiego załącznika krajowego nie można niestety znaleźć w PN-EN 50341-3.

Wprowadzenie normy PN-EN 50341-1 zostało poprzedzone wycofaniem normy PN-E-05100-1:1998 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi”. Norma ta (wraz z jej wcześniejszymi wydaniem) obowiązywała w Polsce przez ok.40 lat oraz odwoływała się do bardzo wielu norm związanych. W związku z planowanym wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, Polski Komitet Normalizacyjny rozpoczął już kilka lat wcześniej proces dostosowywania polskich norm do norm europejskich, który polegał na wycofaniu wszystkich norm polskich sprzecznych w jakimkolwiek zakresie z normami europejskimi oraz na ustanowieniu w ich miejsce odpowiednich norm europejskich jako norm polskich. W zakresie linii napowietrznych zostało zmienionych bardzo wiele norm związanych z projektowaniem, jeszcze przed wycofaniem normy PN-E-05100-1:1998. Pewien istotny wyjątek w tym względzie stanowią normy związane z projektowaniem konstrukcji wsporczych i fundamentów - w tym zakresie normy europejskie są jeszcze w trakcie opracowania i dopiero po ich wydaniu zostaną one przyjęte jako normy polskie.

Wycofanie normy PN-E-05100-1:1998 w roku 2002 wprowadziło pewne zamieszanie w środowisku technicznym. Norma PN-E-05100-1:1998 dotyczyła bowiem linii całego zakresu napięć, zaś ustanowiona norma PN-EN 50341-1 dotyczy tylko i wyłącznie linii o napięciach powyżej 45 kV, a ponadto nie można z niej korzystać bez załącznika krajowego. Ponadto norma ta została wprowadzona w 2002 roku metodą uznaniową czyli opracowano polską okładkę, zaś treść dostępna była przez pierwsze 3 lata tylko i wyłącznie w języku angielskim. Powstała zatem pewna luka w zakresie norm dotyczących projektowania linii. Pierwszym krokiem było przetłumaczenie normy PN-EN 50341-1 na język polski. Tłumaczenie zostało wykonane w 2004 roku z inicjatywy PSE S.A. Projekt został przekazany do Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, który przeprowadził ankietyzację, dokonał opracowania redakcyjnego i w roku 2005 wprowadził normę PN-EN 50341-1 w języku polskim. W tym samym czasie inicjatywę opracowania polskiego załącznika do PN-EN

50341-1 podjęło PTPiREE. Została powołana grupa robocza złożona z przedstawicieli Zakładów Energetycznych i PSE S.A., której zadaniem był nadzór nad opracowaniem załącznika. Zadanie opracowania załącznika polskiego powierzono Energoprojektowi Kraków. Dodatkowo PSE S.A. zleciło 4 koreferaty osobom i firmom, które dotyczyły zakresu projektowania konstrukcji wsporczych, fundamentów, uziemień i ochrony przeciwporażeniowej. Opinię do załącznika przedstawił również zespół roboczy PTPiREE. Projekt załącznika został przekazany przez PTPiREE do PKN w ubiegłym roku. Zajmuje się nim NKP nr 80 ds. Ogólnych w liniach napowietrznych. Aktualnie projekt znajduje się na etapie ankietyzacji, zgodnie z procedurami Polskiego Komitetu Normalizacji (13 maja br. upłynął termin zgłaszania uwag w ramach ankiety adresowanej). Zanim zostanie oficjalnie uznany za załącznik polski i dołączony do PN-EN 50431-3, musi być przetłumaczony na język angielski i przekazany do CENELEC-u (Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego), który dokona jego formalnej weryfikacji i wprowadzi go do normy EN 50341-3 jako kolejny załącznik krajowy z odpowiednim oznaczeniem.

Norma PN-EN 50341-1 różni się bardzo istotnie od normy PN-E-05100-1. Norma EN-50341-1 jest bardzo obszerna objętościowo oraz poświęca wiele miejsca zagadnieniom, które można ogólnie określić jako „pryncypia projektowania linii napowietrznej” oraz sposobowi dobierania elementów linii. W tym względzie ma charakter podręcznika bądź przewodnika – norma wyjaśnia szczegółowo zasady projektowania i doboru elementów linii. Zgodnie z powszechną praktyką stosowaną w wielu krajach europejskich, autorzy normy założyli, że inwestor zamierzający wybudować linię opracuje tzw. specyfikację projektową, w której szczegółowo opisz swoje wymagania w zakresie niezawodności, odporności na awarie kaskadowe, zapewnienia bezpieczeństwa publicznego, trwałości, estetyki, oddziaływania na środowisko itp. Wymagania te muszą być podane w formie parametrów, współczynników, wartości kryterialnych itp. W związku z powyższym w wielu miejscach norma nie podaje wymagań, ale odsyła wprost do specyfikacji projektowej bądź do załącznika krajowego. Norma pozwala zatem inwestorowi na optymalizację projektu linii, dopasowanie go do swoich potrzeb i uwzględnienie rolę linii w systemie elektroenergetycznym. Jest oczywiste, że korzystanie z tych możliwości wymaga niemałej wiedzy technicznej. Norma PN-EN 50341-1 wprowadza zatem nie tylko duże zmiany w zasadach projektowania linii, ale również i w sposobie zamawiania tego projektu przez inwestora. To samo dotyczy norm związanych, podających wymagania dla izolatorów, osprzętu i przewodów – odsyłają one w wielu miejscach do specyfikacji zamawiającego. W tym względzie najbardziej specyficzne są normy dotyczące osprzętu, które sprawiają wrażenie bardziej pracy naukowej niż normy, pozostawiając większość parametrów i wymagań do decyzji zamawiającego lub wcześniejszemu uzgodnieniu pomiędzy dostawcą a zamawiającym. Podejście takie jest typowe dla norm europejskich i dla czytelnika polskiego, przywykłego do tradycyjnych norm polskich, w których podane były wszystkie istotne parametry i wymagania, taka redakcja norm może być pewnym zaskoczeniem.

Najbardziej trudnymi do zrozumienia w normie PN-EN 50341-1 są rozdziały poświęcone podejściu ogólnemu (statystycznemu) w zakresie projektowania mechanicznego linii oraz podejściu probabilistycznemu (statystycznemu) w zakresie koordynacji izolacji i wyznaczania odstępów izolacyjnych. Podejścia te są oparte na probabilistycznej teorii niezawodności i do ich zrozumienia wymagana jest pewna znajomość rachunku prawdopodobieństwa i statystyki. Norma nie wymusza jednak stosowania tych podejść, chociaż je dokładnie opisuje i podkreśla ich zalety. Zapisy normy umożliwiają stosowanie podejścia empirycznego do projektowania linii, czyli zbliżonego do tradycyjnie stosowanego w Polsce wg PN-E-05100-1.


Wybór podejścia musi być dokonany w załączniku krajowym. Projekt polskiego załącznika przewiduje podejście empiryczne w zakresie projektowania mechanicznego oraz dopuszcza zarówno podejście probabilistyczne jak i empiryczne w zakresie określania odstępów izolacyjnych.

Norma PN-EN 50341-1 dotyczy w zasadzie projektowania nowych linii. Jednak podobnie jak poprzednia norma PN-E-05100-1, będzie miała praktyczne zastosowanie przy uzgadnianiu nowych obiektów krzyżowanych przez linie lub w zbliżeniu do linii. Norma PN-E-05100-1 zawierała szeroki opis wymagań w tym zakresie, natomiast zapisy normy PN-EN 50341-1 są w tej mierze bardziej lakoniczne. Zostaną one rozszerzone w polskim załączniku. Należy jednak zwrócić uwagę na istotną zmianę w tym zakresie – sposób wykonywania obostrzeń wg PN-EN 50341-1 jest różny niż wg PN-E-05100-1. Norma PN-EN 50341-1 ma w tym zakresie łagodniejsze wymagania i nie przewiduje np. stosowania słupów skrzyżowaniowych. Wynika to z faktu, że norma PN-EN 50341-1 stawia zasadniczo wyższe wymagania mechaniczne odnośnie do konstrukcji wsporczych (i ogólnie do bezpieczeństwa oraz niezawodności linii) niż norma PN-E-05100-1 i nie jest uzasadnione przenoszenie wszystkich wymagań z normy PN-E-05100-1 do normy PN-EN 50341-1 w zakresie sposobu wykonania obostrzeń oraz listy obiektów, których krzyżowanie wymaga zastosowania obostrzeń w linii. Ponadto norma PN-EN 50341-1 stawia pewne wymagania odnośnie koordynacji wewnętrznych i zewnętrznych odstępów izolacyjnych linii, których nie było w normie PN-E-05100-1. Oba wymienione aspekty sprawiają, że uzgadnianie wg PN-EN 50341-1 (wraz z załącznikiem krajowym) nowych obiektów w sąsiedztwie linii wybudowanych wg poprzednich norm może być trudne i dyskusyjne.

Pełnej oceny zmian, jakie w zakresie linii napowietrznych o napięciu powyżej 45 kV, spowodowało wprowadzenie normy europejskiej w zakresie projektowania linii, można będzie dokonać po wprowadzeniu polskiego załącznika krajowego. Najwcześniej może to nastąpić w 2007 roku. Do tego czasu nie ma praktycznie możliwości korzystania z normy PN-EN 50341-1, pomimo, że figuruje ona w spisie norm aktualnych.

Jerzy Bielecki - Instytut Energetyki


WYMAGANIA DOTYCZĄCE IZOLATORÓW

 III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Jerzy Bielecki
Instytut Energetyki, Warszawa

**IZOLATORY
ELEKTROENERGETYCZNE
WYMAGANIA TECHNICZNE
i FORMALNE**

Jaworze 25-26 maja 2006 r.

 III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

IZOLATOR (definicja wg PN-E-02051:2002)

układ konstrukcyjny przeznaczony
do mechanicznego mocowania
i elektrycznego izolowania elementów
osprzętu elektrycznego lub przewodów,
między którymi występuje różnica
potencjałów





III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Inne (umowne) kryterium klasyfikacji izolatorów

Według zastosowania (przeznaczenia w eksploatacji):

- LINIOWE
- WSPORCZE
- PRZEPUSTOWE
- OSŁONOWE



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Wyróżnia się również

Izolatory niskonapięciowe lub
izolatory nn

**izolatory przeznaczone do stosowania
w urządzeniach lub sieciach
elektroenergetycznych o znamionowym napięciu
przemiennym nie przekraczającym 1 000 V**

*Zwykle przyjmuje się, że izolator przeznaczony do stosowania
w sieciach prądu stałego o znamionowym napięciu nie
przekraczającym 1 500 V jest również izolatorem
niskonapięciowym.*



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Izolatory wysokonapięciowe lub
izolatory WN

**izolator przeznaczony do stosowania
w urządzeniach lub sieciach
elektroenergetycznych o znamionowym
napięciu przemiennym
wyższym niż 1 000 V**

*Zwykle przyjmuje się, że izolatory wysokonapięciowe stosuje się
w sieciach prądu stałego o znamionowym napięciu wyższym niż
1 500 V.*



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

W praktyce spotyka się jeszcze następujące określenia:

- a) izolator średniego napięcia (izolator SN) - izolator przeznaczony do sieci o znamionowym napięciu do 60 kV;
- b) izolator najwyższych napięć (izolator NN) – izolator przeznaczony do sieci o znamionowym napięciu równym lub większym niż 400 kV.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Istniejące dokumenty zawierające wymagania z zakresu izolatorów elektroenergetycznych nie są aktami prawnymi.

Do dokumentów tych należą m.in.:

- **NORMY** (krajowe, zagraniczne, europejskie, międzynarodowe)
- **INNE DOKUMENTY NORMALIZACYJNE** (np. Wytyczne SEP)
- **ZALECENIA „BRANŻOWE”** (np. wyd. PTPiREE)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Norma, jako powszechnie przyjęty (uzgodniony) i ogólnie dostępny dokument, jest bardzo wygodny do wzajemnego stosowania zarówno przez *nabywcę* jak i *dostawcę* (towaru, usługi itp.).

Ugruntował się również słuszny pogląd, że stosowanie norm jest warunkiem koniecznym zapewnienia jakości.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Natomiast niestosowanie istniejących norm może mieć bardzo przykre konsekwencje, gdyż każdorazowo wymaga dwustronnego (*nabywca-dostawca*) poszukiwania i uzgodnienia płaszczyzny porozumienia oraz opracowania nowych dokumentów odniesienia, a to nie pozostaje bez wpływu, przede wszystkim, na cenę wyrobu czy usługi.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Nasuwa się także pytanie, czy stosując wyłącznie znormalizowane wymagania osiągniemy już wszystkie oczekiwane efekty?

Otóż coraz częściej spotka się, a nawet dąży do tego, aby np. określony wyrób posiadał jeszcze wiele innych, **nieznormalizowanych** lecz **oczekiwanych**, a przy tym sprawdzonych właściwości, czyniących go bardziej atrakcyjnym, a tym samym i konkurencyjnym na rynku.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Do najważniejszych norm z zakresu ceramicznych izolatorów liniowych należą m.in.:

PN-EN 60383-1:2005 (idt IEC 60383-1:1993)

Izolatory do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej 1 kV – Część 1. Ceramiczne i szklane izolatory do sieci prądu przemiennego – Definicje, metody badań i kryteria oceny wyników

PN-EN 60433:2001 (idt IEC 60433:1998)

Izolatory do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej 1000 V – Izolatory ceramiczne do sieci prądu przemiennego – Właściwości izolatorów długopniowych (są również Wytyczne stosowania tej normy w formie dokumentu SEP-PKN z 2001 r.)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Do najważniejszych norm z zakresu kompozytowych izolatorów liniowych należą m.in.:

PN-EN 61466-1:1999 (idt IEC 61466-1:1997)

Izolatory kompozytowe wiszące do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej 1000 V –

Część 1. Znormalizowane klasy wytrzymałości i rodzaje złączy

PN-EN 61466-2:2002 (idt IEC 61466-2:1998+A1:2002)

Izolatory kompozytowe wiszące do linii napowietrznych o znamionowym napięciu powyżej 1000 V –

Część 2. Wymiary i właściwości elektryczne

PN-IEC 61109:1999 (idt IEC 61109:1992+A1:1995)

*Izolatory kompozytowe do linii napowietrznych prądu przemiennego o znamionowym napięciu powyżej 1000 V –
Definicje, metody badań i kryteria odbioru*



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Wymagania elektryczne dla izolatorów są określone przez znamionowe poziomy wytrzymałości elektrycznej przyjmowane zgodnie z zasadami koordynacji izolacji.

Znormalizowane znamionowe poziomy izolacji dla zakresu średnich napięć i 110 kV podano w normie

PN-EN 60071-1:1999 + Ap1:2001

(idt IEC 60071-1:1993)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Ze względu na narażenia elektryczne, najważniejszym wymiarem jest odległość między krawędziami okuć, czyli *odstęp izolacyjny* (w izolatorach przebijalnych także grubość ścianki).

Jednak o wytrzymałości elektrycznej izolatora w warunkach eksploatacji (zabrudzenia, deszcz, mgła, oblodzenie itp.) decyduje również średnica, kształt i wzajemne położenie kloszy, a także materiał, z którego wykonano część izolacyjną.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Zagadnienia doboru izolatorów do eksploatacji w warunkach zabrudzeń są ujęte w dwóch polskich normach:

PN-E-06303:1998

Narażenie zabrudzeniowe izolacji napowietrznej i dobór izolatorów do warunków zabrudzeniowych

oraz

PN-IEC 815:1998

Wytyczne doboru izolatorów do warunków zabrudzeniowych

Jak podano w przedmowie do **PN-E-06303**, zawarte w niej wymagania dotyczące dróg wpływu przy doborze izolatorów do określonej strefy zabrudzeniowej są ostrzejsze niż w normie **PN-IEC 815**.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Jedną z najważniejszych właściwości izolatora jest jego wytrzymałość mechaniczna.

Dotychczasowe znormalizowane wymagania dotyczą tzw. wytrzymałości statycznej, czyli odporności na stałe w czasie obciążenie o określonej wartości.

W eksploatacji takie obciążenia pochodzą głównie od naciągu i ciężaru przewodów oraz osprzętu.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Pod względem mechanicznym decydującym wymiarem jest średnica pnia lub rdzenia pełnopniowych izolatorów liniowych i wsporczych, zaś w kołpakowych izolatorach liniowych – grubość ścianki części ceramicznej oraz wymiary wnęki i „głowy”.

W izolatorach osłonowych zwykle dochodzi jeszcze wytrzymałość na ciśnienie wewnętrzne.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Zasady doboru izolatorów ze względu na obciążenia mechaniczne podano w normie

PN-88/E-06313***Dobór izolatorów liniowych i stacyjnych pod względem wytrzymałości mechanicznej***

W normie podano składniki obciążenia i współczynniki bezpieczeństwa dla poszczególnych rodzajów izolatorów.

W praktyce dość często występują złożone stany obciążeń, stąd dla niektórych izolatorów należy uwzględnić jeszcze inne parametry wytrzymałościowe (np. skręcanie).

W obecnej normie **PN-EN 50341-1:2005** dobór izolatorów liniowych pod względem wytrzymałości mechanicznej ujęto w nieco inny sposób, choć zapewniający dotychczasowy współczynnik bezpieczeństwa. Po ukazaniu się do niej załącznika krajowego, normę **PN-88/E-06313** należałoby w tym zakresie znowelizować.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Dla ceramicznych izolatorów liniowych zaleca się, aby

- **wymiary złączy gniazdowych**
były zgodne z wymaganiami podanymi w normie **PN-IEC 60120:1997**
- **wymiary złączy widlastych**
były zgodne z wymaganiami podanymi w normie **PN-87/E-92417**.
- **zawlecзки złączy gniazdowych**
spełniały wymagania podane w **PN-EN 60372:2005**.



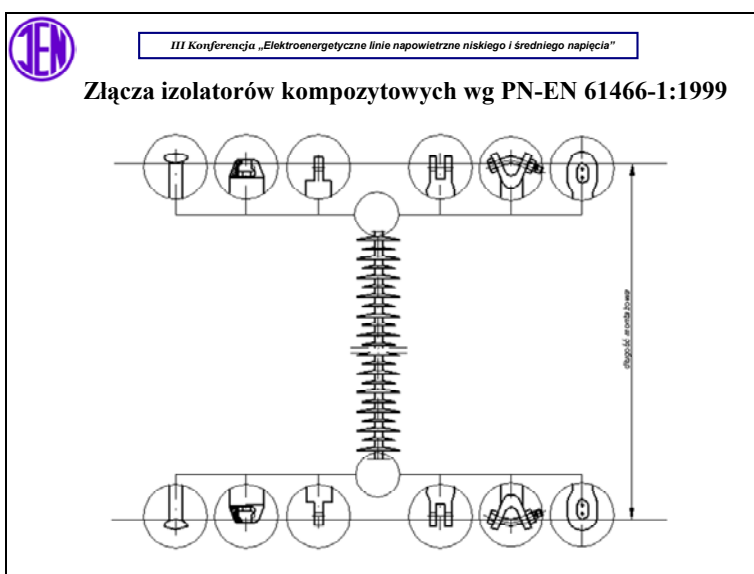
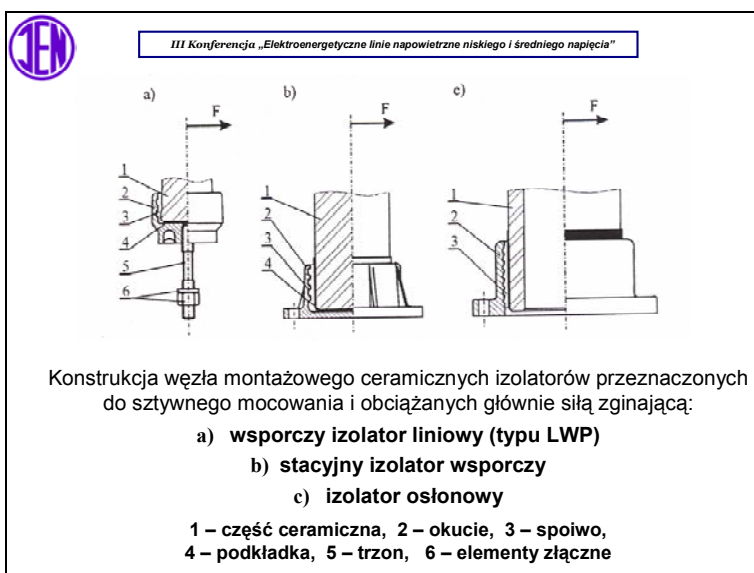
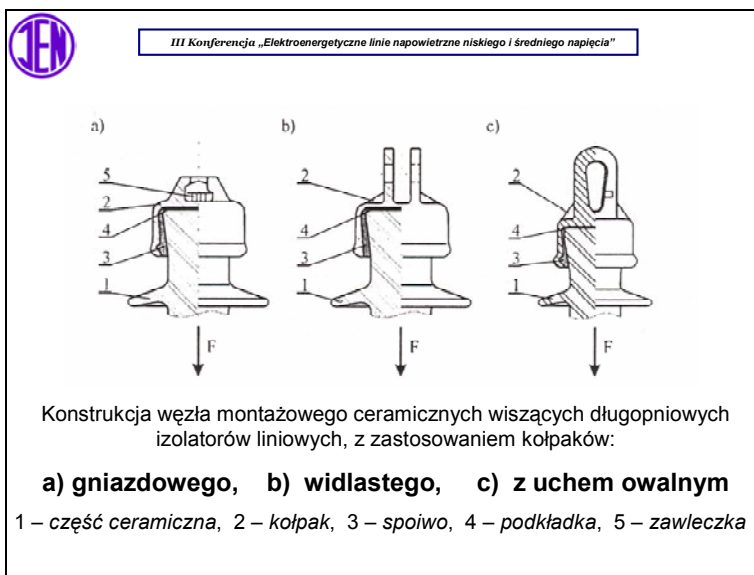
III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Kołpaki długopniowych izolatorów ceramicznych wykonuje się według wymagań zawartych w **PN-91/E-92415**.

Okucia liniowych izolatorów kompozytowych nie są znormalizowane; wymagania normalizacyjne dotyczą jedynie wymiarów złączy.

Okucia ceramicznych i żywicznych izolatorów wsporczych powinny odpowiadać wymaganiom podanym w **PN-IEC 60273:2003**.

W dokumentacji technicznej podaje się rodzaj zastosowanego na okucia materiału oraz sposób zabezpieczenia antykorozyjnego.





III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Czynniki decydujące o trwałości izolatora:

materiał, z którego wykonano część izolacyjną
grubość pnia lub rdzenia części izolacyjnej
kształt powierzchni części izolacyjnej
węzeł montażowy
okucia i złącza
osprzęt
warunki eksploatacji



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Wysokonapięciowe izolatory ceramiczne wytwarza się obecnie prawie **wyłącznie z tworzyw wysokoglinowych**, choć normy przewidują do tego celu cztery podstawowe rodzaje porcelany elektrotechnicznej:

- a) porcelanę krzemionkową **C110**
- b) porcelanę na bazie krystobalitu **C112**
- c) porcelanę wysokoglinową **C120**
- d) porcelanę wysokoglinową **C130**



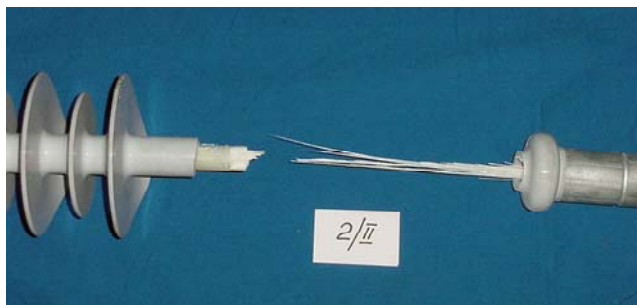
III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Oprócz stałych sił rozciągających, na izolator w linii działają również (*spowodowane głównie wiatrem*) drgania przewodu.

Wpływ takich drgań na trwałość izolatorów jest sprawą stosunkowo nową (***problem wytrzymałości izolatorów przy obciążeniach zmiennych***), stąd niewielka liczba źródeł i publikacji zagranicznych omawiających to zagadnienie.



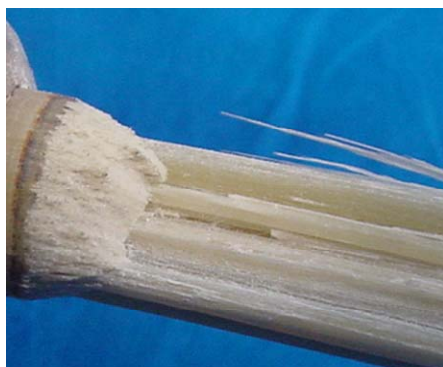
III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”



Fragment kompozytowego izolatora liniowego zniszczonego w próbie obciążeniem cyklicznym na maksymalnym poziomie 50 % SML
(widoczna rozerwana osłona i rozwarstwiony rdzeń w pobliżu krawędzi dolnego okucia)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”



Fragment kompozytowego izolatora liniowego zniszczonego w próbie obciążeniem cyklicznym na maksymalnym poziomie 60 % SML



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Zwykle normalizuje się następujące
właściwości izolatorów ceramicznych:

właściwości elektryczne

- znamionowe napięcie wytrzymywane udarowe piorunowe
- znamionowe napięcie wytrzymywane przemienne o częstotliwości sieciowej, na sucho lub w deszczu
- prąd znamionowy (dla przepustów)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

normalizowane właściwości mechaniczne izolatorów ceramicznych:

- znamionowa wytrzymałość na rozciąganie (izolatory wiszące)
- znamionowa wytrzymałość na zginanie (izolatory typu wsporcze i przepusty)
- znamionowa wytrzymałość na skręcanie (głównie izolatory wsporcze)
- znamionowa wytrzymałość na ciśnienie wewnętrzne (osłony)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

normalizowane wymiary izolatorów ceramicznych

- wysokość (długość) całkowita (wraz z tolerancją)
- minimalna znamionowa droga upływu
- maksymalna znamionowa średnica części izolacyjnej
- maksymalna znamionowa średnica górnego okucia (wsporcze wewnętrzne)
- wielkość gwintowanego otworu w górnym okuciu (wsporcze wewnętrzne)
- maksymalna znamionowa średnica dolnego okucia (wsporcze wewnętrzne)
- wielkość gwintowanego otworu w dolnym okuciu (wsporcze wewnętrzne)
- wymiary dodatkowych otworów w okuciu górnym lub dolnym (wsporcze)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

normalizowane wymiary izolatorów ceramicznych c.d.

- średnica koła podziałowego otworów w górnym okuciu (wsporcze)
- średnica koła podziałowego otworów w dolnym okuciu (wsporcze)
- wymiary złączy (kołpaki izolatorów wiszących)
- średnica otworu przelotowego w części ceramicznej (przepusty, osłony)

Inne wymiary (często zależne od wymiarów znormalizowanych) ustala się (oblicza) w trakcie projektowania izolatora. Wszystkie wymiary podaje się w dokumentacji technicznej. W dokumentacji wskazuje się również wymiary podlegające sprawdzeniu w ramach poszczególnych badań. Zaleca się, aby sprawdzać co najmniej wszystkie wymiary znormalizowane.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Oprócz znormalizowanych właściwości izolatorów (najczęściej podawanych w katalogach wytwórców i sprawdzanych znormalizowanymi metodami w ramach określonych rodzajów badań) można określić właściwości dodatkowe (np. oczekiwane przez nabywcę).

Przykładowo można tu wskazać:

- **rzeczywiste napięcia wytrzymywane lub przeskoku** (przemienne lub uderowe)
- **obciążenia niszczące** (wytrzymałość rzeczywista) uzyskiwane w próbach wytrzymałości mechanicznej w badaniach typu lub kontrolno-odbiorczych
- **charakterystyki zabrudzeniowe** (szczególnie dla długopniowych izolatorów liniowych)
- **wytrzymałość przy obciążeniach cyklicznych**



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Izolatory – **zarówno ceramiczne, jak i kompozytowe** – przed przekazaniem użytkownikowi poddaje się wszechstronnym, nieraz bardzo skomplikowanym **badaniom**, których **zakres i program** jest zazwyczaj podany w normach lub w innych, przeważnie uzgodnionych między nabywcą a dostawcą, dokumentach normatywnych (instrukcje, wytyczne itp.).

Celem wszystkich badań jest kompleksowe sprawdzenie, **czy izolatory spełniają wymagania**. Szczególną uwagę zwraca się na **wytrzymałość mechaniczną**, której wartość, rozrzut i zapas ocenia się zwykle za pomocą metod statystycznych.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Rozróżnia się trzy podstawowe rodzaje badań izolatorów:

- **badania wyrobu** (*routine tests*),
- **badania kontrolno-odbiorcze** (*sample tests*),
- **badania typu** (*type tests*).

oraz

badania specjalne

Kolejność wykonywania powyższych badań ma istotne uzasadnienie.

Badania wyrobu w zasadzie należą do procesu technologicznego i wykonuje się je na każdym izolatorze.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Do **specjalnych badań izolatorów** zalicza się m.in.:

- **badania konstruktorskie** (zwłaszcza izolatory kompozytowe)
(przy opracowywaniu nowej konstrukcji lub sprawdzaniu wskazanych właściwości izolatora), czy też
- **badania prototypów** (w fazie przedprodukcyjnej).

Celem takich badań jest uzyskanie pełniejszej informacji o właściwościach danego izolatora, możliwość zagwarantowania wyższych parametrów, a tym samym przedstawienie atrakcyjniejszej oferty.

Można również wykonywać inne próby na specjalne życzenie klienta.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Planując zakup izolatorów zaleca się opracować odpowiednią specyfikację techniczną, która powinna zawierać nie tylko oczekiwane parametry techniczne dotyczące samych izolatorów, ale także przewidywane warunki przyszłej ich eksploatacji, formalne wymagania realizacji zamówienia, zakres uzgodnień oraz sposoby sprawdzania i potwierdzania deklarowanych właściwości.



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

Specyfikacja techniczna nabywcy powinna zawierać przede wszystkim:

- 1) **Zakres stosowania specyfikacji:**
tj. grupa, rodzaj lub typ izolatorów



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

2) Ogólne uwarunkowania formalne:

- nabywca i jego status
- podstawowe normy lub inne, podlegające uzgodnieniu, dokumenty normalizacyjne
- oczekiwane ogólne warunki realizacji zamówienia i sposób sporządzania kontraktu
- ogólny cel zakupu izolatorów (np. do zamontowania w aparacie elektrycznym)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

3) Przewidywane warunki eksploatacji:

- parametry techniczne sieci (najwyższe napięcie robocze, częstotliwość, wysokość zainstalowania itp.)
- oddziaływanie czynników atmosferycznych (np. graniczne temperatury, maksymalna prędkość wiatru, poziom zanieczyszczeń terenu itp.)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

4) Główne właściwości izolatora:

- znamionowe napięcia wytrzymywane
- znamionowe prądy (dla przepustów)
- wytrzymałość mechaniczna



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

5) Dopuszczalny poziom zakłóceń elektrycznych:

- sposób ograniczania wyładowań niezupełnych (np. dla przepustów)



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

6) Wymagania konstrukcyjne:

- wariant wykonania
- główne wymiary, tolerancje wymiarów, odchyłki położenia i kształtu, droga upływu
- węzeł montażowy
- okucia
- cechowanie



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

7) Dokumentacja, atesty, certyfikaty, badania:

- zawartość dokumentacji technicznej
- oczekiwane dokumenty stwierdzające spełnienie wymagań
- uzgodnienie programu i zakresu badań
- zapisy i protokoły badań
- zakres zaangażowania nabywcy w badania



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

- 8) System zapewnienia jakości i kontrola jakości:
 - oczekiwania nabywcy
 - zakres dokumentów jakości przedstawiany przez dostawcę
- 9) Sposób pakowania i transportu oraz warunki odbioru dostawy
- 10) Gwarancje



III Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia”

*.... dziękuję
Państwu
za
uwagę*

Marek Rewoliński – ENEA SA Oddział w Bydgoszczy

PROBLEMY ZWIĄZANE Z INWESTYCJAMI LINIOWYMI NA CUDZYCH NIERUCHOMOŚCIACH

Przemiany społeczno-gospodarcze w Polsce na przestrzeni ostatnich 17 lat przyniosły znaczącą zmianę stosunku do prawa własności. Uwłaszczono przedsiębiorstwa państwowe poprzez przyznanie im z mocy przepisów prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych oraz akcesoryjnej z tym prawem własności budynków i budowli na tych nieruchomościach. Uregulowano kwestie możliwości nabycia przez zasiedzenie tak własności jak i służebności poprzez odpowiednie skrócenie okresów. Zlikwidowano fundamentalną w ustroju minionym i zupełnie nieprzystającą do gospodarki rynkowej zasadę jednolitej własności państwowej, która sprawiała, że całe mienie, zwane przed tym momentem „społecznym” należało do państwa. W dalszej konsekwencji zresztą niemal zanikła forma prawna jakim jest przedsiębiorstwo państwowe – osoba prawna, której kształt i zasady funkcjonowania reguluje ustawa z dnia 25 września 1981 r. o przedsiębiorstwach państwowych (t. jedn. Dz. U. z 2002 r. nr 112, poz. 981 z późn. zm.).

Najogólniej i właściwie tytułem wprowadzenia należy podkreślić, że aktualni obowiązujące regulacje prawne ściśle prawo własności chronią i definiują jego treść. Art. 21 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej wyraźnie podkreśla, że Rzeczpospolita chroni własność i prawo dziedziczenia, zaś w ust. 2 wskazuje, że wywłaszczenie jest możliwe (na podstawie ustawy), o ile następuje na cele publiczne i jednocześnie za słusznym odszkodowaniem. Cele publiczne definiowane są ściślej w przepisach rangi ustawowej. Za przykład niech służy ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (t. jedn. Dz. U. z 2004 r. nr 261, poz. 2603 z późn. zm.), która wśród celów takich wymienionych w 14 punktach art. 6, w punkcie 2 mówi o budowie i utrzymaniu ciągów drenażowych, przewodów i urządzeń służących do przesyłania płynów, pary, gazów i energii elektrycznej, a także innych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń. Ta sama ustawa definiuje wysokość odszkodowania za wywłaszczenie nieruchomości i sposób jego ustalenia. Ponadto wśród wolności i praw obywatelskich w art. 64 Konstytucji RP podkreślono prawo każdego człowieka do posiadania własności, równość dla wszystkich ochrony tego prawa i możliwość jego ograniczenia tylko w sposób, który istoty prawa własności nie naruszy. Norma ta jest o tyle istotna, że Konstytucja, w myśl hierarchii źródeł powszechnie obowiązującego prawa z niej właśnie wynikających, wyznacza jako ustawa zasadnicza granice i kryteria regulacji, które winny być spełniane przez akty niższego rzędu.

W dzisiejszym stanie prawnym i faktycznym w energetyce możemy wyraźnie wskazać na dwa podstawowe problemy, z jakimi styka się praktyka. Mam tu na myśli zarówno praktykę inżynierów – energetyków, jak i działania obsługi prawnej firm energetycznych

1. Po pierwsze problem jak uregulować na przyszłość status urządzeń budowanych;
2. Po wtóre i znacznie bardziej dolegliwe – czy i jak uregulować stan prawny dotyczący posadowienia na cudzych gruntach urządzeń już istniejących, często wiele lat.

Dla bardzo krótkiego wprowadzenia w zagadnienie celowe jest zdefiniować zakres przestrzennej własności nieruchomości.

1. Zakres przestrzenny własności nieruchomości.

Aby móc prawidłowo rozpoznać kwestie prawne wiążące się z danym zagadnieniem należy przede wszystkim wyjaśnić sobie czym jest własność jako taka.

Prawo własności jest jednym z praw uregulowanych w Księdze Drugiej Kodeksu Cywilnego (dalej k.c.). To prawo rzeczowe, zaliczane do praw podmiotowych bezwzględnych. Oznacza to, że jest skuteczne przeciwko każdemu, komu nie przysługuje, czyli prościej właściciel może go bronić przeciwko „niewłaścicielom.” Istotę prawa własności zawiera w szczególności przepis art. 140 k.c.

Art. 140. W granicach określonych przez ustawy i zasady współżycia społecznego właściciel może, z wyłączeniem innych osób, korzystać z rzeczy zgodnie ze społeczno-gospodarczym przeznaczeniem swego prawa, w szczególności może pobierać pożytki i inne dochody z rzeczy. W tych samych granicach może rozporządzać rzeczą.

Nieruchomość ma swoje określenie w przepisie art. 46 § 1 k.c.:

Art. 46. § 1. Nieruchomościami są części powierzchni ziemskiej stanowiące odrębny przedmiot własności (grunty), jak również budynki trwale z gruntem związane lub części takich budynków, jeżeli na mocy przepisów szczególnych stanowią odrębny od gruntu przedmiot własności.

Istotny zatem jest grunt oraz to co trwale z nim związane. Dla przykładu mogą to być rośliny (od chwili zasadzenia lub zasiania), budynki, budowle pod warunkiem trwałego związania z gruntem. Uznaje się, że stan taki jest osiągnięty przez istnienie fundamentu.

Zasada, w myśl której co na gruncie i trwale z nim związane jest własnością właściciela gruntu nazywana jest przez prawników **zasadą superficies solo cedit**. Wyrażona jest ona w podstawowym przepisie art. 48 k.c.:

Art. 48. Z zastrzeżeniem wyjątków w ustawie przewidzianych, do części składowych gruntu należą w szczególności budynki i inne urządzenia trwale z gruntem związane, jak również drzewa i inne rośliny od chwili zasadzenia lub zasiania.

Zasada ta nie jest pozbawiona wyjątków.

1) Pierwszy z nich to odrębna własność lokali czyli z końcowej części przepisu art. 46 K.c. „części takich budynków jeżeli na mocy przepisów szczególnych stanowią odrębny od gruntu przedmiot własności”. Owe wyjątkowe części budynków to mogą być lokale stanowiące odrębną własność na mocy ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (t. jedn. Dz. U. z 2000 r. nr 80, poz. 203 ze zm.), gdzie dla powstania fikcji prawnej takiej odrębnej nieruchomości lokalowej, niezbędne jest założenie dla lokalu księgi wieczystej, a także budynki przy użytkowaniu wieczystym, o czym nieco dalej.

2) Drugi zawiera się w akcesoryjnej do użytkowania wieczystego własności budynków i budowli na gruncie.

Prawo użytkowania wieczystego to pełne prawo rzeczowe, gdzie własność gruntu pozostaje przy Skarbie Państwa lub jednostce samorządu terytorialnego, zaś odpłatnie i na czas oznaczony, najczęściej 99 lat grunt ten oddany jest w użytkowanie wieczyste. Wbrew rozpowszechnianym poglądom Polska nie jest tu w świecie

samotnikiem. Podobne prawa, w szczególności własności ograniczonej w czasie, funkcjonują w systemach prawnych innych krajów europejskich. Jego istotę oddaje przepis art. 233 k.c., który stanowi:

233. W granicach, określonych przez ustawy i zasady współżycia społecznego oraz przez umowę o oddanie gruntu Skarbu Państwa lub gruntu należącego do jednostek samorządu terytorialnego bądź ich związków w użytkowanie wieczyste, użytkownik może korzystać z gruntu z wyłączeniem innych osób. W tych samych granicach użytkownik wieczysty może swoim prawem rozporządzać.

Uderza tu podobieństwo do prawa własności. Są jednak również istotne różnice:

- A. Prawo użytkowania wieczystego może dotyczyć tylko gruntu, którego właścicielem pozostaje Skarb Państwa, gmina, powiat lub województwo,*
- B. Przez czas trwania prawa użytkowania wieczystego osoby prawne wymienione w punkcie 1 nie tracą swojego prawa własności,*
- C. Budynki i budowle na gruncie stanowią w zasadzie własność wieczystego użytkownika,*
- D. Prawo użytkowania wieczystego jest ograniczone w czasie, w zasadzie sprowadza się to do terminu 99 lat, a użytkownik wieczysty może wystąpić o jego przedłużenie na dalszy taki okres w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem terminu końcowego,*
- E. Prawo użytkowania wieczystego wiąże się z obowiązkiem uiszczania opłat rocznych, a przy zawarciu umowy o oddanie w użytkowanie wieczyste również opłaty pierwszej (prawo odpłatne). Nie zmienia to kwestii zobowiązań podatkowych w zakresie podatku od nieruchomości zbliżonej do własności.*

Należy zaznaczyć, że wieczyste użytkowanie nie jest regulowane wyłącznie w Kodeksie cywilnym, ale znaczna część regulacji dotycząca np. wysokości opłat, zasad ich zaskarżania, wysokości opłaty pierwszej itp. znajduje się w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (t. jedn. Dz. U. z 2000 r. nr 48, poz. 543 ze zm.).

Użytkownikowi wieczystemu przysługuje prawo własności budynków i budowli na gruncie trwale z nim związanych. Jest to prawo akcesoryjne z prawem użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej (gruntu), co sprowadza się do prostej konkluzji, że własność budynków i budowli nabytych przy zawarciu umowy o użytkowanie wieczyste lub wybudowanych przez wieczystego użytkownika istnieje dopóty, dopóki trwa użytkowanie wieczyste. Po jego wygaśnięciu ponownie przysługuje ona właścicielowi – osobie prawnej wskazanej w punkcie 1 na poprzedniej stronie.

3) Trzeci wyjątek zawiera się w art. 49 K.c.

Art. 49. Urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne nie należą do części składowych gruntu lub budynku, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa lub zakładu.

Enumeracja urządzeń jest jak widać otwarta przez użycie zwrotu „inne urządzenia podobne”. Jako niewymienione tutaj wprost można podać za przykład przewody sieci telewizji kablowych, sieci providerów internetowych, sieci telekomunikacyjne. Kluczowe dla oceny statusu jest ustalenie czy dany obiekt wchodzi w skład przedsiębiorstwa. Przepis nie jest tu sformułowany zbyt szczęśliwie i przejrzystie.

Przedsiębiorstwo należy tu rozumieć w sposób przedmiotowy. Zdefiniowane jest opisowo w art. 55¹ k.c., przez enumerację otwartą składników. Nie ma czasu i celu cytować tutaj tej regulacji.

Dla pełnego obrazu sytuacji uważam za właściwe skupić się krótko na zakresie przestrzennym obowiązywania tak prawa własności jak i użytkowania wieczystego.

Dla obu praw – własności i użytkowania wieczystego – wspólne jest to, że w zakresie przestrzennym horyzontalnym rozciągają się one pomiędzy granicami od nieruchomości sąsiednich (granice geodezyjne zewnętrzne działek wchodzących w skład danej nieruchomości), zaś w zakresie wertykalnym stosownie do art. 143 k.c., rozciąga się na przestrzeń nad i pod jego powierzchnią. Ograniczenia wynikają z praw do wód, do kopalin, prawa lotniczego, międzynarodowych regulacji dotyczących kosmosu i lotów kosmicznych.

Art. 143. W granicach określonych przez społeczno-gospodarcze przeznaczenie gruntu własność gruntu rozciąga się na przestrzeń nad i pod jego powierzchnią. Przepis ten nie uchybia przepisom regulującym prawa do wód.

Wiedza o zakresie przestrzennym obowiązywania prawa własności nieruchomości jest punktem wyjścia do oceny, czy przeprowadzenie przez nieruchomość, pod ziemią lub w powietrzu, na słupach, przewodów, rur czy też innych obiektów, narusza prawo własności właściciela nieruchomości. Nawet przy pobieżnej analizie cytowanego przepisu nie ulega najmniejszej wątpliwości, że tak!

Z pozoru zatem zasadny byłby wniosek, że:

- 1) skoro własność nieruchomości rozciąga się na przestrzeń nad i pod powierzchnią gruntu, to odcinki linii, rur, ciągów, a też słupy i inne urządzenia nośne są własnością właściciela nieruchomości,
- 2) wybudowanie i trwała lokalizacja na gruncie takich urządzeń mogłaby stanowić połączenie z nieruchomością mieszczące się w hipotezie art. 191 k.c. cytowanego wcześniej.

Nic bardziej błędnego. Dokonując subsumcji (ustalenia i zastosowania właściwych przepisów prawa) należy w pierwszej kolejności poszukiwać wyjątków od zasady. Tu zaś należy posłużyć się art. 49 K.c. wcześniej nakreślonym.

Skoro wcześniejsze ustalenia dotyczące uprawnień i zakresu przestrzennego obowiązywania prawa własności nieruchomości i odpowiednio prawa użytkowania wieczystego, pozwoliły na konkluzję, że poprzez zajęcie fragmentów przestrzeni nad czy pod powierzchnią gruntu, prawo własności ulega ograniczeniu, nieodzowne jest uregulowanie statusu takich urządzeń na gruncie. Winno się ono dokonać pomiędzy właścicielem (użytkownikiem wieczystym) nieruchomości zajętej przez urządzenie, a właścicielem sieci. Możliwe jest kilka wersji takich regulacji:

- 1) zakup własności nieruchomości przez właściciela urządzeń,
- 2) umowa np. najmu, użyczenia,
- 3) użytkowanie (jako ograniczone prawo rzeczowe),
- 4) służebność gruntowa

oraz rozwiązywanie przymusowe:

5) ograniczenie prawa własności (tzw. „małe wywłaszczenie”).

Ad. 1. Zakup nieruchomości przez właściciela urządzenia.

Oczywiście z pozoru jest to rozwiązanie idealne. Powstaje jednak pytanie o sens takiego działania. Po pierwsze zazwyczaj linia biegnie przez fragment jedynie nieruchomości. Nawet jeśli uwzględnić zachowanie koniecznych odległości od skrajnych punktów obiektu liniowego, strefy ochronne itp., zazwyczaj znaczna część nieruchomości pozostaje przydatną do zabudowy. Prawo własności to nie tylko uprawnienia, ale i obowiązki. Od wykupionego gruntu, niezależnie od podatku od budowli, należałoby odprowadzać podatek od nieruchomości, utrzymywać porządek itp. To zaś uciążliwe. Można podać przykłady składowych urządzeń, pod którymi nabycie gruntu jest celowe. To mogą być przepompownie, zbiorniki wody czy gazów, węzły cieplne, główne punkty zasilania i stacje transformatorowe. Nie można jednak pozytywnie ocenić nabywania gruntów pod liniami. Warto wskazać, że próbuje się na podstawie przepisów o ochronie własności (które odpowiednio stosują się również do prawa użytkowania wieczystego) wymusić na przedsiębiorcach nabywanie gruntów w miejscach dla właścicieli zbędnych, niedogodnych.

Ad. 2. Stosunek obligacyjny – umowa najmu, dzierżawy, użyczenia, leasingu nieruchomości.

W odróżnieniu od praw rzeczowych, jakie są skuteczne przeciwko roszczeniom wszystkich osób, którym prawa te nie przysługują, prawa obligacyjne, krócej **zobowiązania**, pozostają skuteczne wyłącznie pomiędzy stronami danego stosunku. Między wynajmującym a najemcą, między finansującymi a leasingobiorcą, wydierżawiającym a dzierżawcą itp. Ogólnie zobowiązanie polega na tym, że jedna ze stron (wierzyciel) może żądać od drugiej określonego świadczenia (np. rzeczy, pieniędzy, zachowania), a druga (Dłużnik) ma obowiązek świadczenie spełnić. Źródłem zobowiązania mogą być pewne zdarzenia zależne lub niezależne od woli ludzkiej, umowa, decyzja administracyjna, orzeczenie sądu itp.

*Najprościej w umowach wymienionych jako przykładowe formy uregulowania statusu urządzeń na gruncie jedna strona, najczęściej właściciel lub użytkownik wieczysty nieruchomości wynajmuje, wydierżawia, oddaje w leasing albo użycza nieruchomość drugiej osobie. W tym wypadku ową „drugą osobą” byłby przedsiębiorca energetyczny – właściciel urządzeń na gruncie. Takie stosunki prawne mogą być zawierane na czas oznaczony lub nieoznaczony. Z tą zaś cechą wiąże się podstawowa wada: **każdy z tych stosunków prawnych można na określonych warunkach rozwiązać**, względnie wygasa z upływem czasu lub zaistnieniem określonych okoliczności. Zazwyczaj używaną instytucją jest stosowanie rozwiązania za dokonaniem tzw. wypowiedzenia oraz upływem pewnego, wskazanego przepisami prawa lub samej umowy, okresu. Niekwestionowaną cechą inwestycji liniowych jest wymóg ich trwałości. Budowle takie są kosztowne, okres zwrotu nakładów i osiągnięcia nich zysku często wieloletni, prawie zawsze nie sposób ocenić jak długo na danej nieruchomości określona budowla winna pozostawać. Wobec faktu, że nadmierne wydłużanie okresu wypowiedzenia np. na wiele lat, mogłoby skutkować dalekosiężnie i negatywnie dla przedsiębiorcy właściciela sieci.*

Nawet zaś gdyby za sprzeczne z istotą stosunków obligacyjnych uznano zastrzeżenie nadmierne długiego okresu wypowiedzenia umowy, w pozostałej części utrzymując ją w mocy, następuje powrót do ustawowych terminów wypowiedzenia. Zazwyczaj jest to termin miesięczny, zaś przy użyczeniu można właściwie rozwiązać je na każde niemal żądanie, co jest nadzwyczaj groźne dla stabilności regulacji statusu prawnego urządzeń na nieruchomości.

Kolejną wadą jest okresowa odpłatność za każde z tych praw poza użyczeniem. Po prostu przy najmie, dzierżawie i leasingu płaci się czynsz lub ratę, zazwyczaj co miesiąc. Wysokość ich może ulegać zmianom.

Nie ma natomiast przeszkód by umowy tego rodzaju ujawnić w księdze wieczystej, w dziale trzecim, przeznaczonym do ujawniania praw obciążających nieruchomości. Bez najmniejszych wątpliwości wzmacnia to pozycję przedsiębiorcy sieciowego w ewentualnym procesie o usunięcie urządzeń.

Podkreślić jednak należy, że fakt ujawnienia nie stoi na przeszkodzie skorzystaniu z możliwości wypowiedzenia umowy.

Względnie mocną pozycję dać może umowa na czas oznaczony. Wynika to z pewnych szczególnych jej cech:

- 1) również można ją ujawnić w księdze wieczystej,
- 2) niedopuszczalne jest jej wypowiedzenie, o ile w treści umowy wyraźnie nie przewidziano wypadków, w których może ono nastąpić – wypadki te winny być konkretnymi wydarzeniami, np. zmiany przeznaczenia nieruchomości w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego,
- 3) istnieje możliwość skorzystania z postanowień art. 678 k.c., który chronić nas będzie przed wypowiedzeniem takiej umowy najmu przez nabywcę nieruchomości.

Art. 678. § 1. W razie zbycia rzeczy najętej w czasie trwania najmu nabywca wstępuje w stosunek najmu na miejsce zbywcy; może jednak wypowiedzieć najem z zachowaniem ustawowych terminów wypowiedzenia.

§ 2. *Powyższe uprawnienie do wypowiedzenia najmu nie przysługuje nabywcy, jeżeli umowa najmu była zawarta na czas oznaczony z zachowaniem formy pisemnej i z datą pewną, a rzecz została najemcy wydana.*

Przesłanką kluczową niedopuszczalności wypowiedzenia jest zachowanie formy pisemnej umowy oraz daty pewnej. Najprostszą formą uzyskania pewnej daty jest zwrócenie się do notariusza, aby przynajmniej na jednym egzemplarzu umowy dokonał w oparciu o art. 99 § 1 ustawy z dnia 14 lutego 1991 r. Prawo o notariacie (t. jedn. Dz. U. z 2002 r. nr 43, poz. 369 ze zm.) urzędowego poświadczenia daty.

Dokonanie takiego poświadczenia nie wymaga zgody drugiej strony umowy.

Ad. 3. Użytkowanie jako ograniczone prawo rzeczowe.

Prawo użytkowania jest jednym z siedmiu ograniczonych praw rzeczowych. Wszystkie wymienia Kodeks cywilny w art. 244.

Użytkowanie dotyczy osoby (fizycznej lub prawnej) i sprowadza się do prawa używania rzeczy i pobierania z niej pożytków. Osoba ta winna być wskazana konkretnie, zindywidualizowana.

Prawo to może być ograniczone do oznaczonych pożytków lub oznaczonej części rzeczy. W tym oczywiście oznaczonej części nieruchomości, co w omawianym przez nas zagadnieniu wydaje się perspektywą nęcącą.

Zaletą prawa użytkowania gdy chodzi o nieruchomości jest to, że nieomal zasadą, choć nie obowiązkiem prawnym, jest wpisywanie go jako obciążenia, w dziale III księgi wieczystej nieruchomości, której prawo to dotyczy. Aby prawo użytkowania rzeczy ustanowić konieczne jest zachowanie takich wymogów formy, jakie prawo stawia dla przeniesienia tego prawa. W odniesieniu do nieruchomości przeniesienie prawa do niej wymaga formy aktu

notarialnego. Niezachowanie tejże powoduje nieważność umowy, prawo do nieruchomości w ogóle nie przechodzi na inną osobę. W odniesieniu do ograniczonych praw rzeczowych ustanawianych na nieruchomości, wymóg zachowania tej dość kosztownej i rygorystycznej formy, ograniczony jest wyłącznie do oświadczenia właściciela (użytkownika wieczystego) nieruchomości, który na rzecz innej osoby prawo takie ustanawia.

Zaletą również jest to, że dopuszczalne jest użytkowanie tak odpłatne jak i nieodpłatne. Jako może już ostatnią zaletę należy wymienić fakt, iż jeśli dopilnowano wpisania tego ograniczonego prawa rzeczowego do księgi wieczystej, aby ono wygaśło, konieczne jest wykreślenie go z tejże księgi.

Należy jednak podkreślić, że dla potrzeb inwestycji liniowych użytkowanie obarczone jest również szeregiem istotnych wad.

Pierwszą, najistotniejszą, której zlekceważenie może zaowocować bardzo dolegliwymi konsekwencjami jest to, że **użytkowanie nie jest zbywalne**. Nie możemy go więc przenieść np. sprzedając, darowując czy przelewając w innej formie, na inną osobę.

Druga polega na tym, że wiele sądów prowadzących księgi wieczyste odmawia wpisów prawa użytkowania jako niedopuszczalnego dla uregulowania statusu urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach. Po prostu nie ma immanentnej cechy tego prawa: pobierania pożytków z przedmiotu użytkowania. Doktryna domaga się bowiem pożytków bezpośrednich pobieranych przez użytkownika.

Trzecia, bardzo marginalna to koszt ustanowienia (akt notarialny), który jednak jest do przyjęcia jeśli wziąć pod uwagę konsekwencje ewentualnego przegrania procesu o usunięcie obiektu lub odszkodowanie, wynagrodzenie za bezumowne korzystanie itp.

Ad. 4. Służebność.

Najczęściej służebność kojarzy się z art. 145 k.c. (służebność drogi koniecznej). Przepis ten nie jest jednak użyteczny w praktyce inwestycji liniowych dla przedsiębiorców. Może być dla odbiorców indywidualnych, ale zajęcie się tą kwestią przekracza ramy niniejszego referatu.

W istocie zakres służebności jest szerszy, a regulacja dość uniwersalna. Przede wszystkim należy zaznaczyć jedną rzecz. Służebności mogą być gruntowe i osobiste. Osób prawnych nie dotyczą jednak służebności osobiste i tę kwestię należy tu ominąć.

Służebności gruntowe zdefiniowane są w treści art. 285 k.c.

Art. 285. § 1. Nieruchomość można obciążyć na rzecz właściciela innej nieruchomości (nieruchomości władnącej) prawem, którego treść polega bądź na tym, że właściciel nieruchomości władnącej może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, bądź na tym, że właściciel nieruchomości obciążonej zostaje ograniczony w możliwości dokonywania w stosunku do niej określonych działań, bądź też na tym, że właścicielowi nieruchomości obciążonej nie wolno wykonywać określonych uprawnień, które mu względem nieruchomości władnącej przysługują na podstawie przepisów o treści i wykonywaniu własności (służebność gruntowa).

§ 2. *Służebność gruntowa może mieć jedynie na celu zwiększenie użyteczności nieruchomości władnącej lub jej oznaczonej części.*

Nieruchomość obciążona prawem zwana jest w nauce prawa „służebną”, zaś ta na rzecz właściciela której prawo powstaje „władnącą”.

Zatem istotą służebności jest obciążenie jednej nieruchomości na rzecz właściciela innej prawem, które polega na:

1 – prawie korzystania przez właściciela nieruchomości władnącej ze służebnej w określonej części;

Jako dość niecodzienny przykład można podać prawo do otwierania okiennic lub skrzydeł bram na nieruchomość służebną, prawo przejścia i przejazdu. Jako zaś przykład nas interesujący prawo do położenia i utrzymywania na nieruchomości służebnej przewodów napowietrznych, podziemnych, rurociągu, studzienki kanalizacyjnej itp.

2 – obowiązku powstrzymania się przez właściciela nieruchomości służebnej od pewnych działań wobec niej;

Za przykład może służyć np. obowiązek powstrzymania się od zabudowy własnej nieruchomości w odległości większej niż wynikająca z § 12 rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. nr 75, poz. 690 ze zm.). Taki element na interesującym nas polu może polegać na obowiązku powstrzymania się od zabudowy w określonej odległości od rur lub przewodów, zakazie hodowli określonych roślin (np. o agresywnym, ekspansywnym systemie korzeniowym), lub też roślin powyżej pewnej wysokości (np. drzew mogących zaszkodzić przewodom napowietrznym).

3 – właściciel nieruchomości służebnej nie może wykonywać wobec nieruchomości władnącej pewnych działań, które normalnie przysługiwałyby mu na podstawie prawa własności;

Tu ciekawostką może być służebność światła, która polega na tym, że właściciel nie może wybudować obiektu zbyt wysokiego (wysokość określa się precyzyjnie) tak, aby zasłaniać określony widok lub światło słoneczne dla nieruchomości władnącej.

Służebność gruntowa jest ustanawiana na rzecz właściciela określonej nieruchomości. Oznacza to, że nie dotyczy określonej indywidualnie osoby, ale każdej osoby lub z osób, które spełniają określoną cechę. Przysługuje im prawo własności nieruchomości władnącej. Jeśli właściciel nieruchomości władnącej nieruchomości zbędzie na rzecz innej osoby, to nabywca stanie się z chwilą przejścia prawa uprawnionym.

Wszystkie te postanowienia stosują się do prawa użytkowania wieczystego.

Służebność gruntowa jest odzwierciedlana w dwóch księgach wieczystych:

- a)** nieruchomości służebnej
- b)** nieruchomości władnącej

Służebność jest prawem bezterminowym, a dla jego wygaśnięcia musi być albo:

- oświadczenie uprawnionego, albo
- zbieg praw (obie nieruchomości znajdują się w tym samym „ręku”, będą miały tego samego właściciela lub użytkownika wieczystego), albo
- powstanie ważna potrzeba gospodarcza zmiany jej treści, albo
- sąd orzeknie za wynagrodzeniem o zniesieniu służebności, która stała się dla właściciela nieruchomości obciążonej zbyt uciążliwa i jednocześnie nie jest konieczna dla korzystania z nieruchomości władnącej, albo
- sąd orzeknie bez wynagrodzenia o wygaśnięciu służebności, która utraciła dla nieruchomości władnącej wszelkie znaczenie, albo

- właściciel nieruchomości władnącej nie wykonuje uprawnień ze służebności przez lat dziesięć.

Nie ulega na tle powyższych wiadomości i przykładów, że służebność jest prawem wyjątkowo trwałym. Wpisana do księgi wieczystej chroni przed wieloma roszczeniami: o usunięcie budowli z nieruchomości, o wynagrodzenie za rzekome bezumowne korzystanie, o przymuszenie do zawarcia umów o obligacyjnym charakterze.

Są dwa sposoby w jakie służebność taka może powstać, w sensie jak można ją nabyć:

- 1) umowa z właścicielem nieruchomości służebnej o ustanowieniu służebności,
- 2) nabycie przez zasiedzenie, w oparciu o treść art. 292 K.c.

Dla porządku i by przekonać wątpiących należy wskazać, że Sąd Najwyższy dopuścił stosowanie przepisów o służebnościach gruntowych do regulacji stosunku między właścicielem gruntu a właścicielem budowli, nazwijmy ją liniowej, w uchwale z dnia 17 stycznia 2003 r. w sprawie sygn. akt III CZP 79/2002, w której sąd rozwiął wątpliwości co do dopuszczalności badania treści tej służebności przez sąd dokonujący wpisu do ksiąg wieczystych, a też możliwości zawarcia umowy o ustanowienie służebności celem uregulowania stosunków. Sąd stwierdził cyt. „1. W postępowaniu wieczysto-księgowym nie jest dopuszczalne badanie skuteczności materialno-prawnej umowy o ustanowieniu służebności gruntowej w zakresie jej zgodności z celem takiej czynności, o którym mowa w art. 285 § 2 k. c.

2. Okoliczność, że nieruchomość władnąca wchodzi w skład przedsiębiorstwa energetycznego sama przez się nie wyklucza możliwości zrealizowania przez strony umowy o ustanowienie służebności gruntowej celu określonego w art. 285 § 2 k.c.”

Ad5. Ograniczenie prawa własności – art. 124 ust. 1 ustawy o gospodarce nieruchomościami.

Prawo własności jest bardzo silne. Jak wcześniej wspomniano to prawo bezwzględne, niejako chronione przed wszystkimi. Bezwzględny zakres ma jednak swoje granice.

Zastanówmy się czym jest wywłaszczenie. Odpowiedź na pytanie na czym polega i kiedy może zostać dokonane znajduje się w art. 112 ustawy o gospodarce nieruchomościami.

Art. 112. 1. Przepisy niniejszego rozdziału stosuje się do nieruchomości położonych, z zastrzeżeniem art. 125 i 126, na obszarach przeznaczonych w planach miejscowych na cele publiczne.

2. Wywłaszczenie nieruchomości polega na pozbawieniu albo ograniczeniu, w drodze decyzji, prawa własności, prawa użytkowania wieczystego lub innego prawa rzeczowego na nieruchomości.

3. Wywłaszczenie nieruchomości może być dokonane, jeżeli cele publiczne nie mogą być zrealizowane w inny sposób niż przez pozbawienie albo ograniczenie praw do nieruchomości, a prawa te nie mogą być nabyte w drodze umowy.

4. Organem właściwym w sprawach wywłaszczenia jest starosta, wykonujący zadanie z zakresu administracji rządowej.

Polega zatem nie tylko na odjęciu prawa własności, ale i na jego ograniczeniu. W sytuacji budowy obiektu liniowego, ze względów przytaczanych wcześniej, nie ma większego sensu odejmowanie prawa własności nieruchomości. Znacznie lepiej skorzystać z drugiej, mniej dolegliwej ewentualności – ograniczenia prawa właściciela. Ta zaś uregulowana jest w art. 124 ustawy o gospodarce nieruchomościami.

Art. 124. 1. Starosta, wykonujący zadanie z zakresu administracji rządowej, może ograniczyć, w drodze decyzji, sposób korzystania z nieruchomości przez udzielenie zezwolenia na zakładanie i przeprowadzanie na nieruchomości ciągów drenażowych, przewodów i urządzeń służących do przesyłania płynów, pary, gazów i energii elektrycznej oraz urządzeń łączności publicznej i sygnalizacji, a także innych podziemnych, naziemnych lub nadziemnych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń, jeżeli właściciel lub użytkownik wieczysty nieruchomości nie wyraża na to zgody. Ograniczenie to następuje zgodnie z decyzją o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.(...)

Decyzję taką można wydać z urzędu albo na wniosek np. przedsiębiorcy sieciowego. Warunkiem koniecznym jest poprzedzenie wywłaszczenia negocjacjami. Należy je udokumentować. Decyzja określa precyzyjnie zakres ograniczenia, co wolno ułożyć oraz wysokość odszkodowania. **Ograniczenie podlega wpisaniu do działu III księgi wieczystej.** Jest to bardzo istotna okoliczność w świetle znaczenia rękopisem wiary publicznej ksiąg wieczystych, o której mowa była we wstępnej części opracowania.

Postępowanie przy regulacjach inwestycji nowych.

Przede wszystkim należy odejść od tzw. zgód na posadowienie urządzeń.

Tak popularne zgody, na które również powołują się pracownicy przedsiębiorców sieciowych w odniesieniu do inwestycji istniejących, tak naprawdę są niezwykle słabe. Tworzą sytuację zbliżoną do umowy użyczenia.

Podkreślić trzeba, że **takie rozwiązanie ma niemal wyłącznie wady** i nie ostaje się wobec krytycznej argumentacji. Bowiemy:

- 1) właściciel może zgodę cofnąć wskazując uzasadnienie lub nawet nie
- 2) w żadnym wypadku w przypadku zbycia nieruchomości obowiązki wynikające z udzielonej zgody nie przechodzą na nabywcę,
- 3) również dziedziczenie, mimo iż polega na przejściu praw i obowiązków zmarłego na spadkobierców, nie powoduje automatycznego „rozciągnięcia” na nich zobowiązania wynikającego z udzielonej zgody na spadkobierców.

Uczciwie należy zaznaczyć, że w Rz z dnia 10 maja 2006 r. opublikowano omówienie wyroku SN z dnia 26 kwietnia 2006 r. w sprawie V CSK 11/06, gdzie zajęte zostało na tle sieci gazowej odmienne stanowisko. Publikacja nie przytacza ani tezy ani stanu faktycznego, więc jest dość enigmatyczna. Środowisko prawnicze czeka na uzasadnienie wyroku. Jeśli dobrze zrozumiano intencję autora notatki prasowej oznaczałoby to diametralną zmianę przyjętego kierunku orzecznictwa SN. Sugeruję jednak powstrzymanie się od przedwczesnego entuzjazmu w tej sprawie.

W toku projektowania należy stosować kilka zasad:

- 1) zobowiązać projektantów do ustalania właścicieli w księgach wieczystych.

Należy bezwzględnie wykorzenić spotykane nader często w firmach projektowych prowadzenie ustaleń dotyczących właścicieli nieruchomości w oparciu o ewidencję gruntów i

budynków. Dane te bowiem mogą się różnić, a jedynym wiarygodnym i dającym ochronę przed wieloma roszczeniami źródłem wiedzy, jest księga wieczysta i jej dział II.

- 2) uregulować status urządzeń bądź to służebnością bądź wywłaszczeniem,
- 3) dopilnować wpisów do ksiąg wieczystych,
- 4) dokonywać regulacji **przed realizacją**.

Obiekty istniejące

W pierwszej kolejności winniśmy odpowiedzieć sobie na pytanie: jakie obiekty mają uregulowany stan prawny?

Odpowiedź na to pytanie jest z pozoru dość prosta. Uregulowany stan mają obiekty, które:

- 1) Znajdują się na gruntach stanowiących własność lub w użytkowaniu wieczystym właściciela urządzeń.
- 2) Co do których wydana została i jest prawomocna decyzja o wywłaszczeniu,
- 3) Których status określa służebność gruntowa lub w gorszym razie prawo użytkowania,
- 4) Zlokalizowane na cudzej nieruchomości na podstawie umowy z jej właścicielem lub użytkownikiem wieczystym.
- 5) Co do których właściciele wydali zgodę i nie została ona cofnięta. **Uwaga jednak! To stan wysokiej niepewności, który w każdej chwili może zrodzić spór!**

Bardzo często spotykana jest linia obrony kadry przedsiębiorców sieciowych oparta o dwa elementy, z których jeden dotyczy tylko energii elektrycznej. Pierwszy element to przyjęcie założenia, że wszystkie obiekty istniejące przed określoną datą, np. wejściem w życie ustawy o gospodarce nieruchomościami, nie wymagają regulacji, bowiem wybudowano je na podstawie pozwolenia na budowę.

Drugi to koncepcja oparta na tym, że powszechna elektryfikacja oparta o ustawę z dnia 28 czerwca 1950 r. o powszechnej elektryfikacji wsi i osiedli (Dz. U. z 1954 r. Nr 32, poz. 135), nie wymagała jakichś szczególnych aktów prawnych dla wejścia i postawienia urządzeń, wobec czego budowle powstałe na tej podstawie mają status uregulowany. Niestety nie można przyznać racji temu rozumowaniu. Tworzy to stan zbliżony raczej do funkcjonowania na zasadzie zgody. To znaczy, że co prawda, żadnego roszczenia nie zgłoszono, a też być może nigdy to nie nastąpi. Tym niemniej będzie ono potencjalnie istniało i każdy następca prawny może się z nim do przedsiębiorcy sieciowego zgłosić.

Pogląd wyrażony powyżej niestety opiera się też na linii orzecznictwa sądowego, która odmawia uznania uregulowanego statusu prawnego i zasądza od przedsiębiorców odszkodowania za bezumowne korzystanie oparte o treść art. 224 i 225 k.c.

Wypływa z tego wniosek, że w zasadzie przytoczona wyżej enumeracja jest raczej zamkniętą co do potencjalnych możliwości traktowania jako uregulowane praw do nieruchomości zajętych przez obiekty liniowe.

Z doświadczeń procesowych można wskazać, że trudno przyjąć jednolitą linię postępowania wobec każdego zgłaszanego przez właściciela nieruchomości roszczenia.

Wskazać można na następujące roszczenia, z jakimi spotykamy się w praktyce sądowej:

- 1) o usunięcie obiektu z nieruchomości;
- 2) o wykup nieruchomości zajętej przez inwestycję;
- 3) o odszkodowanie za bezumowne korzystanie;
- 4) o zawarcie jakiejś umowy, np. najmu lub dzierżawy;

- 5) o wykup wybudowanego dla zasilania danego odbiorcy urządzenia lub fragmentu sieci;

Roszczenie o usunięcie obiektu ma z punktu widzenia naszego przeciwnika najmniejsze szanse powodzenia. W szczególności jeśli jesteśmy w stanie wskazać bezpośrednie powiązanie pomiędzy istnieniem danego urządzenia na nieruchomości naszego przeciwnika a faktem dostarczania mużądanego medium. Zarówno przedsiębiorstwa energetyczne jak i dostawcy wody mają **publicznoprawny obowiązek** zawierania stosowych umów. Konieczne jest jednak istnienie odpowiednich warunków technicznych i ekonomicznych. O ile te ostatnie są bardzo trudne do bliższego określenia i nigdy nie stały się samoistną postawą oddalenia pozwu, to już utrata możliwości technicznych bądź znaczne i dolegliwe następstwa dla wielu osób, nawet nie samego powoda, mogą stać się przyczyną oddalenia powództwa. Podobnie orzekł również Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 19 maja 2004 r. sygn. akt III CK 496/2002 (publ. w Rzeczpospolita 2004/119 str. C2), gdzie sąd stwierdził cyt. *„Jeśli właściciel nieruchomości domaga się usunięcia z niej urządzeń służących dostarczaniu takich mediów, jak energia elektryczna, ciepła itd., sąd powinien bardzo starannie rozważyć skutki swego wyroku. Konieczna jest wyobraźnia, w jaki sposób wyrok ma być wykonany i czy w ogóle żądanie właściciela może być uwzględnione.”*

Jeśli urządzenia spełniają przesłanki trwałości i bycia widocznymi, rozważamy nabycie przez zasiedzenie odpowiednich służebności gruntowych. Na uwagę zasługuje podkreślenie, że winna to być służebność na gruncie a nie np. budynkowa przy stacji transformatorowej. Sąd Najwyższy wydał w tej sprawie bardzo przydatny wyrok z dnia 18 czerwca 2004 r. o sygn. akt II CK 259/2003 i stwierdził, że cyt. *„Stacja trafo składająca się z instalacji energetycznych oraz budynku, bez którego te instalacje nie mogłyby prawidłowo funkcjonować, jest urządzeniem służącym do doprowadzania prądu w rozumieniu art. 49 Kodeksu cywilnego. Oznacza to, że wchodzi w skład przedsiębiorstwa energetycznego. W konsekwencji właściciel gruntu nie może żądać od przedsiębiorstwa zapłaty za korzystanie z tego budynku.”*

Sąd zatem w istocie stwierdził, że wyjątek od zasady *suerficies solo cedit* przytaczanej w drugiej części opracowania, rozciąga się nie tylko na ścisłe w znaczeniu technicznym urządzenia, ale i na budynek stacji transformatorowej.

Kolejnym problemem jest roszczenie o wykup gruntu pod urządzeniami. Należy podnieść, że początkowo sądy orzekające dość chętnie możliwość tę dopuszczały. Przykładem uchwała Sądu Najwyższego z dnia 13 stycznia 1995 r. w sprawie o sygn. akt III CZP 169/94 (publ. w Orzecznictwie Sądów Polskich z 1995 r. zeszyt 7-8 poz. 164), której teza brzmi: *„Właściciel gruntu, na którym wzniesiono budynek lub inne urządzenie, może realizować przysługujące mu na podstawie art. 231 § 2 k.c. roszczenie przeciwko każdemu podmiotowi, który nie był uprawniony do dokonywania tego rodzaju nakładów na tym gruncie.”*

Ów przepis art. 231 § 2 k.c. znajduje się w rozdziale o ochronie własności i stosuje się również do ochrony użytkowania wieczystego, choć odpowiednio. Brzmi tak:

Art. 231 (...) § 2. Właściciel gruntu, na którym wzniesiono budynek lub inne urządzenie o wartości przenoszącej znacznie wartość zajętej na ten cel działki, może żądać, aby ten, kto wznosił budynek lub inne urządzenie, nabył od niego własność działki za odpowiednim wynagrodzeniem.

Jest to roszczenie:

- 1) właściciela gruntu,
- 2) przysługuje przeciwko temu, kto **wzniósł** budynek czy urządzenie,
- 3) urządzenie lub budynek **znacznie** przewyższa wartość zajętej na ten cel działki,
- 4) o nabycie za odpowiednim wynagrodzeniem gruntu.

Judykatura w tym zakresie ewoluowała. Już w 2002 r., konkretnie 28 lutego 2002 r. Sąd Najwyższy uchwalił w sprawie III CZP 1/2002, że cyt. „Przepis art. 124 ust. 5 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Tekst jednolity: Dz. U. 2000 r. Nr 46 poz. 543 ze zm.) jest przepisem szczególnym w stosunku do art. 231 § 2 k.c.” Zatem sąd sugerował, że w przypadku roszczenia z art. 231 § 2 k.c. należałoby raczej zastosować przepisy o wywłaszczeniu z ustawy o gospodarce nieruchomościami. W uzasadnieniu po raz pierwszy odnosi się również do problemu jurydycznego pt. „czy przepisy art. 124 ustawy o gospodarce nieruchomościami może stosować się do stanów powstałych przed 1 stycznia 1998 r., a więc do urządzeń, które stały na cudzym gruncie przed wejściem w życie ustawy o gospodarce nieruchomościami?” Odpowiedź twierdząca na to pytanie otworzyła drogę do regulacji za pomocą „małego wywłaszczenia” stanów istniejących od dawna, niejako w zawieszeniu. Uchwała ta została opublikowana w Orzecnictwie Sądu Najwyższego z 2003 r. zeszyt nr 1 poz. 4, a też w „Rzeczpospolitej”, „Juryście”, Biuletynie Sądu Najwyższego, „Wokandzie”, „Monitorze Prawniczym” i „Rejencie”.

Odszkodowanie za bezumowne korzystanie z nieruchomości to niestety, przy nieuregulowanym stanie prawnym, jest roszczenie przed którym najtrudniej się bronić. Zastanówmy się najpierw nad zasadą: czy w ogóle takie wynagrodzenie właścicielowi lub użytkownikowi wieczystemu gruntu się należy?

Otóż tak niestety. Wskazują na to poglądy autorytetów i orzecznictwo sądów, przykładem którego może być wyrok Sądu Najwyższego z dnia 25 lutego 2004 r. w sprawie o sygn. akt II CK 32/2003. Teza tego wyroku brzmi: „Zajmowanie przez zakład energetyczny gruntu pod większymi urządzeniami, jak np. transformatory, upoważnia właścicieli gruntu do wynagrodzenia.” Wyrok opublikowano w dodatku „Prawo Co Dnia” „Rzeczpospolitej” nr 50 z 2004 r.

Znów nie do przecenienia są uwagi o zasiedzeniu służebności gruntowej w oparciu o art. 292 k.c., o ile jest to możliwe. Jeśli nabyliśmy przez zasiedzenie **nieodpłatną służebność gruntową**, nie ma mowy o bezumownym korzystaniu i – co za tym idzie – powództwo będzie oddalone. Niestety, nie zawsze jest to z różnych względów możliwe.

Roszczenie oparte jest znów o przepisy o ochronie własności: art. 224 i 225 k.c.

Niektórzy przeciwnicy domagają się zawarcia umowy dzierżawy. Perspektywa otrzymywania miesięcznego czy rocznego czynszu jako stałego przychodu jest zawsze kuszącą. O ile jednak pozew o odszkodowanie za bezumowne korzystanie może być groźne i mieć szansę powodzenia, o tyle tutaj trudno poważnie zagrożenie traktować.

Przeciwnik może nas przymusić do zawarcia umowy tylko jeśli:

- 1) obowiązek taki wynika wprost z przepisów powszechnie obowiązującego prawa,
- 2) sami się do tego zobowiązaliśmy i to z zachowaniem właściwej formy; coś takiego może nieopatrnie nastąpić jeśli nie zastanowimy się dobrze nad treścią niezwykle istotnej korespondencji przedprocesowej.

Wiesław Pieprzyk - ENEA S.A. /PTPiREE

OCHRONA SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH OD PRZEPIEĆ - WSKAZÓWKI WYKONAWCZE

1. Wprowadzenie.

„Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć -Wskazówki wykonawcze„ stanowią kontynuację wcześniejszych opracowań. Do roku 1977 funkcjonowały razem z przepisami PBUE jako dokument uzupełniający. Znaczący postęp w teorii ochrony od przepięć w latach 90 - tych oraz pojawienie się nowej generacji ograniczników przepięć, przyczyniło się do wydania w 1999r. kolejnej wersji *Wskazówek* wykonawczych. Pod patronatem PTPiREE opracowano wtedy dwie publikacje:

[1] Wskazówki wykonawcze /część I i II/- J.Arciszewski, I. Komorowska PTPiREE 03/1999

[2] Ochrona przed przepięciami w typowych obiektach Zakładów Energetycznych –
A.Sowa, S.Jęzak PTPiREE 03/1999

Obydwa wydawnictwa powstały przy wydatnym udziale specjalistów z Zakładów Energetycznych, którzy aktywnie działają w ramach zespołu tematycznego przy PTPiREE. Opracowanie [2] miało szczególne znaczenie dla praktyków. Pojawiające się masowo w latach 1985-2000 urządzenia elektroniczne w obiektach energetycznych, a z nimi awarie i uszkodzenia sprzętu rodziły potrzebę skutecznej ochrony ich przed skutkami przepięć. Należy wspomnieć, że w literaturze technicznej skupiano się wtedy głównie nad ochroną instalacji i urządzeń w obiektach mieszkalnych. Szybko okazało się, że opracowania [1], [2] wymagają nowelizacji. Powodem była niezgodność i niejasność *Wskazówek* z nowymi normami PN-IEC 61643-1, PN-E-05100-1 oraz PN-IEC 60364. Nowe polskie normy i niektóre przepisy po roku 2000, wprowadziły dużo niejasności i wątpliwości wśród producentów i użytkowników. Zaistniała potrzeba przedstawienia propozycji ochrony od przepięć stacji i elementów sieci np. z izolacją SF₆. W październiku 2005r pod patronatem PTPiREE ukazała się kolejna wersja *Wskazówek* wykonawczych. Ideą opracowania *Wskazówek* było między innymi, wyselekcjonowanie istniejących norm i przepisów oraz zebranie w jednym opracowaniu, wiadomości przydatnych dla praktyków. Poruszanie się po istniejących dokumentach, często bywa trudne i pracochłonne z uwagi na trudny dla praktyka język naukowy. W nowym wydaniu zadbano o:

- oddzielenie zagadnień doboru od sposobu instalowania ograniczników przepięć
- prostą i przejrzystą interpretację zapisów
- zrezygnowano z odsyłania do innych dokumentów tak, by dokument mógł pełnić funkcje wskazówek wykonawczych.
- opracowanie poszerzono o zagadnienia związane ze stacjami zawierającymi izolacje gazową SF₆.

2. Zarys dokumentu.

W opracowaniu nowych „Wskazówek wykonawczych” wykorzystano wyniki dotychczasowych prac naukowo - badawczych wykonanych w Instytucie Energetyki i innych

ośrodkach krajowych. Kierowano się prawidłowością i skutecznością działania układów i urządzeń ochrony od przepięć stosowanych w krajowych sieciach elektroenergetycznych. Nowe opracowanie składa się z pięciu części poświęconych następującej tematyce.

Część I - Wstęp

Postanowienia ogólne oraz zakres stosowania.

Przedmiotem opracowania *Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć – Wskazówki wykonawcze*, zwanego dalej krótko *Wskazówkami*, są wymagania dotyczące doboru i instalowania oraz rozmieszczenia beziskiernikowych ograniczników przepięć z tlenków metali oraz innych środków i urządzeń przeznaczonych do ograniczania przepięć odpowiednio do warunków sieciowych w krajowych sieciach elektroenergetycznych.

Wskazówki nie obejmują ochrony od przepięć instalacji elektrycznych w obiektach budowlanych, obwodów sterowania i elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, sieci komputerowych, urządzeń łączności i systemów transmisji danych oraz instalacji stałoprądowych.

Zakres stosowania. *Wskazówki* stosuje się do nowych i przebudowywanych trójfazowych sieci elektroenergetycznych prądu przemiennego o częstotliwości znamionowej 50 Hz i napięciu znamionowym **do 110 kV włącznie**.

Normy i dokumenty powołane

Wskazówki opracowano korzystając z 32 aktualnie obowiązujących norm i dokumentów. Przejrzysty sposób zamieszczenia dokumentów źródłowych intuicyjnie podpowiada w jakim dziale opracowania został on przywołany. np.

- | | |
|---|---|
| [1] PN-EN 60071-1:1999
PN-EN 60071-1:1999/Apl:2001 | Koordinacja izolacji. Definicje, zasady i reguły |
| [8] PN-E-05115:2002 | Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV |
| [9] N SEP-E-001:2003 | Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia
Ochrona przeciwporażeniowa |
| [12] PN-E-05100-1:1998 | Elektroenergetyczne linie napowietrzne.
Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi |
| [13] N SEP-E-003:2003 | Elektroenergetyczne linie napowietrzne.
Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełno izolowanymi oraz z przewodami niepełno izolowanymi |
| [14] N SEP-E-004:2004 | Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa |

- [17] PN-IEC 60038:1999 Napięcia znormalizowane IEC
- [18] PN-EN 60664-1:2003 (U) Koordynacja izolacji urządzeń elektrycznych w układach niskiego napięcia - Część 1: Zasady, wymagania i badania
- [30] PN-EN 60517:1999 Rozdzielnice z izolacją gazową w obudowach metalowych
PN-EN 60517:1999/A11:2002 (U) na napięcie znamionowe 72,5 kV i wyższe

3. Definicje

Tam gdzie było możliwe przywołano definicje powszechnie znane i używane przez energetyków. Dotyczy to szczególnie tematyki ochrony od porażeń czy budowy sieci. Z tego względu powołano normy typu SEP-E... W treści definicji wyraźnie wskazano dokument źródłowy. np.:

3.4. Beziskiernikowy ogranicznik przepięć z tlenków metali. Ogranicznik przepięć składający się z szeregowo lub równolegle, albo szeregowo i równolegle połączonych warystorów z tlenków metali bez jakichkolwiek szeregowych lub równoległych iskierników, zwany dalej krótko *ogranicznikiem przepięć* lub *ogranicznikiem* [4, 24].

3.14. Sieć z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym. Sieć, w której przynajmniej jeden punkt neutralny transformatora lub generatora jest bezpośrednio uziemiony [1, 8, 9, 24].

3.23. Linia elektroenergetyczna. Zespół przewodów, materiałów izolacyjnych i odpowiednich akcesoriów przeznaczonych do przesyłania energii elektrycznej między dwoma punktami sieci elektroenergetycznej [9, 31].

3.24. Przyłącze. Linia odgałęźna w sieci rozdzielczej zasilająca bezpośrednio instalację odbiorcy [9, 31].

3.25. Złącze sieci elektroenergetycznej. Punkt przyłączenia instalacji odbiorcy do sieci publicznej [9, 32].

Część II - Zasady koordynacji izolacji

W problematyce ochrony od przepięć podstawowe znaczenie ma koordynacja izolacji. Współczesne ujęcie powyższej problematyki zawarto w polskich normach:

- PN-EN 60071-1: 1999/ Ap1:2001 Koordynacja izolacji. Definicje, zasady i reguły,
- PN-EN 60071-2: 2000 Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania.

Całą procedurę koordynacji izolacji czytelnik może znaleźć w cytowanej normie.

Z procedury koordynacji przedstawiono tylko końcową zależność (1), która umożliwia wykonywanie analiz koordynacji izolacji w przypadku:

- wyboru znormalizowanych poziomów izolacji dla ograniczników dobranych do warunków sieciowych w miejscu ich zainstalowania,
- doboru ograniczników do warunków sieciowych w miejscu ich zainstalowania dla ustalonych znormalizowanych wytrzymywanych napięć udarowych piorunowych izolacji.

$$U_{wl} \geq m_l \times U_{pl} \quad (1)$$

gdzie: U_{wl} – znormalizowane, wytrzymywane piorunowe napięcie udarowe

m_l – margines bezpieczeństwa piorunowy

U_{pl} – piorunowe poziomy ochrony

Margines bezpieczeństwa uwzględnia rozkład statystyczny przebiegów i wytrzymałości izolacji, niedokładność danych wyjściowych, rozrzut w produkcji, jakość montażu, starzenie w eksploatacji, spadki napięć pomiędzy ogranicznikami i chronionymi urządzeniami. Na podstawie wieloletnich doświadczeń krajowych i zagranicznych przyjęto: $m_l \geq 1,30$.

W dalszej części przedstawiono sposób postępowania przy doborze ograniczników do konkretnych warunków sieciowych, zwracając uwagę na prawidłowy wybór poziomu ochrony i napięcia trwałej pracy ogranicznika.

Część III - Ochrona sieci o napięciu 110 kV.

Przedstawiono tutaj najbardziej istotne zagadnienia mające wpływ na prawidłowe funkcjonowanie środków ochrony od przebiegów w poszczególnych miejscach sieci. Zasadą jest instalowanie ograniczników jak najbliżej chronionych urządzeń ze szczególnym uwzględnieniem jakości połączeń z przewodami roboczymi i uziemieniem.

Dobór ograniczników przebiegów w sieci 110 kV – omówiono i przedstawiono w formie tablic podstawowe dane techniczne ograniczników przyłączanych do przewodów roboczych sieci i transformatorów. Dane z tablic pozwalają w prosty sposób dobierać, zamawiać i porównywać wyroby różnych dostawców. W dalszej części omawia się zasady ochrony, szczegóły rozmieszczenia i instalowania ograniczników w liniach, stacjach i rozdzielniach 110kV, uwzględniając również rozdzielnice gazowe z SF₆. Zwraca się uwagę na wymagania stawiane przewodom uziemiającym i uziemieniom urządzeń ochrony od przebiegów (przekroje, rezystancje czy wpływ sezonowych zmian rezystancji uziemienia).

Część IV - Ochrona sieci o napięciu 6-30 kV.

Wymagania ogólne Przedstawiono tutaj sposoby pracy punktu neutralnego sieci SN oraz warunek kompensacji pojemnościowego prądu zwarcia jednofazowego. Jak wiadomo ma to istotny wpływ na niezawodność zasilania odbiorców, poziom pojawiających się przebiegów podczas zakłóceń, a w konsekwencji narażenie izolacji urządzeń na uszkodzenie. W dalszej części, podobnie jak przy aparaturze 110 kV, przedstawiono w formie tablic podstawowe dane techniczne ograniczników instalowanych w sieci SN. Szczegółowo omawia się zasady ochrony, rozmieszczenia i instalowania ograniczników w liniach i stacjach 6-30 kV.

Część V - Ochrona sieci niskiego napięcia.

Zakres tej części był jednym z główniejszych powodów potrzeby nowelizacji powyższego dokumentu. Jak sygnalizowano wcześniej, zagadnienia ochrony od przepięć w kilku równolegle funkcjonujących normach stawiane były nieco odmiennie, wprowadzając sporo niejasności w interpretacji pewnych postanowień.

Ważne i jednoznaczne stwierdzenia wynikają z punktu **23, 24 i 25** Wskazówek.

23. Zakres stosowania.

Wskazówki dotyczą ochrony od przepięć sieci niskiego napięcia (230/400 V) od zacisków uzwojeń nn transformatorów SN/nn w stacjach zasilających do złączy. Ochrona od przepięć instalacji elektrycznych w obiektach budowlanych, sieci komputerowych, urządzeń łączności i systemów transmisji danych należy do odbiorcy.

Zgodnie z [9] zaleca się projektować i budować linie niskiego napięcia w układzie TN-C.

24. Dobór SPD w sieci niskiego napięcia

24.1. Do ochrony sieci niskiego napięcia stosowane są urządzenia do ograniczania przepięć (SPD) z jednym przyłączem, typu 2 - próby klasy II [19]. Zaleca się stosowanie SPD z odłącznikami.

24.2. SPD powinny posiadać certyfikaty zgodności z normą [19].

24.3. Podstawowe dane techniczne SPD dobranych do warunków sieciowych i chronionych urządzeń w sieci niskiego napięcia o układzie TN-C [19, 20, 22, 24, 29] przedstawiono w tablicy 10.

Tablica 10 Podstawowe dane techniczne SPD dla sieci niskiego napięcia o układzie TN-C

Napięcie trwałej pracy $U_c \geq$	V	440
Znamionowy prąd wyładowczy 8/20 μs $I_n \geq$	kA	5
Maksymalny prąd wyładowczy 8/20 μs $I_{max} \geq$	kA	25
Napięciowy poziom ochrony $U_p \leq$	V	2500

25. Znormalizowany poziom izolacji w sieci niskiego napięcia

Znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe U_{wl} izolacji w sieci niskiego napięcia nie powinno być niższe niż 4000 V; zaleca się aby napięcie U_{wl} nie było niższe niż 6000 V [18, 21, 24].

Zgodnie z powyższym, sieci niskiego napięcia chronione są do złączy (granicy stron). Urządzenia instalowane w sieci nn powinny wytrzymywać napięcia udarowe 4kV.

Gwarantowany poziom ochrony nie powinien przekraczać 2,5 kV.

Powyższe stanowi wymóg 4 kat. ochrony wg PN-IEC 60364.

W dalszej części opracowania przedstawiono szczegóły ochrony urządzeń stacyjnych i linii nn. W przypadku urządzeń stacyjnych SPD powinny być tak rozmieszczone, by we wszystkich układach ruchowych izolacja urządzeń stacyjnych była chroniona przez co najmniej jeden komplet SPD.

W stacja zasilających sieci nn, SPD powinny być zainstalowane na odejściu i na końcu każdej linii, w odstępach nie większych niż 500m, w miejscu uziemienia przewodu PEN.

W dalszej części podano wymagania dotyczące uziemienia SPD oraz minimalne przekroje przewodów uziemiających.

Środki ochrony przepięciowej instalowane w sieci energetyki zawodowej, nie zawsze gwarantują dostateczną ochronę od przepięć instalacji odbiorczych. Ochronę instalacji odbiorczych jest przedmiotem odrębnych przepisów i norm wg, których należy projektować i budować instalacje elektryczne.

4. Podsumowanie.

3.1 Przedstawiony dokument umożliwia prawidłowy dobór i montaż ograniczników przepięć w sieciach elektroenergetycznych do 110 kV. Jest zgodny z obowiązującymi w chwili obecnej normami i przepisami.

3.2 Dla potrzeb eksploatacji, Zespół PTPiREE ds. Ochrony Przeciwpzepięciowej widzi potrzebę:

- dodatkowego opracowania wskazówek obejmujących zagadnienia eksploatacyjne (zalecane metody badań, interpretacje wyników i wskazań liczników, kryteria oceny przydatności beziskiernikowych ograniczników przepięć, wartości graniczne przydatności ograniczników przepięć, zalecane czynności eksploatacyjne związane z ogranicznikami przepięć oraz wymagania odbiorcze, wzory protokołów),
- dalszego śledzenia zagadnień ochrony przepięciowej podczas ankietyzacji nowych norm, / szczególnie załącznika do EN 50341-3 /

5. Literatura.

- [1] Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć -Wskazówki wykonawcze J.Arciszewski, I. Komorowska - PTPiREE 03/1999
- [2] Ochrona przed przepięciami w typowych obiektach Zakładów Energetycznych A.Sowa, S.Jęzak - PTPiREE 03/1999
- [3] Ochrona sieci elektroenergetycznych od przepięć – Wskazówki wykonawcze E.Anderson, E.Jasiński, I.Komorowska, J.Kulikowski, A.Piłatowicz - PTPiREE 08/2005

Andrzej Grzybowski - Politechnika Poznańska

NOWE TENDENCJE W KONSTRUKCJA WSPORCZYCH LINII NAPIOWIETRZNYCH

1. Wstęp

W dającej się przewidzieć najbliższej przyszłości, mimo rozwoju nowych technologii w zakresie produkcji kabli, w warunkach polskich będą nadal projektowane i budowane napowietrzne linie elektroenergetyczne na wszystkich poziomach napięć. Gospodarka rynkowa a co za tym idzie urealnienie cen spowodowało, że od roku 1990 wprowadzane są do polskiej energetyki zawodowej nowoczesne rozwiązania technologiczne w projektowaniu i budowie linii napowietrznych. W sieciach niskiego i średniego napięcia w uzasadnianych przypadkach z powodzeniem stosuje się coraz szerzej linie napowietrzne z przewodami w pełnej i niepełnej izolacji, które stanowią alternatywne rozwiązanie dla linii kablowych zwłaszcza w terenach zalesionych, rolniczych, aglomeracji miejskich czy też w rejonie występowania szkód górniczych[1].

Nowoczesne rozwiązania konstrukcji wsporczych stosowanych w liniach napowietrznych to głównie słupy wąskotrzonowe, rurowe o dużej wytrzymałości mechanicznej. Produkcję takich słupów; stalowych i betonowych wirowanych uruchomiono w Polsce. Opracowanie i wdrożenia warunków technicznych jakim powinny odpowiadać słupy drewniane stosowane w liniach napowietrznych pozwoliły na szersze zastosowanie w Polsce żerdzi drewnianych. W liniach napowietrznych stosuje się także nowoczesne rozwiązania w zakresie izolacji, poprzez szerokie zastosowanie izolatorów kompozytowych. Skok technologiczny można także zauważyć w osprzęcie przewodowym.

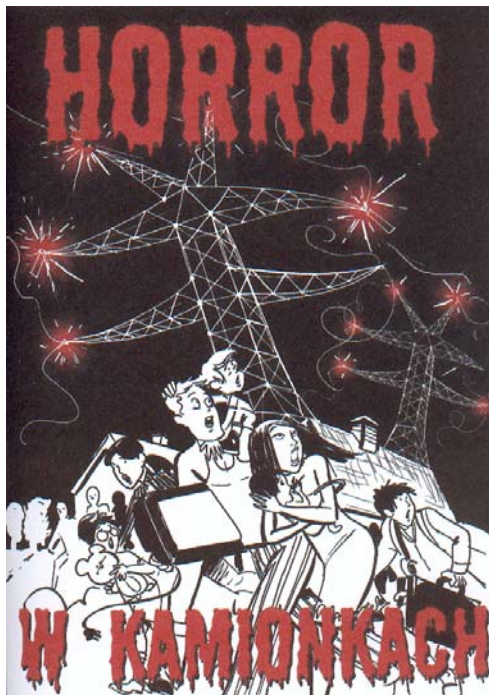
Przedstawione atrybuty nowoczesności powinny stanowić wyzwanie dla projektantów i inwestorów aby odrzucając dotychczas stosowane rozwiązania, śmiało wprowadzali do praktyki eksploatacyjnej nowe technologie oparte o dotychczas nie stosowane w energetyce materiały czy też elementy do budowy linii. Oczywiście wszystkie nowe rozwiązania muszą znaleźć uzasadnienie ekonomiczne, które nie należy tylko rozpatrywać pod kątem nakładów inwestycyjnych ale także pod względem eksploatacyjnym, głównie niezawodnościowym.

2. Słupy

W Polsce projektowanie napowietrznych linii elektroenergetycznych w obecnym stanie prawnym jest typową próbą rozwiązania kwadratury koła. Aktualnie uzgodnienie trasy, zwłaszcza linii wysokiego napięcia, w sensownym terminie graniczy praktycznie z cudem. Często komitety protestacyjne głoszące demagogiczne hasła przeciwko prowadzeniu przez ich teren linii, tworzą się jeszcze przed podjęciem prac projektowych dotyczących takich linii. Trasa linii jest oprotestowana praktycznie w każdej gminie leżącej na wstępnie zaproponowanej trasie [3]. Wydaje się więc, że realizacja inwestycji liniowych, przy zastosowaniu dotychczas stosowanych technologii a więc słupów kratowych, będzie napotykała coraz większe przeszkody.

Ekspersi są praktycznie jednomyślni w swych opiniach, wykazując brak zauważalnego wpływu pola elektrycznego emitowanego przez linie wysokiego napięcia na

zdrowie ludzi przebywających w bezpośredniej odległości od linii [4]. Wszystkim protestującym słupy kojarzą się najczęściej z konstrukcjami przestrzennymi, kratowymi nazywanymi często wieżami wysokiego napięcia. Najlepszą ilustracją tego może być przedstawiony tu jeden z licznych plakatów protestacyjnych przeciwko budowie linii napowietrznej 400 i 220 kV. Protestujący nazywają budowę linii aferą „pylongate”[2].



Rys. 1 Plakat protestacyjny przeciwko budowie czterotorowej linii Poznań – Plewiska [2]

Ostatnio daje się zauważyć, że punkt ciężkości protestów przesuwa się w kierunku aspektów „wizualnych” proponowanych słupów. Czynnikiem mającym wpływ na ewentualne pozytywne decyzje lokalizacyjne, będą zarówno proponowane gabaryty słupów jak i ich wygląd. Nowoczesna linia napowietrzna wysokiego napięcia nie może ograniczać możliwości prowadzenia w jej bezpośrednim sąsiedztwie upraw rolnych czy prowadzenia innej działalności gospodarczej. Słupy powinny być praktycznie niedostrzegalne a więc maksymalnie „wtopić się” w miejscowy krajobraz.

Konstrukcje wsporcze spełniające tego rodzaju wymogi to pełnościenne słupy rurowe wykonane ze stali lub betonu. Polska energetyka zawodowa zbiera aktualnie doświadczenia z już wybudowanych i eksploatowanych linii. W Polsce na słupach pełnościennych, rurowych stalowych pracują od kilku lat linie przesyłowe 400 kV, 220 kV (PSE S.A.) oraz linie dystrybucyjne 110 kV np. w koncernie Energa S.A. Zakład Toruń czy też w Enea S.A.. Linie 110 kV na słupach wąskotrzonowych budowane są także dla potrzeb PKP [5].

W Polsce w województwach zachodnich i północnych pracują praktycznie bez poważnych zakłóceń liczne linie wysokiego napięcia na słupach betonowych wybudowane w latach 30 i 40 poprzedniego stulecia. Bardzo pozytywne w tym względzie są także doświadczenia eksploatacyjne krajów sąsiadujących z Polską. Na Litwie, Białorusi i Ukrainie większość linii 110 kV (nie tylko jednotorowych) jest prowadzona na słupach strunobetonowych jednożerdziowych o długościach sięgających nawet 26 metrów [6]. W krajach tych żerdzie betonowe, wirowane pracują także w odpowiedniej konfiguracji

(najczęściej jako dwa oddzielne słupy z odciągami) jako słupy mocne – odporowe. Na rys.2 przedstawiono takie rozwiązanie w linii 110 kV na Litwie i Ukrainie.



Rys. 2. Podwójne betonowe, słupy odporowe w liniach 110 kV [7]

Żerdzie jednoczęściowe dla linii 110 kV ze względu na swoje rozmiary i dużą masę mają ograniczone zastosowanie z względów logistycznych. Rozwiązaniem tego problemu są zaprojektowane i produkowane w Polsce [8] słupy przelotowe typu B2WP przeznaczonego dla jednotorowej napowietrznej linii elektroenergetycznej 110 kV. Ich cechy charakterystyczne to: dwuczęściowa strunobetonowa żerdź wirowana zastosowana jako trzon słupa, stalowa spawana konstrukcja poprzeczników, dwie wersje fundamentów. Prototypowa żerdź EW 24/15 przeszła w 2002 roku pozytywnie badania na naprężenia zginające i skręcające w Instytucie Budownictwa Politechniki Wrocławskiej, wykazując jej przydatność jako konstrukcji wsporczej przelotowej w liniach 110 kV. Na szczególne podkreślenie zasługuje duża elastyczność słupa, ze strzałką ugięcia żerdzi porównywalną z podobnymi konstrukcjami stalowymi. Producent i projektant słupów [8] na bazie tej żerdzi oprócz słupów typu B2WP chcą wprowadzić do praktyki eksploatacyjnej także słupy przelotowe ze sztywnymi poprzecznikami izolacyjnymi, kompozytowymi zastosowanymi zamiast poprzeczników stalowych.

Słup przelotowy serii B2WP z żerdzią EW 24/15 został zaprezentowany na targach ENERGETAB w Bielsku – Białej i uzyskał wyróżnienie w postaci medalu PSE na 18 targach w roku 2005. Na rys.3 przedstawiono taki słup przelotowy dwuczęściowy, skręcany przy pomocy kołnierza stalowego, zastosowany w linii 110 kV



Rys. 3 Słup przelotowy B2WP prod. WIRBET S.A. w linii 110 kV Iłowiec – Kościan [7]

Dotychczas wybudowano dwie linie 110 kV na betonowych słupach wirowanych. Zebrane doświadczenia wykazały ich pełną przydatność w tych liniach. Na uwagę zasługuje głównie prosta technologia osadzania słupów betonowych w fundamentach. Pozytywne uwagi zebrali także inwestorzy i wykonawcy linii WN na słupach stalowych rurowych. Na podkreślenie zasługuje niska masa słupów stalowych a więc ograniczenie do minimum problemów transportowych i montażowych.

3. Poprzeczniki

Poprzeczniki są ważnym elementem konstrukcji wsporczych, które muszą przenieść niejednokrotnie duże obciążenia mechaniczne. Ich rozwiązania konstrukcyjne rzutują na sposób ich montażu czy też późniejsze możliwości wykonywania z nich prac eksploatacyjnych np. prac pod napięciem. Dotychczas poprzeczniki wykonywane były głównie z kształtowników stalowych, rzadziej z betonu zbrojonego i tylko w bardzo starych konstrukcjach z żerdzi drewnianych. Obecnie poprzeczniki, głównie na słupach przelotowych w liniach WN, mogą być także konstrukcjami wykonanymi z izolatorów kompozytowych. Takie rozwiązania ograniczają do minimum pas terenu zajęty przez linię. Zastosowanie poprzeczników izolacyjnych i odstępników w liniach SN w niepełnej izolacji, co jest rozważane, pozwoliłoby podejść w zupełnie nowy sposób do projektowania takich linii.

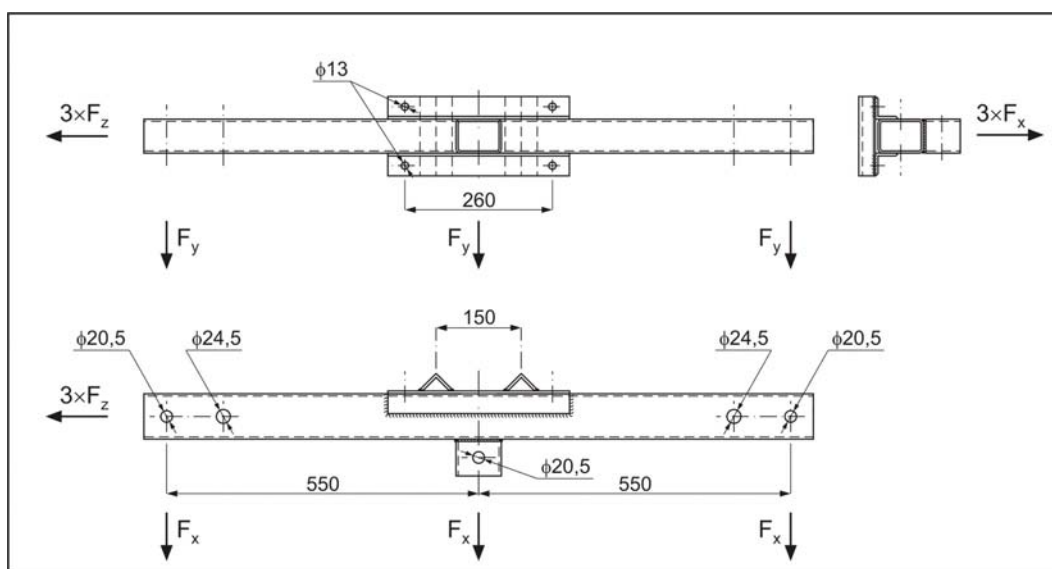
Poprzeczniki stalowe są stosowane najczęściej. Produkowane są w różnych wersjach w wielu zakładach na terenie Polski. Są zabezpieczane od procesów korozyjnych poprzez ocynkowanie. Główną wadą ich jest stosunkowo duża masa co może stanowić ograniczenie, głównie przy wykonywaniu prac montażowych w liniach SN z przewodami w niepełnej izolacji. Linie takie są prowadzone bowiem najczęściej w terenach trudnodostępnych, gdzie warto zastosować słupy drewniane.

Czynnikiem mogącym znacznie uprościć problemy transportowe i montażowe (eliminacja sprzętu ciężkiego) może być znaczne ograniczenie masy poprzeczników. Jednym ze sposobów może być zastąpienie profili stalowych podobnymi lub identycznymi, wykonanymi ze stopów aluminium o podobnych własnościach mechanicznych.

W przypadku zastosowania identycznych profili poprzeczników ich masa dla tych wykonanych ze stopów aluminium zostaje zredukowana do około 35%.

Jako rozwiązanie prototypowe zdecydowano się zaprojektować i wykonać poprzeczniki dla linii SN z przewodami w niepełnej izolacji [9].

Na rys. 4 przedstawiono jeden z poprzeczników do zamontowania na słupie krańcowym, wykonany ze stopu AlMgSi zaprojektowany dla linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi o obciążeniu dopuszczalnym na jeden przewód: $F_x = 4,0\text{kN}$ (od naciągu przewodów), $F_y = 3,5\text{kN}$ (od obciążeń pionowych) i $F_z = 2,0\text{kN}$ (od wypadkowego obciążenia prostopadłego do F_x) o masie około 4,5kg. Masa identycznie wykonanego poprzecznika ze stali typu St3SY to 12,8kg. Na rys. 5 przedstawiono poprzecznik do zamontowania na słupie bliźniaczym narożnym. Zaprojektowane poprzeczniki dzięki zastosowanym rozwiązaniom mogą być montowane zarówno na słupach drewnianych jak i betonowych wirowanych.



Rys. 4. Poprzecznik (proj. Elprojekt) ze stopu aluminium dla słupa krańcowego [9]



Rys. 5 Poprzecznik ze stopu aluminium na słupie narożnym [9]

Poprzeczniki są wykonane z kształtowników stopowych łączonych za pomocą spawów. Tego rodzaju konstrukcje po zaprojektowaniu a przed ich zamontowaniem w linii zdecydowano się przebadać poligonowo, poddając je próbom obciążeniowym.

Ponieważ omawiane konstrukcje ze stopów aluminiowych są rozwiązaniami prototypowymi, dla celów porównawczych, wykonano dwa rodzaje spawów – metodą MIG i TIG oraz użyto dwóch typów spoiw – AlMg i AlSi.

Rys.6 - 8 przedstawiają fragmenty poligonu doświadczalnego, na którym przeprowadzono próby obciążenia poprzeczników. Do pomiaru wielkości sił pochodzących od naciągu przewodów roboczych linii SN użyto dynamometru o zakresie 0÷100kN i podziałce co 1kN. Naciąg realizowano przy pomocy liny stalowej naciąganej za pomocą tzw.tirfora (rys.7).



Rys. 6 Poprzecznik na słupie krańcowym wirowanym [9]



Rys. 7 Próba obciążenia oprzecznika na słupie krańcowym [9]



Rys. 8 Pomiar odkształcenia poprzeczника [9]

Prace montażowo –spawalniczne poprzeczników potwierdziły dobrą podatność zastosowanych profili ze stopów AlMgSi na przecinanie, wiercenie oraz spawanie. Natomiast na podstawie obserwacji i pomiarów z prób można stwierdzić, że po kilkukrotnym 150% i 200% obciążeniu dopuszczalnym nie stwierdzono żadnych uszkodzeń zespawanych miejsc oraz pęknięć w półkach profili w momencie przekroczenia granicy plastyczności. Także odkształcenia poprzeczników wykazały małe wartości (rys.8).

Za stosowaniem poprzeczników wykonanych ze stopów aluminium do budowy linii SN przemawiają takie względy jak: mniejszą masę, łatwiejszy i bezpieczniejszy montaż na budowie oraz obniżenie kosztów transportu i składowania. Ważną zaletą jest także brak konieczności wykonywania kłopotliwych uzupełnień uszkodzonej powłoki antykorozyjnej, np. podczas transportu, składowania czy też rozwiercania otworów na budowie (samoistnie powstająca cienka i szczelna warstwa tlenku skutecznie zapobiega dalszemu utlenianiu).

Podsumowując, po badaniach poligonowych oraz doświadczeniach z budowy na linii SN 15kV w miejscowości NEKIELKA można stwierdzić, że średnia cena konstrukcji ze stopów aluminium jest porównywalna lub nawet niższa od ceny dotychczas stosowanych konstrukcji wykonanych ze stali i cynkowanych ognioowo.

4. Wnioski

Przedstawiony materiał pozwala na stwierdzenie, że w dobie coraz ostrzejszych protestów społecznych, uniemożliwiających budowę lub rozbudowę linii napowietrznych, słupy pełnościenne wykonane z rur stalowych lub żerdzi strunobetonowych wirowanych stanowią poważną alternatywę dla innych rozwiązań linii. Są zwarte a powierzchnia zajmowana przez te słupy jest dziesięciokrotnie mniejsza od słupów kratowych. Ich duża wytrzymałość pozwala w miejsce dotychczas stosowanych słupów figurowych stosować słupy pojedyncze, także do linii wielotorowych. Zalety linii na słupach tak strunobetonowych: trwałość, brak konieczności prowadzenia zabiegów konserwacyjnych przez cały okres eksploatacji, można uzupełnić o nową zaletę, stosunkowo łatwy transport. Uzyskano to dzięki podziałowi żerdzi na dwa człony. Linie prowadzone na słupach betonowych są w pełni odporne na kradzieże. Słupy rurowe stalowe jak i strunobetonowe mają jeszcze jedną zaletę, gładką powierzchnię, która bez specjalistycznego sprzętu, jest absolutnie niedostępna dla młodzieżowych (i nie tylko) wspinaczy. Do prac eksploatacyjnych można użyć specjalnie zaprojektowanych drabin a w koncernie Energa S.A.- Zakład Toruń opracowano już

technologię i specjalne pomosty do prac pod napięciem na liniach 110 kV prowadzonych na słupach wirowanych.

Pozytywne doświadczenia eksploatacyjne i udane realizacje linii 110 kV na przelotowych słupach wirowanych dają podstawę do wykonania następnego kroku. Będzie nim opracowanie konstrukcji słupów mocnych dla linii 110 kV w oparciu o żerdzie wirowane. Istnieje także potrzeba przeprowadzenia prac badawczych i projektowych nad możliwością zastosowania dla słupów strunobetonowych w liniach 110 kV fundamentów w formie płyt lub belek ustojowych.

Słupy drewniane, mimo opracowania w PTPIREE Warunków Technicznych jak wielu albumów linii SN ze słupami drewnianymi, ciągle nie mogą wejść szerzej do praktyki.

Zmiany konstrukcyjne poprzeczników w liniach SN pójść prawdopodobnie w kierunku ich znacznego ich „odchudzenia”, dzięki zastosowaniu do ich budowy lekkich stopów lub izolatorów kompozytowych. W liniach WN rozwiązania konstrukcyjne poprzeczników muszą zapewnić możliwość wykonywania z nich niektórych prac montażowych i eksploatacyjnych

Literatura

1. Paszek G. Napowietrzne przewody izolowane SN – zalety i wady wybranych rozwiązań konstrukcyjnych II Sympozjum „Nowoczesne rozwiązania w budownictwie sieciowym” SEP Kalisz, Elprojekt Ostrów, luty 2005
2. Twardosz G. Zastosowanie żerdzi wirowanych jako konstrukcji wsporczych w linii 110 kV Energetyka , wrzesień 2005
3. Strona internetowa www.stomatolog.med.pl/ostreszow/php,
4. Materiały Konferencji pt. Pola elektromagnetyczne 50 Hz w środowisku człowieka Poznań 27.10 – 29.10.2003,
5. Waskotrzonowe słupy dla linii dwutorowej 110 kV www.Elekol.com.pl,
6. Analiza porównawcza zastosowania słupów strunobetonowych w energetyce zawodowej Mat. F-my Kuzior 1998,
7. Grzybowski A. Słupy wąskotrzonowe w napowietrznych liniach elektroenergetycznych VIII Ogólnopolskie Sympozjum IW 2006 Politechnika Poznańska, Będlewo, maj 2006
8. Opis techniczny P-335766 Energoprojekt Kraków S.A. i materiały f-my WIRBET S.A.
9. Kiwitt W., Szajkowski W. Prototypowe rozwiązania konstrukcji wykonanych ze stopów aluminiowych dla napowietrznych elektroenergetycznych linii SN . Sympozjum Elprojekt Czernejewo 2006,

Czesław Olejniczak - ENERGO LINIA Sp. z o.o.

Rafał Nowicki - ENERGO LINIA Sp. z o.o.

NAPOWIETRZNE LINIE DWUNAPIĘCIOWE Z PRZEWODAMI PEŁNOIZOLOWANYMI ŚREDNIEGO I NISKIEGO NAPIĘCIA NA ŻERDZIACH WIROWANYCH

Wprowadzenie

Linie napowietrzne niskiego napięcia z przewodami izolowanymi od wielu już lat stanowią standard w krajowej sieci elektroenergetycznej. Narastające trudności z uzgodnieniem trasy dla nowych linii napowietrznych, przy jednoczesnych rosnących wymaganiach niezawodności zasilania i bezpieczeństwa sprawiają, że coraz więcej linii średniego napięcia budowanych jest w wykonaniu kablowym, bądź jako linie napowietrzne z zastosowaniem przewodów izolowanych. Bardzo często buduje się nowe linie po trasach linii istniejących, w wykonaniu wielotorowym czy w postaci linii dwunapięciowych.

Jak wiadomo, zastosowanie do tego celu przewodów izolowanych, z uwagi na małe odległości i sprawy bezpieczeństwa, jest jak najbardziej uzasadnione.

W ubiegłym roku zakończone zostały prace nad albumami linii napowietrznych dwunapięciowych SN i nN właśnie z uwzględnieniem przewodów pełnoizolowanych, w rozumieniu normy N SEP-E-003.

W albumach zastosowano nowy system linii izolowanych średniego napięcia oparty na przewodach EXCEL i AXCES oraz znany już dużo wcześniej i stosowany w Polsce (zwłaszcza na terenach kopalni odkrywkowych) system linii izolowanych średniego napięcia SAXKA. Zasadniczą różnicą pomiędzy przewodami obu systemów jest występowanie bądź brak linki nośnej.

Przewody EXCEL i AXCES są przewodami samonośnymi (bez linki nośnej) natomiast przewody z systemu SAXKA typu AHXAMK-WM w swojej konstrukcji posiadają stalową linkę nośną pokrytą izolacją, a przewody typu SAXKA-W i XRaUHAKXS+Fe stalową linkę nośną - gołą.

Mówimy tutaj o systemach, bowiem należy przez to rozumieć zarówno przewód jak i osprzęt do jego instalacji i eksploatacji.

System EXCEL i AXCES pojawił się w Polsce dopiero w 2001 r. i niedługo potem (lata 2002 - 2003) powstały pierwsze pilotażowe odcinki linii z tymi przewodami.

Konstrukcja przewodów EXCEL, AXCES i AHXAMK-WM pozwala na ich zastosowanie jako tradycyjnych kabli układanych w ziemi jak i do budowy linii napowietrznych. Parametry techniczne przedmiotowych przewodów przedstawiono w tablicach 1÷4.

Zakłady Energetyczne szybko dostrzegły zalety tych rozwiązań, pozwalające w stosunkowo prosty sposób poprawić warunki zasilania odbiorców zwłaszcza w rozległych sieciach niskiego napięcia, choćby poprzez budowę nowych stacji transformatorowych w głębi sieci zasilanych przewodem pełnoizolowanym prowadzonym po trasie istniejącego (modernizowanego) obwodu niskiego napięcia.

Tablica 1 Parametry napowietrznych przewodów (kabli uniwersalnych) EXCEL i AXCES

Oznaczenie przewodu		EXCEL 3 × 10 / 10 8,7 / 15kV	AXCES 3 × 70 / 25 12 / 20kV	
Napięcie znamionowe		8,7 / 15kV	12 / 20kV	
Dopuszczalna temperatura pracy żyły przewodu:		90°C (65°C)		
		Dla przewodu zawieszonego na słupach temperatura dopuszczalna wynosi 65°C		
Obciążalność długotrwała przewodów - przy temp. przewodu 90°C (65°C) w przestrzeniach zewnętrznych, umieszczonego:				
a) w miejscu osłoniętym od bezpośredniego działania promieni słonecznych, w powietrzu o temperaturze 25°C		90 A (71A)	180 A (160A)	
b) w miejscu nie osłoniętym od bezpośredniego działania promieni słonecznych, w powietrzu o temperaturze 40°C		90 A (56 A)	180 A (126 A)	
c) w ziemi o temperaturze 15°C		96 A (81 A)	210 A (190 A)	
Dopuszczalny 1-sekundowy prąd zwarcia: (przy dopuszczalnej temperaturze żyły przewodu podczas zwarcia – 250°C) dla temp. przewodu przed zwarciem - 90°C, dla temp. przewodu przed zwarciem - 65°C, dla temp. przewodu przed zwarciem - 35°C,		1,6 kA 1,8 kA 2,0 kA	6,6 kA 7,1 kA 8,0 kA	
Dopuszczalny prąd zwarcia dla żyły powrotnej (przy temperaturze podczas zwarcia 300°C)		2,0 kA	5,0 kA	
Przekrój znamionowy żyły przewodu – materiały żyły		3×10 mm ² – Cu	3×70 mm ² – Al	
Przekrój żyły powrotnej – materiał żyły		10 mm ² – Cu	25 mm ² – Cu	
Przekrój obliczeniowy przewodu		40 mm ²	220 mm ²	
Rezystancja 1 km żyły przewodu w temperaturze 20°C		1,83 Ω	0,443 Ω	
Indukcyjność 1 km przewodu		0,49 mH	0,32 mH	
Pojemność 1 km przewodu		0,10 μF	0,21 μF	
Masa 1 km przewodu		1220 kg	1950 kg	
Średnica żyły przewodu		3,55 mm	9,9 mm	
Średnica żyły przewodu z izolacją		15 mm	21 mm	
Średnica całkowita przewodu		38 mm	49 mm	
Średnica przewodu ze skrętem		41 mm	54 mm	
Minimalna siła zrywająca przewód		16 kN	49 kN	
Maksymalna siła robocza		8,5 kN	27 kN	
Współczynnik wydłużenia cieplnego α		20 × 10 ⁻⁶ 1/°K	23 × 10 ⁻⁶ 1/°K	
Współczynnik wydłużenia sprężystego β		11,5 × 10 ⁻⁶ 1/MPa	15,6 × 10 ⁻⁶ 1/MPa	
opuszczalne naprężenia przewodu:		normalne	160 MPa	90 MPa
		zmniejszone	110 MPa	60 MPa
	katastrofalne:	normalne	210 MPa	120 MPa
		zmniejszone	210 MPa	120 MPa

Tablica 2. Parametry napowietrznych przewodów (kabli uniwersalnych) AHXAMK-WM (SAXKA-WM)

Oznaczenie przewodu	AHXAMK-WM 3x25 + 62l	AHXAMK-WM 3x50 + 62l	AHXAMK-WM 3x95 + 62l	AHXAMK-WM 3x120 + 62l
Napięcie znamionowe	12/20 kV (24 kV)			
Obciążalność długotrwała przewodu w przestrzeniach zewnętrznych, umieszczonego:				
a.) w powietrzu				
- temp. żyły 65°C [A]	100	145	230	265
- temp. żyły 90°C [A]	125	195	280	325
b.) w ziemi				
- temp. żyły 65°C [A]	110	155	235	265
Prąd zwarciovowy 1 sekundowy:				
- żyły roboczej [kA] (temp. żyły na początku zwarcia 90°C, na końcu - 250°C)	2,3	4,7	8,9	11,3
- żyły powrotnej [kA] (temp. żyły powrotnej na początku zwarcia 85°C, na końcu - 250°C)	1,9	2,2	2,5	2,6
Przekrój żyły roboczej [mm ²] (materiał żyły - Al)	25	50	95	120
Rezystancja 1km żyły roboczej w temp. 20°C (DC) [Ω]	1,2	0,641	0,32	0,253
Rezystancja 1km żyły roboczej (AC)				
w temp. 65°C [Ω]	1,42	0,76	0,38	0,30
w temp. 90°C [Ω]	1,54	0,82	0,41	0,33
Indukcyjność 1km przewodu [mH]	0,49	0,46	0,4	0,39
Pojemność 1km przewodu [μF]	0,14	0,17	0,21	0,22
Masa 1km przewodu [kg]	2000	2400	3100	3450
Średnica żyły roboczej [mm]	5,6	8,0	11,3	12,7
Średnica na powłoce przewodu fazowego [mm]	24	26	30	31
Średnica linki nośnej [mm]	10	10	10	10
Średnica na powłoce linki nośnej [mm]	12,5	12,5	12,5	12,5
Średnica wiązki przewodowej [mm]	60	66	72	76
Minimalna siła zrywająca linkę nośną [kN]	76,0	76,0	76,0	76,0
Współczynnik wydłużenia cieplnego linki nośnej [1/K]	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶
Moduł Younga linki nośnej [N/mm ²]	189x10 ³	189x10 ³	189x10 ³	189x10 ³

Tablica 3. Parametry napowietrznych przewodów (kable) SAXKA-W

Oznaczenie przewodu	SAXKA-W 3x35	SAXKA-W 3x70	SAXKA-W 3x120
Napięcie znamionowe	12/20 kV (24 kV)		
Obciążalność długotrwała przewodu umieszczonego w powietrzu o temp.:	temp. żyły przewodu 90°C		
30°C [A]	151	225	315
50°C [A]	115	172	240
Prąd zwarcia 1 sekundowy żyły roboczej [kA] (temp. żyły na początku zwarcia 90°C, na końcu - 250°C)	3,3	6,6	11,3
Przekrój żyły roboczej [mm ²] (materiał żyły - Al)	35	70	120
Rezystancja 1km żyły roboczej w temp. 20°C (DC) [Ω]	0,868	0,443	0,253
Indukcyjność 1km przewodu [mH]	0,48	0,42	0,40
Pojemność 1km przewodu [μF]	0,15	0,19	0,22
Masa 1km przewodu [kg]	2150	2700	3450
Średnica żyły roboczej [mm]	6,8	9,6	12,7
Średnica na powłoce przewodu fazowego [mm]	26	29	33
Średnica linki nośnej [mm]	10,6	10,6	10,6
Przekrój linki nośnej [mm ²]	67	67	67
Średnica wiązki przewodowej [mm]	61	67	74
Minimalna siła zrywająca linkę nośną [kN]	85	85	85
Współczynnik wydłużenia cieplnego linki nośnej [1/K]	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶
Moduł Younga linki nośnej [N/mm ²]	186x10 ³	186x10 ³	186x10 ³
Dopuszcz. naprężenia linki nośnej	normalne	470 MPa	
	zmniejszone	330 MPa	
	normalne	940 MPa	
	Katastrofalne zmniejszone	660 MPa	

Tablica 4. Parametry napowietrznych przewodów (kable) XRaUHAKXS + Fe

Oznaczenie przewodu	XRaUHAKXS + Fe 3x50	XRaUHAKXS + Fe 3x70	XRaUHAKXS + Fe 3x120
Napięcie znamionowe	12/20 kV (24 kV)		
Obciążalność długotrwała przewodu umieszczonego w powietrzu o temp.:	temp. żyły przewodu 90°C		
	30°C [A]	180	225
	50°C [A]	148	172
Prąd zwarciovowy 1 sekundowy:			
- żyły roboczej [kA]	4,9	6,9	11,6
- żyły powrotnej [kA]	2,7	2,85	3,2
Przekrój żyły roboczej (materiał żyły - Al) [mm ²]	50	70	120
Rezystancja 1km żyły roboczej w temp. 20°C (DC) [Ω]	0,641	0,443	0,25
Rezystancja 1km żyły roboczej w temp. 90°C (AC) [Ω]	0,825	0,569	0,33
Indukcyjność 1km przewodu [mH]	0,423	0,409	0,374
Pojemność 1km przewodu [μF]	0,167	0,180	0,216
Masa 1km przewodu [kg]	2460	2740	3340
Średnica żyły roboczej [mm]	8,2	9,5	12,7
Średnica na powłoce przewodu fazowego [mm]	27	28,3	31,1
Średnica linki nośnej [mm]	9,2	9,2	9,2
Przekrój linki nośnej [mm ²]	50,4	50,4	50,4
Średnica wiązki przewodowej [mm]	63	66	70
Minimalna siła zrywająca linkę nośną [kN]	85	85	85
Współczynnik wydłużenia cieplnego linki nośnej [1/K]	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶	11,5x10 ⁻⁶
Moduł Younga linki nośnej [N/mm ²]	186x10 ³	186x10 ³	186x10 ³
Dopuszczalne naprężenia linki nośnej	normalne	670 MPa	
	zmniejszone	470 MPa	
	normalne	1340 MPa	
	Katastrofalne: zmniejszone	940 MPa	

Album LSNI + LnNi

Aby ułatwić projektowanie i budowę linii napowietrznych z zastosowaniem przewodów pełnoizolowanych SN i nN konieczne było opracowanie katalogu typowych rozwiązań słupów dla poszczególnych systemów. Pierwszy taki katalog obejmujący przewody EXCEL i AXCES, opracowany na potrzeby dostawcy kabli i osprzętu, ukazał się w grudniu 2003 r.

W 2005 roku przy udziale PTPIREE zakończono prace nad nowymi albumami linii dwunapięciowych zawierającymi omawiane przewody.

Album składa się z sześciu tomów:

Tom V - Album linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi średniego napięcia 10 i 70 mm² i niskiego napięcia 25÷120 mm² na żerdziach wirowanych LSNI + LnNi.

Tom VI - Album słupów z odłącznikami, rozłącznikami i głowicami kablowymi dla linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi średniego napięcia 10 i 70 mm² i niskiego napięcia 25÷120 mm² na żerdziach wirowanych LSNI-og + LnNi.

Tom VII - Album linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi z linką nośną typu AHXAMK-WM średniego napięcia i przewodami pełnoizolowanymi niskiego napięcia na żerdziach wirowanych. Przekroje 25÷120 mm² LSNI + LnNi.

Tom VIII - Album linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi z linką nośną typu SAXKA-W i XRaUHAKXS+Fe średniego napięcia i przewodami pełnoizolowanymi niskiego napięcia na żerdziach wirowanych. Przekroje 25÷120 mm² LSNI + LnNi.

Tom IX - Album słupów z odłącznikami, rozłącznikami i głowicami kablowymi dla linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi z linką nośną średniego napięcia i przewodami pełnoizolowanymi niskiego napięcia na żerdziach wirowanych. Przekroje 25÷120 mm² LSNI-og + LnNi.

Tom X - Album linii napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi średniego i niskiego napięcia na żerdziach wirowanych LSNI + LnNi, LSNI-og + LnNi. Konstrukcje stalowe do tomów V, VI, VII, VIII i IX.

Numerację tomów rozpoczęto od V, dla odróżnienia od opracowanego w listopadzie 2004 r. albumu linii dwunapięciowych z przewodami SN - niepełnoizolowanymi (system PAS) również pod symbolem LSNI + LnNi, tomy I do IV.

Przedmiot i zakres opracowania

Albumy obejmują elementy napowietrznych linii średniego napięcia z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi typu EXCEL i AXCES oraz przewodami pełnoizolowanym z linką nośną typu AHXAMK-WM (SAXKA-WM), SAXKA-W i XRaUHAKXS+Fe, natomiast w zakresie niskiego napięcia - z przewodami izolowanymi typu: AsXS, AsXSn.

Konstrukcje wsporcze ww. linii stanowią słupy zaprojektowane w oparciu o następujące żerdzie:

- wirowane typu E produkcji krajowej,
- wirowane typu ELV produkcji słowackiej,

- strunobetonowe typu BSW i żelbetowe typu ŻN tylko jako konstrukcje wsporcze słupów przelotowych.

Słupy objęte niniejszymi albumami przewidziane są do stosowania w nawiętrznych liniach średniego napięcia 15 i 20 kV oraz niskiego napięcia 0,4 kV na terenie całego kraju we wszystkich strefach klimatycznych, tj. W I i W II obciążenia wiatrem oraz SI, SII, SIIa i SIIa obciążenia sadzią.

Przedstawione na kartach albumowych sylwetki słupów uwzględniają dobór ustojów dla gruntu średniego i słabego oraz określają parametry zawieszenia przewodów, uzbrojenia słupów oraz zawierają zestawienia materiałów i wskazówki montażowe.

Zaprojektowane elementy stalowe, z uwagi na dużą trwałość strunobetonowych żerdzi wirowanych oraz dla zmniejszenia kosztów eksploatacji, są zabezpieczone przed korozją przez cynkowanie na gorąco. Dodatkowo, na życzenie odbiorców, mogą być malowane.

Stosowanie osprzętu innego niż przewidziano w albumach, wymaga odpowiedniej adaptacji.

Albumy przewidziane są dla projektantów, wykonawców i eksploataatorów nawiętrznych linii średniego napięcia 15 i 20 kV oraz niskiego napięcia 0,4 kV.

Podstawowe dane techniczne

Napięcie znamionowe linii SN: - 15 kV lub 20 kV,

Napięcie znamionowe linii nN: - 0,6/1kV

Przewody robocze linii SN:

- samonośne - EXCEL 3x10/10 8,7/15kV, AXCES 3x70/25 12/20kV.
- z linką nośną izolowaną
 - AHXAMK-WM 3x25 + 62I 12/20 kV (24kV),
 - AHXAMK-WM 3x50 + 62I 12/20 kV (24kV),
 - AHXAMK-WM 3x95 + 62I 12/20 kV (24kV),
 - AHXAMK-WM 3x120 + 62I 12/20 kV (24kV).
- z linką nośną gołą
 - SAXKA-W 3x35 12/20 kV (24kV),
 - SAXKA-W 3x70 12/20 kV (24kV),
 - SAXKA-W 3x120 12/20 kV (24kV),
 - XRaUHAKXS+Fe 3x50 12/20 (24kV),
 - XRaUHAKXS+Fe 3x70 12/20 (24kV),
 - XRaUHAKXS+Fe 3x120 12/20 (24kV).

Przewody robocze linii nN: przewody aluminiowe pełnoizolowane samonośne AsXSn, ALUS, NFA2X o przekrojach 25÷120 mm²

Żerdzie:

- produkcji polskiej typu E o długościach: 9; 10,5; 12; 13,5 i 15 m i wytrzymałościach: 2,5; 4,3; 6; 10; 12; 13,5; 15; 17,5; 20; 25 kN
- produkcji słowackiej typu ELV o długościach: 9; 10,5; 12; 13,5 m i wytrzymałościach: 3,5; 6; 10; 12; 13,5; 17,5 kN
- produkcji polskiej typu BSW o długościach: 12 i 14 m i wytrzymałości Px=4,3kN, Py=1,5kN
- produkcji polskiej typu ŻN o długościach 8,2; 9,2; 10 i 12 m i wytrzymałościach Px=1,8 kN, Py=0,9 kN dla ŻN-8 i Px=2,2 kN, Py=1,1 kN dla ŻN-9, 10 i 12

Minimalny kąt załomu dla słupów:	- narożnych: 120°. - odporowo-narożnych 90°
Stopnie obostrzenia:	0°, 1°, 2° i 3°.
Strefa klimatyczna:	W I, W II – obciążenia wiatrem SI, SII, SIa i SIla – obciążenie sadzą
Rodzaj gruntu:	średni i słaby.

Zasady projektowania

Przyjęty w opracowaniu wytrzymałościowy i wysokościowy asortyment słupów oraz zastosowane w katalogu przewody i osprzęt pozwalają na optymalny ich dobór zależny od warunków terenowych i gruntowych występujących na trasie projektowanej linii.

Poniżej przedstawiono zalecany sposób postępowania przy ustalaniu parametrów napowietrznych linii oraz dobór elementów tych linii projektowanych wg omawianego albumu:

1. Ustalenie rodzaju i przekroju przewodu SN.
2. Ustalenie rodzaju linii (jednotorowa lub wielotorowa) i przekroju przewodów nN.
3. Ustalenie rodzaju żerdzi E lub ELV, bądź w przypadku słupów przelotowych ewentualnie żerdzi ŻN lub BSW.
4. Ustalenie maksymalnej rozpiętości przęsła oraz określenie obciążeń dodatkowych i dokonanie związanego z tym wyboru podstawowego słupa przelotowego ze względów wytrzymałościowych (wg tablic). Przy wyborze słupa uwzględnić ewentualną rezerwę wytrzymałości na zawieszenie przewodów przyłącza nN lub zamocowanie oprawy oświetleniowej.
5. Ustalenie minimalnych podstawowych naprężeń przewodu SN i przewodów nN, i związanych z tym naciągów podstawowych, rzutujących na dobór wytrzymałościowy słupów mocnych, wg tablic zamieszczonych w albumach.
6. Ustalenie podstawowej wysokości słupa przy uwzględnieniu dopuszczalnych odległości przewodów od ziemi i przyjętego maksymalnego zwisu przewodu SN i przewodów nN.
7. Ustalenie warunków gruntowych.

Dobór i rozstaw słupów linii zależny jest od ww. ustaleń, oraz warunków terenowych występujących na trasie przebiegu linii. Wymagane parametry słupów i zakres ich stosowania oraz osprzęt i konstrukcje należy dobrać z odpowiednich kart albumowych.

Podstawowe naprężenia przewodów

Oprócz optymalnego dostosowania do warunków terenowych na trasie przebiegu linii związanego z tym doboru wytrzymałościowego i gabarytowego słupów , dobór naprężeń podstawowych musi uwzględniać koordynację zwisów przewodów SN i nN. Naprężenia podstawowe i związane z nimi naciągi, przedstawione w tablicach albumu, dobrano w sposób pozwalający na zachowanie koordynacji zwisów przewodów przy założeniu następujących wielkości zwisów 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 i 3,5 m.

Odległość przewodów linii SN i nN w środku rozpiętości pręśła we wszystkich stanach temperaturowych i sadowych nie powinna być mniejsza niż 50 cm.

Rozpiętości pręśła

Dla linii napowietrznych średniego i niskiego napięcia prowadzonych na wspólnych konstrukcjach wsporczych, których rozwiązania objęte są niniejszymi albumami, pionowa odległość między przewodami tych linii wynosi 0,6 m, przy czym przewody SN zawieszone są ponad linią nN. Takie rozmieszczenie przewodów oraz potrzeba zapewnienia minimalnej odległości przewodu do ziemi, ma wpływ na dobór słupa przelotowego w aspekcie rozpiętości pręśła - wiatrowego i nominalnego. Przykładowe wiatrowe rozpiętości pręśła dla opisywanych linii dwunapięciowych przedstawiono w tablicach nr 5÷9.

Ochrona przeciwporażeniowa i uziemienia

Do chwili obecnej organizacje międzynarodowe IEC (Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna) oraz CENELEC (Europejski Komitet Normalizacyjny ds. Elektrotechniki) nie wydały dokumentów normalizacyjnych dotyczących projektowania i budowy linii elektroenergetycznych wysokiego i niskiego napięcia. W Polsce te zagadnienia również nie są aktualnie w pełni opracowane, a w szczególności odczuwa się dotkliwy brak normy SEP dotyczącej ochrony przeciwporażeniowej w liniach średniego i wysokiego napięcia.

W takiej sytuacji, która trwa od wielu lat, zagadnienia ochrony przeciwporażeniowej i uziemień w rozwiązaniach linii objętych niniejszymi albumami opracowano w oparciu o:

- N SEP-E-003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi.
- PN-E-05100-1: 1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.
- PN IEC 60364 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych.
- SEP-E-001, Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
- PN-E-05115:2002, Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1kV.
- Projekt przepisów „Ochrona ludzi od porażenia napięciem dotykowym w instalacjach wysokiego napięcia” PBUE Warszawa 1997 r.
- dane katalogowe wyrobów, literatura techniczna.

Tablica 5. Rozpiętości pręseł wiatrowych [m] dla słupów przelotowych linii SN z przewodem (kablem uniwersalnym) EXCEL 3x10/10 i linii nN, strefa klimatyczna W I

Typ słupa	Typ żerdzi	Linia SN - EXCEL 3x10/10 [mm ²]					
		Linia LnNi z przewodami o przekrojach [mm ²]					
		4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120
P1 - 10,5	E/2,5	88	84	79	75	70	67
P1 - 12		83	80	75	71	66	63
P1 - 13,5		72	69	64	61	57	54
P1 - 15		68	65	61	57	54	51
P2 - 10,5	ELV/3,5	130	125	118	111	105	100
P2 - 12		126	120	113	107	101	96
P2 - 13,5		110	106	99	94	88	84
P3 - 10,5	E/4,3	165	158	149	140	132	126
P3 - 12		160	153	144	136	129	121
P3 - 13,5		141	135	127	120	112	106
P3 - 15		137	131	123	116	108	103
P4 - 10/ŻN	ŻN/200	79	76	71	67	63	60
P4 - 12/ŻN		75	71	67	64	59	56
P5 - 12/BSW	BSW-350C	155	148	139	132	124	117
P5 - 14/BSW		141	135	127	120	112	106
Maksymalna dopuszczalna rozpiętość pręseł dla EXCEL wynosi 90 m.							

Tablica 6. Rozpiętości pręseł wiatrowych [m] dla słupów przelotowych linii SN z przewodem (kablem uniwersalnym) AXCES 3x70/25 i linii nN, strefa klimatyczna W I

Typ słupa	Typ żerdzi	Linia SN - AXCES 3x70/25 [mm ²]					
		Linia LnNi z przewodami o przekrojach [mm ²]					
		4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120
P1 - 10,5	E/2,5	72	69	66	63	60	57
P1 - 12		68	66	63	60	57	54
P1 - 13,5		59	57	54	50	48	46
P1 - 15		55	53	51	48	46	45
P2 - 10,5	ELV/3,5	107	103	98	94	89	85
P2 - 12		103	99	94	90	85	81
P2 - 13,5		91	87	83	79	74	71
P3 - 10,5	E/4,3	135	130	124	119	112	108
P3 - 12		131	127	121	115	108	104
P3 - 13,5		116	112	107	101	96	92
P3 - 15		112	108	103	98	93	89
P4 - 10/ŻN	ŻN/200	65	62	59	56	54	52
P4 - 12/ŻN		61	59	56	53	51	49
P5 - 12/BSW	BSW-350C	127	123	117	112	105	101
P5 - 14/BSW		116	112	106	101	96	92
Maksymalna dopuszczalna rozpiętość pręseł dla AXCES wynosi 130 m.							

Tablica 7. Rozpiętości pręseł wiatrowych [m] dla słupów przelotowych linii SN z przewodem AHXAMK-WM 3x95 i linii nN, strefa klimatyczna W I

Typ słupa	Typ żerdzi	Linia SN - AHXAMK-WM 3x95 [mm ²]					
		Linia nN z przewodami o przekrojach [mm ²]					
		4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120
P1 - 10,5	E/2,5	57	56	54	52	50	48
P1 - 12		54	53	51	49	47	45
P1 - 13,5		47	46	44	43	41	39
P1 - 15		45	44	43	41	39	37
P2 - 10,5	ELV/3,5	85	83	80	77	73	71
P2 - 12		82	80	77	74	70	68
P2 - 13,5		72	70	68	65	62	60
P3 - 10,5	E/4,3	106	104	101	97	92	90
P3 - 12		103	101	98	94	89	87
P3 - 13,5		92	90	87	84	79	77
P3 - 15		90	88	85	82	77	75
P4 - 10,5	E/6	151	147	142	137	130	126
P4 - 12		148	144	139	134	127	123
P4 - 13,5		132	129	124	120	115	111
P4 - 15		129	126	121	117	112	109
P5 - 10/ŻN	ŻN/200	51	50	49	47	45	43
P5 - 12/ŻN		48	47	46	44	42	40
P6 - 12/BSW	BSW-350C	100	98	94	90	85	83
P6 - 14/BSW		91	89	86	83	89	76

Tablica 8. Rozpiętości pręseł wiatrowych [m] dla słupów przelotowych linii SN z przewodem SAXKA-W 3x70 i linii nN, strefa klimatyczna W I

Typ słupa	Typ żerdzi	Linia SN - SAXKA-W 3x70 [mm ²]					
		Linia nN z przewodami o przekrojach [mm ²]					
		4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120
P1 - 10,5	E/2,5	61	59	57	55	52	50
P1 - 12		57	56	54	52	49	47
P1 - 13,5		50	49	47	45	42	41
P1 - 15		47	46	46	42	40	39
P2 - 10,5	ELV/3,5	90	88	84	81	77	75
P2 - 12		87	85	81	78	74	72
P2 - 13,5		76	74	71	69	65	63
P3 - 10,5	E/4,3	113	110	105	102	97	93
P3 - 12		109	106	102	89	94	90
P3 - 13,5		97	94	90	87	83	80
P3 - 15		94	92	89	85	80	78
P4 - 10,5	E/6	160	156	150	144	137	132
P4 - 12		156	152	146	141	134	129
P4 - 13,5		139	136	131	126	120	115
P4 - 15		137	133	128	123	117	113
P5 - 10/ŻN	ŻN/200	54	53	51	49	47	45
P5 - 12/ŻN		51	50	48	46	44	43
P6 - 12/BSW	BSW-350C	106	103	99	96	91	88
P6 - 14/BSW		97	94	91	87	83	80

Tablica 9. Rozpiętości pręseł wiatrowych [m] dla słupów przelotowych linii SN z przewodem XRaUHAKXS+Fe 3x120 i linii nN, strefa klimatyczna W I

Typ słupa	Typ żerdzi	Linia SN - XRaUHAKXS+Fe 3x120 [mm ²]					
		Linia nN z przewodami o przekrojach [mm ²]					
		4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120
P1 - 10,5	E/2,5	59	57	55	53	51	49
P1 - 12		56	54	52	50	48	46
P1 - 13,5		48	47	45	44	42	40
P1 - 15		46	45	44	42	40	38
P2 - 10,5	ELV/3,5	87	85	82	79	75	73
P2 - 12		84	82	79	76	72	70
P2 - 13,5		74	72	70	67	64	62
P3 - 10,5	E/4,3	109	107	103	99	94	92
P3 - 12		106	104	100	96	91	89
P3 - 13,5		94	92	89	86	81	79
P3 - 15		92	90	87	84	79	77
P4 - 10,5	E/6	154	151	145	140	133	129
P4 - 12		151	148	142	137	130	126
P4 - 13,5		135	132	127	123	117	113
P4 - 15		132	129	124	120	114	111
P4 - 10/ŻN	ŻN/200	53	52	50	48	46	44
P4 - 12/ŻN		50	49	47	45	43	41
P5 - 12/BSW	BSW-350C	102	100	96	92	87	85
P5 - 14/BSW		93	91	88	85	81	78

Uziemienia ochronne w sieci SN

Izolacja przewodów podwieszanych wykonana jest na pełne napięcie znamionowe linii. Na izolacji tej nałożona jest żyła powrotna, zachowująca ciągłość na całej długości linii i bezwzględnie obustronnie uziemiona.

Każde zwarcie doziemne w takiej linii związane jest z przepływem prądu ziemnopowrotnego w żyłę powrotnej, a tym samym ze zmniejszeniem wartości prądu uziomowego i zagrożenia porażeniowego. Przewody takie charakteryzują się dużą pewnością pracy a prawdopodobieństwo uszkodzenia izolacji jest niewielkie.

Uziemienie ochronne należy wykonywać przy słupach wyposażonych w aparaturę elektryczną jak: odłączniki, rozłączniki, transformatory, ograniczniki przepięć, punkty pomiarowe itp. oraz przy zakończeniu kabla.

Nie ma potrzeby stosowania uziemień ochronnych w linii SN ze względu na lokalizację słupów.

Uziemienia ochronno - robocze w sieci nN

Dodatkowe uziemienia ochronno - robocze w sieci niskiego napięcia pracującej w układzie TN należy wykonać zgodnie z wymogami normy N SEP E-0001.

Ogólne zalecenie jest takie, aby wszędzie tam gdzie tylko jest to możliwe, przewody PEN (PE) łączyć z istniejącymi uziomami naturalnymi i sztucznymi niezależnie od ich rezystancji, jeżeli nie jest to związane ze znacznym wzrostem nakładów finansowych i nie ma innych przeciwwskazań.

Rozmieszczenie dodatkowych uzemień roboczych przewodów PEN w napowietrznej sieci elektrycznej powinno spełniać wymagania:

- a) na końcu każdej linii i na końcu każdego odgałęzienia o długości większej niż 200 m należy wykonać uziemienie o rezystancji nie większej niż 30Ω .
- c) wzdłuż trasy linii długość przewodu PEN między uziemieniami o rezystancji nie większej niż 30Ω (lub mniejszej przy ogranicznikach przepięć) nie powinna przekraczać 500 m,
- d) na obszarze koła o średnicy 300 m zakreślonego dowolnie dookoła końcowego odcinka każdej linii i jej odgałęzień, powinny znajdować się uziemienia o wartości wypadkowej rezystancji nie przekraczającej 5Ω , obliczonej przy uwzględnieniu jedynie tych uzemień, których rezystancja nie przekracza 30Ω .

Uziemienie wspólne linii SN i nN

Wspólne uziemienie ochronne linii SN i ochronno - robocze linii nN wykonane przy jednym słupie stwarza możliwość przeniesienia niebezpiecznego napięcia z sieci SN na przewód PEN linii nN. Stopień zagrożenia zależy od wartości prądu zwarcowego w linii SN i czasu jego trwania.

Aby uniknąć tego zagrożenia jako generalną zasadę należy przyjąć, że w liniach napowietrznych dwunapięciowych (SN i nN) uziemienie ochronne SN i uziemienie ochronno - robocze nN należy wykonywać jako niezależne. Minimalna odległość pomiędzy skrajnymi elementami uziomów pograżonych w gruncie, przy której uziomy te można traktować jako niezależne wynosi 20 m (pod warunkiem, że w gruncie nie ma elementów przewodzących łączących te uziomy- N SEP-E-001, pkt.5.11).

Uziemienia niezależne można zrealizować:

- na słupie dwunapięciowym, wykonując połączenie uziemienia SN bednarką uziemiającą, natomiast połączenie przewodu PEN z uziomem nN - kablem o izolacji spełniającej warunek normy N SEP-E-001 pkt. 5.12.
- wykonując uziemienie SN i nN na dwóch różnych słupach.

Zwraca się uwagę, że w szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy występuje duże nagromadzenie uziomów naturalnych, można wykonać uziemienie ochronno - robocze nN i ochronne SN jako wspólne lecz musi to być poparte odpowiednią analizą lub specjalistycznymi pomiarami. Musi być zachowany warunek określony w pkt. 5.5. i 5.6 normy N SEP-E-001. Sytuacja taka nie jest objęta zakresem przedmiotowych albumów.

Powyższe zagadnienia dotyczą słupów linii, natomiast uziemienie stacji słupowych należy wykonywać zgodnie z zasadami zawartymi w katalogach typowych stacji.

Uziemienia odgromowe SN i nN

W liniach napowietrznych dwunapięciowych z przewodami pełnoizolowanymi uziemienie odgromowe pełni również funkcję uziemienia ochronnego, dlatego uziemienia odgromowe SN i nN należy wykonywać jako niezależne (na różnych słupach) wg zasad przyjętych dla uzemień ochronnych SN i roboczych nN.

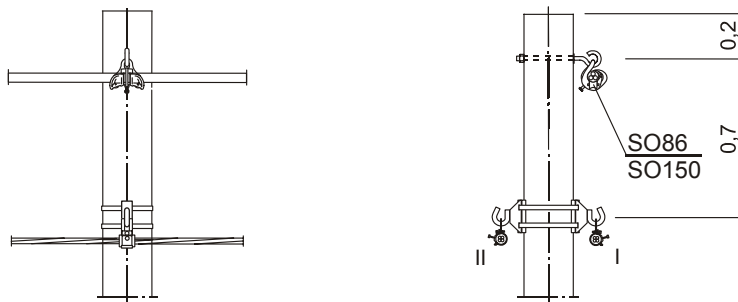
Wartość rezystancji uziemienia odgromowego słupów linii SN i nN wynosi 10Ω dla gruntów o rezystywności mniejszej niż $1000\Omega\cdot m$ oraz 15Ω dla gruntów o większej rezystywności.

Jeżeli zmierzona rezystancja uziomu przekracza wartość dopuszczalną, uziom należy rozbudować. Najskuteczniejszym działaniem jest wybudowanie dodatkowych uziomów pionowych.

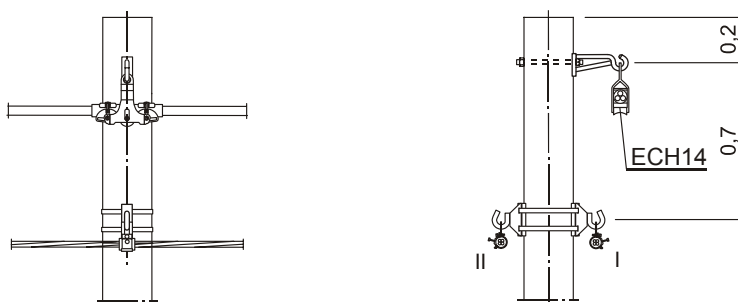
Uziemienie spełniające funkcje uziemienia ochronnego i odgromowego, musi mieć rezystancję uziemienia mniejszą od 10Ω i posiadać otok niezależnie od innych członów uziomu.

Przykładowe rysunki uzbrojeń słupów

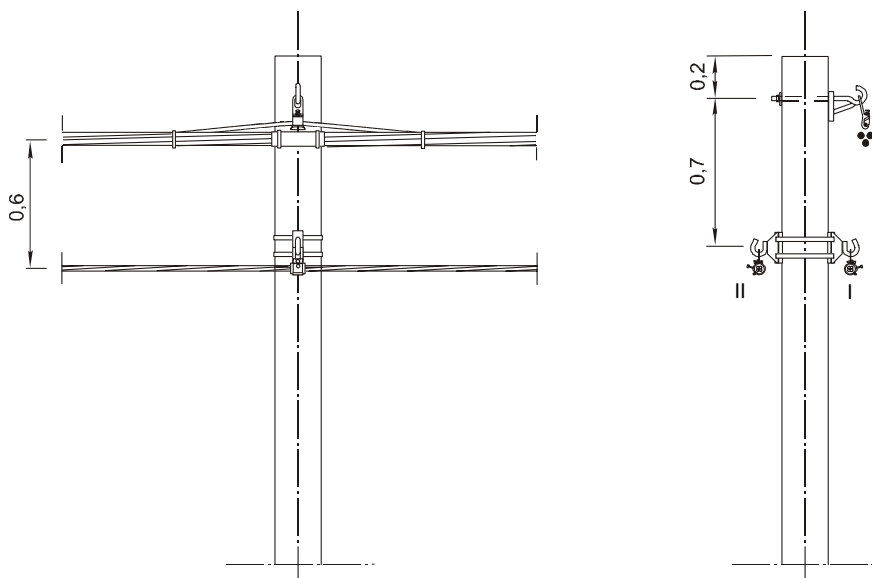
EXCEL + LnNi



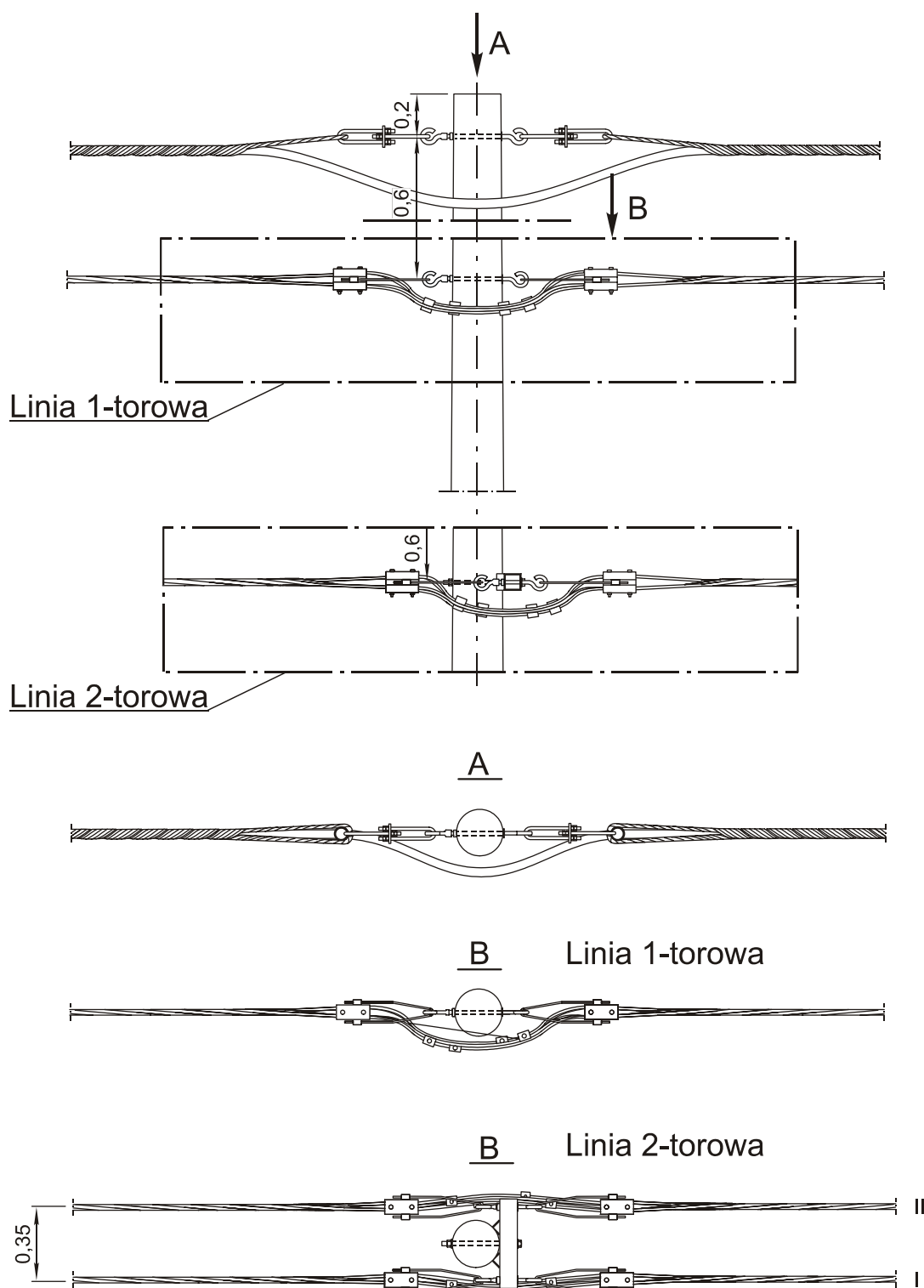
EXCEL + LnNi
AXCES + LnNi



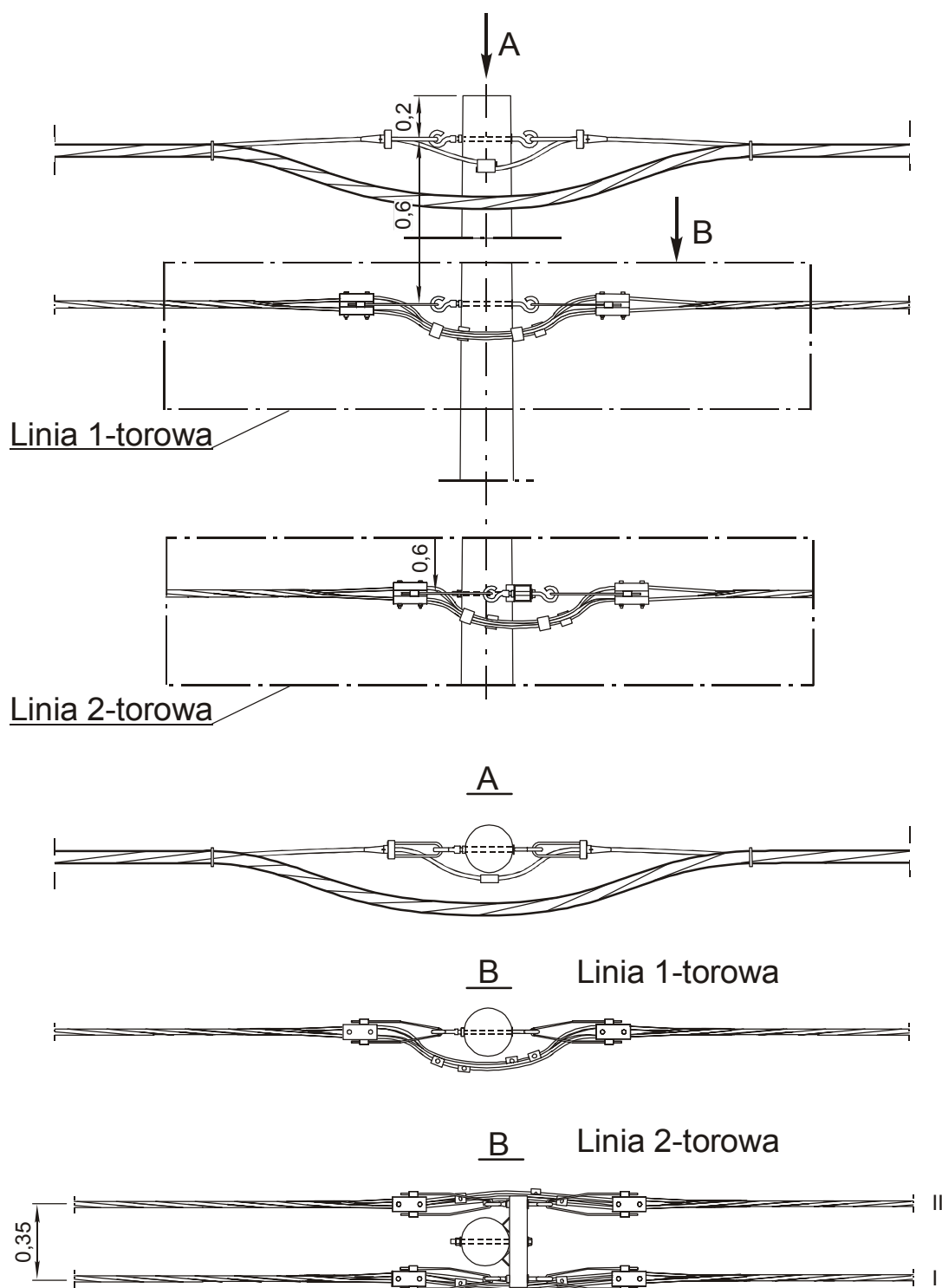
Rysunek 1 Uzbrojenie słupa przelotowego P z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi



Rysunek 2 Uzbrojenie słupa przelotowego P z przewodami pełnoizolowanymi z linką nośną



Rysunek 3 Uzbrojenie słupa odporowego O z przewodami pełnoizolowanymi samonośnymi



Rysunek 4 Uzbrojenie słupa odporowego O z przewodami pełnoizolowanymi z linką nośną

Włodzimierz Szajkowski - ELPROJEKT Sp. z o.o. w Poznaniu

Waldemar Kiwity - ELPROJEKT Sp. z o.o. w Poznaniu

ALBUMY LSNi DLA NAPOWIETRZNYCH LINII ŚREDNIEGO NAPIĘCIA Z PRZEWODAMI NIEPEŁNOIZOLOWANYMI - NOWE ROZWIĄZANIA

Tradycyjnie przy okazji różnego rodzaju spotkań, konferencji, seminariów itp. oprócz zagadnień technicznych staramy się przekazać krótką informację na temat aktualizacji wydanych wcześniej katalogów lub nowych opracowań, które ukazały się w ostatnim czasie.

Na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej w 1994r. Przedsiębiorstwo Projektowo - Usługowe „ELPROJEKT” wraz z firmą ELNNI opracował albumy napowietrznych linii średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi o symbolu LSNi, które po zaopiniowaniu przez Zespół Zadaniowy do spraw LNI (Linii Napowietrznych Izolowanych) zostały przyjęte do powszechnego stosowania. Zawierały one prototypowe rozwiązania słupów z żerdzi wirowanych i drewnianych z płaskim układem przewodów. W 1995r. rozszerzono zakres albumów o słupy z żerdzi jak wyżej lecz z pionowym układem przewodów a w 1996r. o linie dwutorowe.

Spis tomów z tego okresu przedstawia się następująco:

UKŁAD PRZEWODÓW PŁASKI

- tom I - Album słupów na żerdziach wirowanych typu E i ELV.
Linia typu lekkiego LSNi - 35(50).
- tom II - Album słupów na żerdziach wirowanych typu E i ELV.
Linia typu ciężkiego LSNi - 70(120).
- tom III - Album słupów na żerdziach drewnianych.
Linia typu lekkiego LSNi - 35(50).
- tom IV - Album słupów na żerdziach drewnianych.
Linia typu ciężkiego LSNi - 70(120).
- tom V - Album słupów funkcyjnych na żerdziach wirowanych typu E i ELV
dla linii LSNi - 35(50) i LSNi - 70(120)
- tom VI - Album słupów funkcyjnych na żerdziach drewnianych
dla linii LSNi - 35(50) i LSNi - 70(120)
- tom VII - Elementy konstrukcyjne stalowe dla linii LSNi - 35(50)
i LSNi 70(120) na żerdziach wirowanych i drewnianych.

UKŁAD PRZEWODÓW PIONOWY

- tom VIII - Album słupów na żerdziach wirowanych typu E i ELV.
Linia typu lekkiego LSNi - 35(50).
- tom IX - Album słupów na żerdziach wirowanych typu E i ELV.
Linia typu ciężkiego LSNi - 70(120).
- tom X - Album słupów na żerdziach drewnianych.
Linia typu lekkiego LSNi - 35(50).
- tom XI - Album słupów na żerdziach drewnianych.
Linia typu ciężkiego LSNi - 70(120).

- tom XII - Album słupów na żerdziach wirowanych typu E i ELV.
Linia dwutorowa typu ciężkiego LSNi - 70(120).
- tom XIII - Album słupów funkcyjnych na żerdziach wirowanych typu E i ELV
dla linii dwutorowej LSNi - 70(120)
- tom XIV - Album słupów na żerdziach drewnianych.
Linia dwutorowa typu ciężkiego LSNi - 70(120).
- tom XV - Album słupów funkcyjnych na żerdziach drewnianych
dla linii dwutorowej LSNi - 70(120)
- tom XVI - Elementy konstrukcyjne stalowe dla linii LSNi - 35(50)
i LSNi 70(120) na żerdziach wirowanych i drewnianych.

Ze względu na brak w tamtym okresie odpowiednich krajowych norm i przepisów, opracowania powyższe powstały w oparciu o normę PN-75/E-05100 oraz doświadczenia eksploatacyjne państw skandynawskich, głównie Finlandii. Niestety albumy te w ciągu ostatnich lat uległy częściowej deaktualizacji. Złożyło się na to kilka przyczyn:

- 1) zmiana asortymentu słupów zarówno z żerdzi wirowanych jak i drewnianych,
- 2) zmiana asortymentu stosowanej aparatury łączeniowej i osprzętu,
- 3) zmiana podejścia do ochrony przepięciowej w tego typu liniach.

W 2003r. na zlecenie PTPIREE, Elprojekt i Energolinia opracowały nowelizację albumów LSNi w zakresie słupów z żerdzi wirowanych z przewodami niepełnoizolowanymi w płaskim i pionowym układzie.

Opracowanie ukazało się drukiem na początku 2004r. i składało się z następujących części:

- tom I - Album linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie płaskim na żerdziach wirowanych
LSNi 50÷120
- tom II - Album słupów z odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych
średniego napięcia 15÷20kV z przewodami niepełnoizolowanymi
o przekrojach 50÷150mm²
w układzie płaskim na żerdziach wirowanych
LSNi-o 50÷120
- tom III - Album słupów z głowicami kablowymi, odłącznikami i rozłącznikami
dla linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie płaskim na żerdziach wirowanych
LSNi-g 50÷120
- tom IV - Album linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie płaskim na żerdziach wirowanych
LSNi 50÷120 + LSNi-o 50÷120 + LSNi-g 50÷120
Konstrukcje stalowe do tomów I, II i III
- tom V - Album linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie pionowym na żerdziach wirowanych
LSNi 50÷120
- tom VI - Album słupów z odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych
średniego napięcia 15÷20kV z przewodami niepełnoizolowanymi

o przekrojach $50 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi-o 50÷120

- tom VII - Album słupów z głowicami kablowymi, odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $50 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi-g 50÷120

- tom VIII - Album linii napowietrznych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $50 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi 50÷120 + LSNi-o 50÷120 + LSNi-g 50÷120

Konstrukcje stalowe do tomów V, VI i VII

Zakres rozwiązań zawartych w podanych wyżej albumach został omówiony w referacie podczas II Konferencji „Elektroenergetyczne Linie Napowietrzne Niskiego i Średniego Napięcia” w Kołobrzegu.

Na przełomie lat 2004 i 2005 ukazały się opracowania dotyczące linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 70 i 120 mm^2 na żerdziach wirowanych dwutorowych w pionowym układzie przewodów. Opracowanie to obejmuje niżej podane części:

- tom I - Album linii napowietrznych dwutorowych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $70 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi 2×70÷120

- tom II - Album słupów z odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych dwutorowych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $70 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi-o 2×70÷120

- tom III - Album słupów z głowicami kablowymi, odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych dwutorowych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $70 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi-g 2×70÷120

- tom IV - Album linii napowietrznych dwutorowych średniego napięcia $15 \div 20 \text{ kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach $70 \div 120 \text{ mm}^2$ w układzie pionowym na żerdziach wirowanych

LSNi 2×70÷120 + LSNi-o 2×70÷120 + LSNi-g 2×70÷120

Konstrukcje stalowe do tomów I, II i III.

Z uwagi na fakt, że obserwuje się coraz szersze zastosowanie w budowie linii napowietrznych SN żerdzi drewnianych, szczególnie w terenach leśnych, górzystych czy trudnodostępnych ze względu na warunki gruntowe, w opracowaniu są również aktualizacje albumów dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi z wykorzystaniem słupów z żerdzi drewnianych, wykonanych wg „Warunków Technicznych jakim powinny odpowiadać żerdzie drewniane do budowy napowietrznych linii elektroenergetycznych” wydanych nakładem PTPiREE w Poznaniu.

Obecnie przygotowywane są do druku następujące albumy:

- tom I - Album linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie pionowym na żerdziach drewnianych
LSNid 50÷120
- tom II - Album słupów z odłącznikami i rozłącznikami dla linii napowietrznych
średniego napięcia 15÷20kV z przewodami niepełnoizolowanymi
o przekrojach 50÷120mm² w układzie pionowym na żerdziach drewnianych
LSNid-o 50÷120
- tom III - Album słupów z głowicami kablowymi, odłącznikami i rozłącznikami
dla linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie pionowym na żerdziach drewnianych
LSNid-g 50÷120
- tom IV - Album linii napowietrznych średniego napięcia 15÷20kV
z przewodami niepełnoizolowanymi o przekrojach 50÷120mm²
w układzie pionowym na żerdziach drewnianych
LSNid 50÷120 + LSNid-o 50÷120 + LSNid-g 50÷120
Konstrukcje stalowe do tomów I, II i III.

Podane wyżej katalogi zostały zatwierdzone do powszechnego stosowania przez Zespół Zadaniowy PTPiREE. Ponieważ numeracja tomów uległa zasadniczej zmianie, każdy tom opracowania zawiera informacje, które rozwiązanie z poprzedniej edycji zastępuje.

Rozwiązania zawarte w albumach opracowano w oparciu o normę N SEP-E-003, PN-E-05100-1:1998, normy, rozporządzenia i przepisy szczegółowe podane w poszczególnych punktach opracowania. Uwzględniono także najnowsze rozwiązania konstrukcyjne aparatury i osprzętu.

Rozwiązania objęte w/w albumami przewidziane są do stosowania na terenie całego kraju w strefach klimatycznych WI i WII obciążenia wiatrem; SI, SII, SIIa, SIIa obciążenia sady oraz w I, II i III strefie zabrudzeniowej.

Zastosowano przewody stopowe niepełnoizolowane o przekrojach 50, 70 i 120 mm² następujących typów:

- AALXS, AALXSn - produkcji Tele-Fonika Kable S.A.,
- AAsXS, AAsXSn, AAsXSnu - produkcji Tele-Fonika Kable S.A. w Bydgoszczy,
- SAX-W - produkcji PIRELLI CABLES and Systems Oy,
- 25-ADX-K - produkcji GENERIK.

SŁUPY Z ŻERDZI WIROWANYCH

W albumach przedstawiono konstrukcje słupów w oparciu o następujące żerdzie:

- a) wirowane typu E, E_M - produkcji polskiej
- o długościach: 10,5; 12; 13,5; 15; 16,5 i 18 m,
 - o wytrzymałości: 6; 10; 12; 15; 17,5; 20 i 25 kN,
- b) wirowane typu EPV - ELV - produkcji słowackiej:
- o długościach: 10,5; 12 i 13,5 m,
 - o wytrzymałości: 6; 10 i 12 kN,

Konstrukcje słupów związane z ich funkcją i wytrzymałością mechaniczną rozwiązano jako:

- a) pojedyncze o wytrzymałości odpowiadającej zastosowanej żerdzi;
- b) podwójne o wytrzymałości do 30kN,
- c) bliźniacze o wytrzymałości do 50kN,
- d) rozkracne o wytrzymałości do 39kN.

SŁUPY Z ŻERDZI DREWNIANYCH

W albumach przedstawiono konstrukcje słupów w oparciu o następujące żerdzie:

- a) drewniane impregnowane o długościach:
 - 11; 12; 13; 14; 15 i 16 m - dla słupów jednożerdziowych i bliźniaczych,
 - 11; 12; 13; 14 i 15 m - dla słupów rozkracnych,
- b) własności mechaniczne wg tabeli 1.

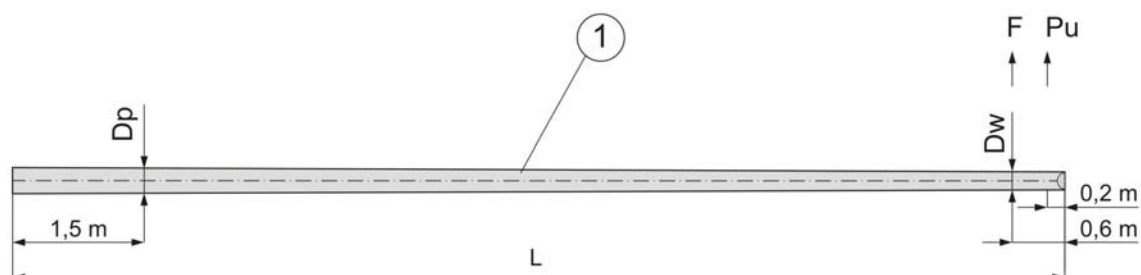


Tabela 1. Własności mechaniczne dla słupów z żerdzi drewnianych

Oznaczenie żerdzi <div>1</div>	Długość żerdzi L	Średnica znamionowa 1,5 m od podstawy Dp	Średnica minimalna 0,6 m od czuba żerdzi Dw	Wytrzymałość użytkowa 0,6 m od czuba żerdzi F		Wytrzymałość użytkowa 0,2 m od czuba żerdzi Pu		Siła łamiąca 0,6 m od czuba żerdzi
				k = 2,5	k = 3,0	k = 2,5	k = 3,0	
	[m]	[cm]	[cm]	[kN]		[kN]		[kN]
S 11.1	11	25	19	3,51	2,93	3,36	2,80	8,79
S 11.2		27	21	4,42	3,69	4,23	3,53	11,07
S 12.1	12	26	19	3,56	2,96	3,42	2,85	8,89
S 12.2		28	21	4,44	3,70	4,27	3,56	11,10
S 13.1	13	27	19	3,62	3,01	3,49	2,91	9,04
S 13.2		29	21	4,48	3,73	4,32	3,60	11,20
S 14.1	14	28	19	3,69	3,08	3,57	2,98	9,24
S 14.2		30	21	4,54	3,79	4,40	3,66	11,36
S 15.1	15	29	19	3,79	3,16	3,67	3,06	9,47
S 15.2		31	21	4,63	3,85	4,49	3,74	11,56
S 16.1	16	30	19	3,89	3,24	3,78	3,15	9,73
S 16.2		32	21	4,72	3,93	4,59	3,82	11,80

UWAGA:

- Dopuszczalna odchyłka średnicy do plus 2 cm.
- k - współczynnik bezpieczeństwa wg pkt. 3.1. (str. 4) WT-PTPiREE:
 - 2,5 - dla jednożerdziowych słupów przelotowych,
 - 3,0 - dla słupów bliźniaczych, rozkracnych i do budowy linii na terenach ze zwiększoną sadzią.
- Zalecany impregnat typu WEIB lub inny o podobnych właściwościach dopuszczony do stosowania w naturalnym środowisku przez aktualne przepisy w tym zakresie.
- W przypadku zastosowania importowanych żerdzi drewnianych o identycznych gabarytach wykonanych wg fińskiej normy (SFS) przez Scanntrepo można zamiennie za żerdzie oznaczone S.1 zastosować fińskie typu D4 i za S.2 użyć D5. W miejsce | wpisać liczbę oznaczającą długość żerdzi.

Dla słupów wykonanych z żerdzi drewnianych o innych parametrach np. zgodnych z normą szwedzką lub brytyjską należy dokonać ich indywidualnej adaptacji.

Konstrukcje słupów w zależności od ich wytrzymałości mechanicznej i funkcji w linii rozwiązano jako:

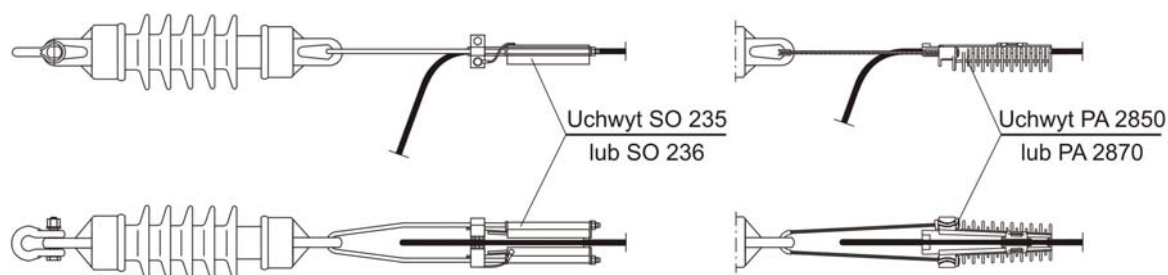
- pojedyncze o wytrzymałości odpowiadającej zastosowanej żerdzi,
- bliźniacze o wytrzymałości do 10,6 kN,
- rozkracne o wytrzymałości do 19,0 kN,
- rozkracne bliźniacze o wytrzymałości do 36,0 kN.

Do budowy linii przyjęto przewody niepełnoizolowane z żyłami ze stopów aluminium AlMgSi o przekrojach 50, 70 i 120 mm². Zrezygnowano z przewodów z żyłami o przekroju 35 mm², ponieważ zdarzały się przypadki ich uszkodzenia na skutek drgań. Na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych i badań laboratoryjnych można stwierdzić dużą podatność przewodów stopowych na drgania. Największy wpływ na to zagrożenie ma niekorzystny napór wiatru na przewód powodujący powstanie fali, która przemieszczając się do punktu zamocowania przewodu może w tym miejscu spowodować jego awarię. Zjawisko to jest szczególnie niebezpieczne w przypadku przewodów o małej średnicy. W albumach uwzględniono przypadki, dla których należy uwzględnić ochronę przeciwdrganiową (tab. 2).

Tabela 2. Ochrona przeciwdrganiowa

Napężenie podstawowe przewodu	Linie z przewodów		
	50 mm ²	70 mm ²	120 mm ²
	Rozpiętości przęseł (a)		
75 MPa	a < 60m	a < 85m	a < 150m
70 MPa	a < 50m	a < 70m	a < 120m
65 MPa	nie ma potrzeby stosowania	a < 60m	a < 100m
60 MPa	nie ma potrzeby stosowania		55 < a < 80
55 MPa i niższe			nie ma potrzeby stosowania

Na słupach z łańcuchami odciągowymi lub przelotowymi oraz na słupach rozgałęźnych od strony mostków drgania wytłumiane są samoistnie i nie wymaga się stosowania tłumików drgań. Zrezygnowano także z przewodów AFLwsXSn, dla których brak odpowiednich zacisków odgałęźnych przebijających izolację, koniecznych dla wykonania odpowiednich połączeń prądowych i montażu układów łukoochronnych. Zastępczo stosowany osprzęt wymagał miejscowego zdejmowania osłony niepełnoizolującej. Usuwanie osłony z przewodu wymuszało używanie odpowiednich narzędzi i było czasochłonnym zajęciem. Nawet prawidłowo zdjęty odcinek izolacji może powodować obniżenie mechanicznej wytrzymałości przewodu oraz jest kłopotliwym miejscem do zabezpieczenia przed wnikaniem wilgoci powodującej korozję i skrócenie czasu żywotności. Dla przewodów z żyłami aluminium stopowymi osprzęt ujęty w nowych albumach pozwala na wyeliminowanie powyższych niedogodności praktycznie w każdym przypadku, w tym także w miejscu uchwycenia przewodów w nowej generacji uchwytach odciągowych nie wymagających zdejmowania izolacji jak na rys. 1.



Rysunek 1.

Stosowanie przewodów izolowanych z liniach napowietrznych utrudnia przemieszczanie się łuku elektrycznego, powstałego na skutek wyładowań atmosferycznych. Konieczne jest więc zastosowanie odpowiednich rozwiązań umożliwiających rozładowanie fali przepięciowej w celu ograniczenia ewentualnych uszkodzeń linii. Do ochrony od przepięć przewidziano w albumach stosowanie ograniczników przepięć, układów łukoochronnych lub iskierników wg zalecanych kryteriów doboru przedstawionych w tabeli 3.

Tabela 3. Ochrona od przepięć

Kryteria wyboru	Środki ochrony
$I_{zw} \leq 1,5\text{kA}$ $b \leq 700\text{ mm}$	Iskierniki lub ograniczniki przepięć
$I_{zw} > 1,5\text{kA}$ $b \leq 700\text{ mm}$	Układ łukoochronny
$1\text{kA} < I_{zw} \leq 10\text{ kA}$ $b > 700\text{ mm}$	Iskierniki lub ograniczniki przepięć
Gdzie: I_{zw} – prąd zwarcia trójfazowego sieci w miejscu instalowania ochrony od przepięć b – odległość międzyprzewodowa na słupie	

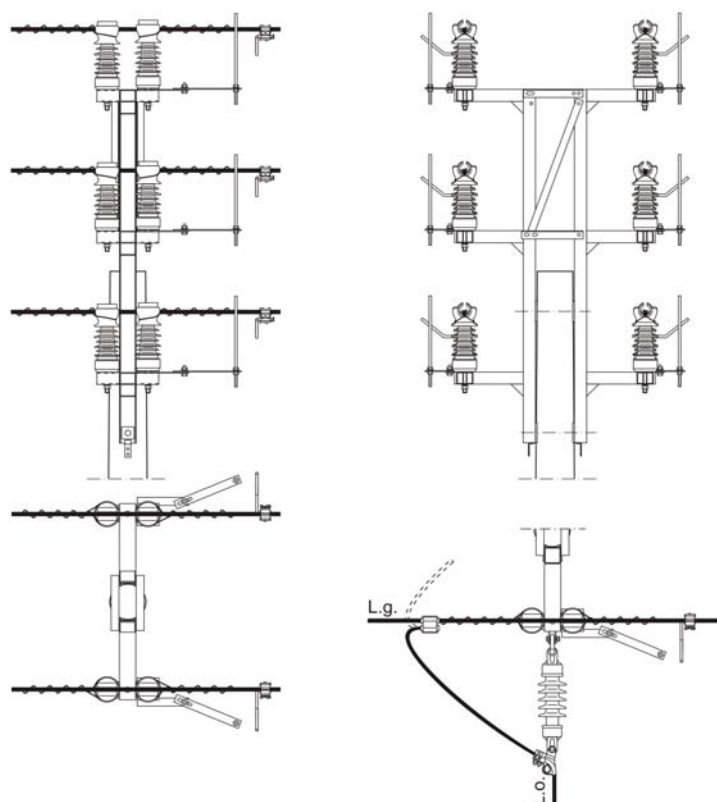
Zastosowane w albumach układy łukoochronne w przypadku uziemienia konstrukcji pełnią funkcje iskierników.

Układy te należy instalować:

- na jednym ze słupów skrzyżowaniowych przęsła skrzyżowaniowego z obostrzeniem 2° i 3° ,
- na słupach usytuowanych przy zbliżeniu do dróg i zabudowań (zbliżenie zgodne z normą N SEP-E-003),
- na słupach na granicy terenów niezabudowanego i leśnego oraz na słupach zlokalizowanych na wzniesieniach terenu,
- na słupach linii prowadzonych w terenie niezabudowanym nie rzadziej niż na co trzecim stanowisku, a w terenie leśnym nie rzadziej niż na co piątym stanowisku,
- na słupach odporowych, krańcowych i rozgałęźnych linii.

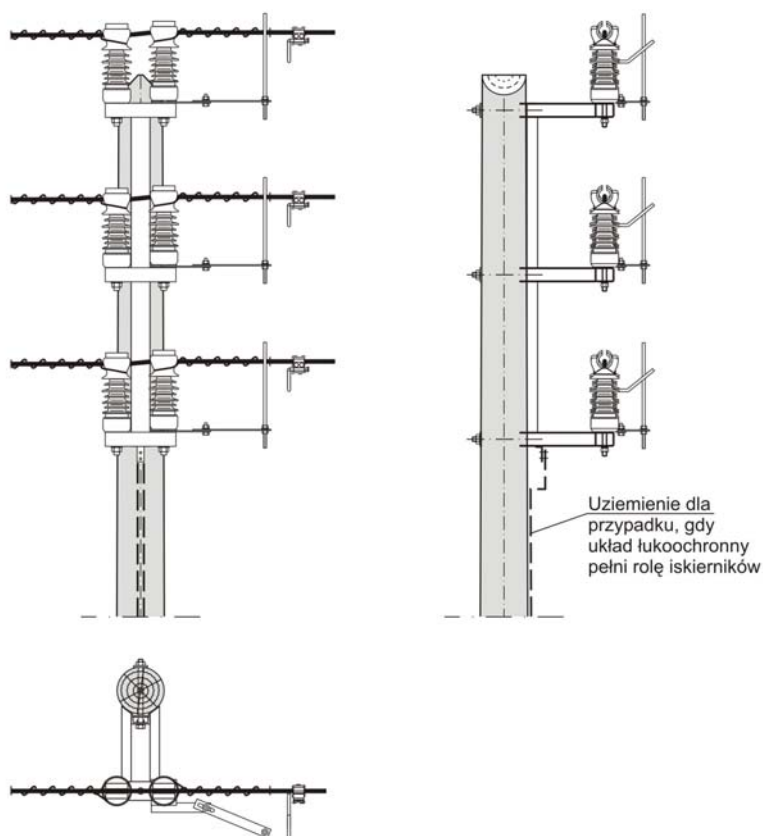
W stosunku do poprzedniego stosowanych sposobów zabezpieczenia przewodów przed upaleniem w pobliżu zawieszów na skutek rozładowania fali przepięciowej zmodyfikowano układy łukoochronne.

- 1) Układ łukoochronny na słupach z izolacją stojącą - układ pionowy przewodów
 a) przykład dla linii dwutorowej na żerdziach wirowanych



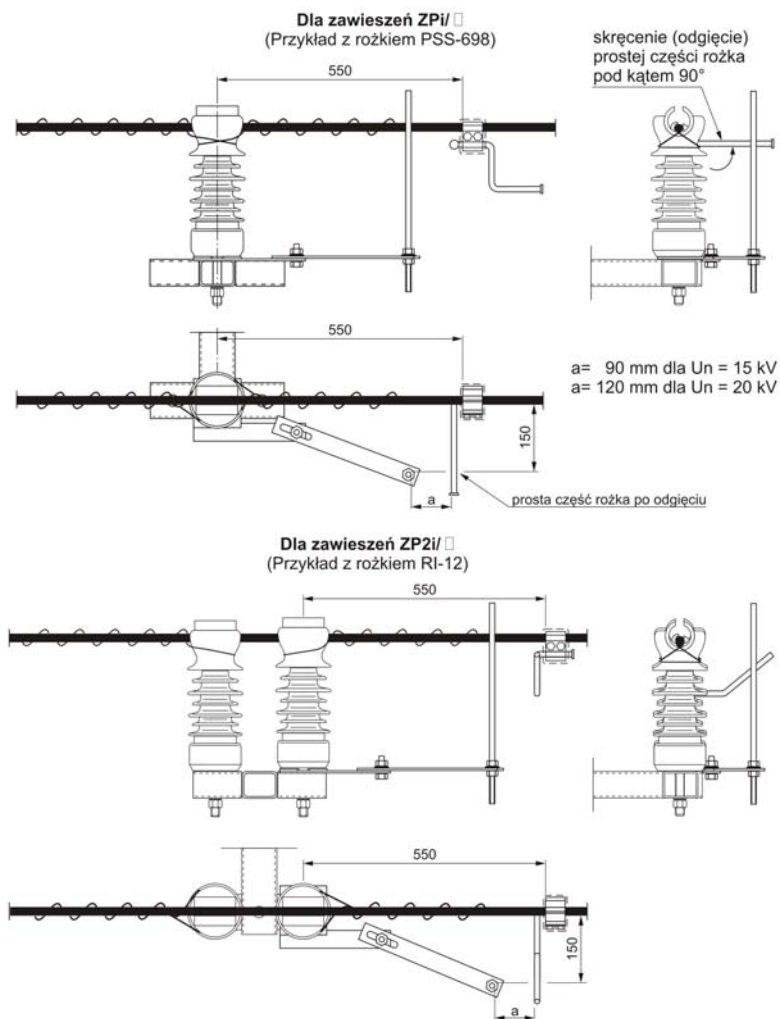
Rysunek 2.

- b) przykład dla linii jednotorowej na żerdziach drewnianych



Rysunek 3.

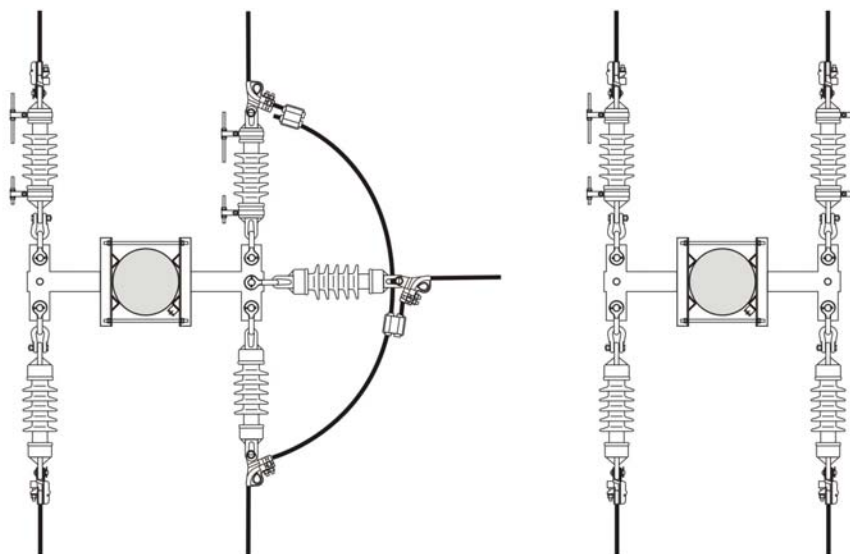
c) szczegóły układu łukoochronnego na słupach z izolacją stojącą



Rysunek 4.

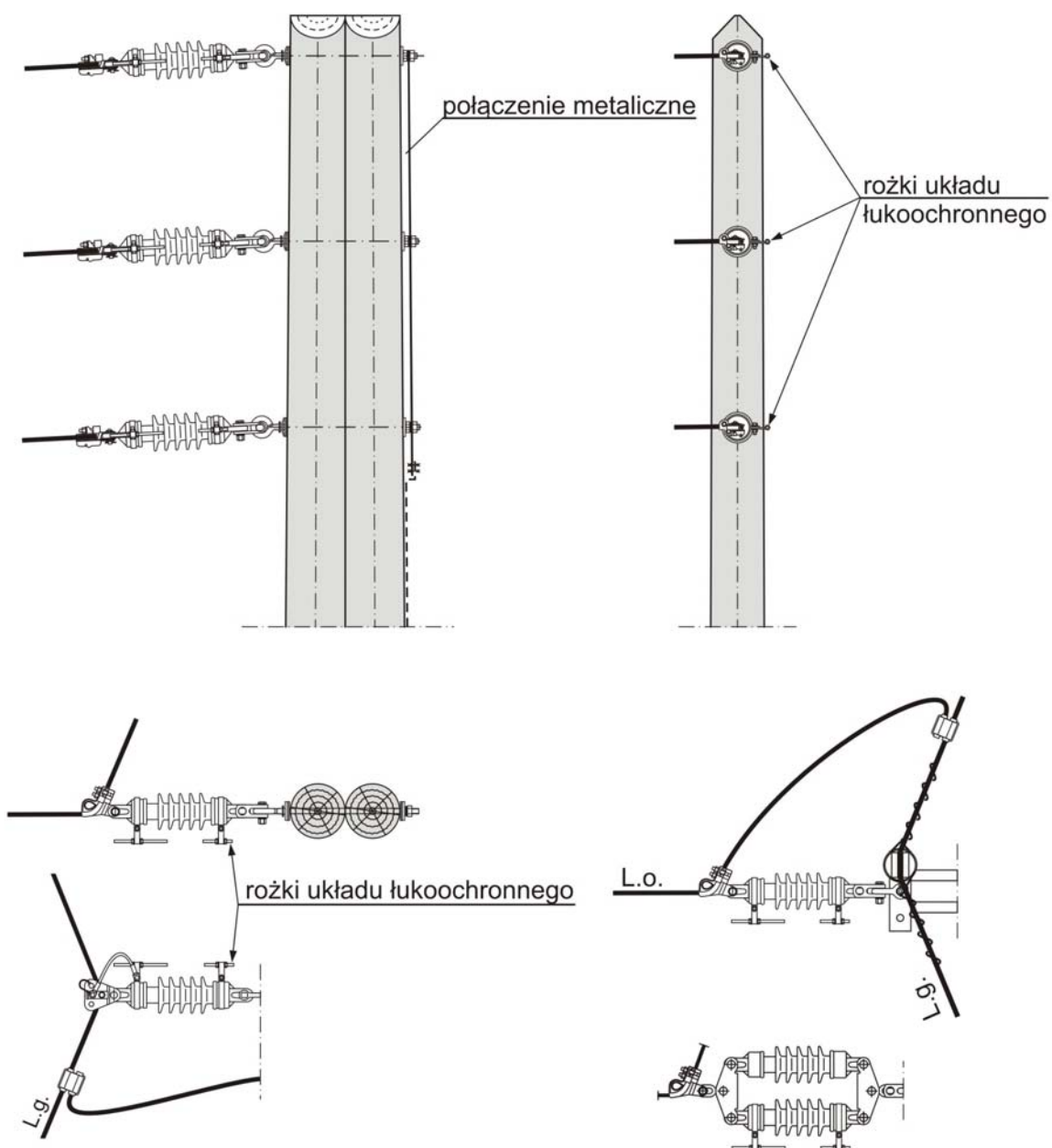
2) Układ łukoochronny na słupach z izolacją wiszącą - układ pionowy przewodów

a) przykład dla linii dwutorowej na żerdziach wirowanych



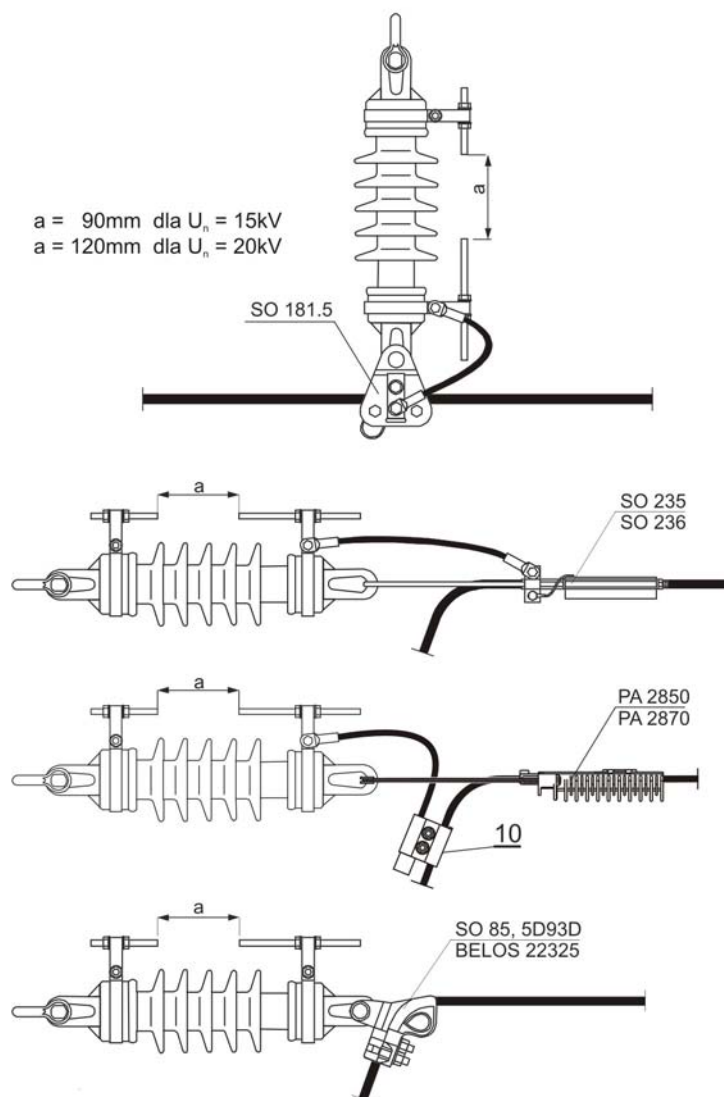
Rysunek 5.

b) przykład dla linii jednotorowej na żerdziach drewnianych



Rysunek 6.

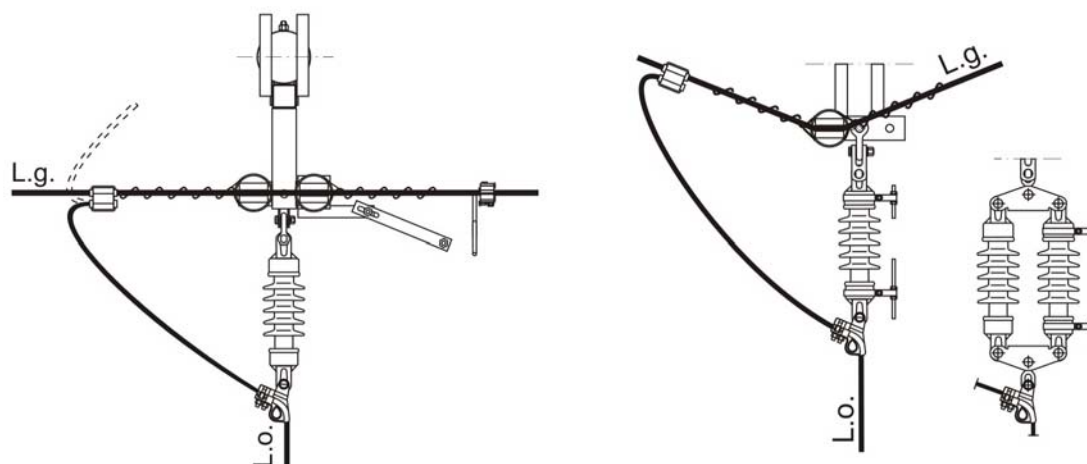
c) szczegóły układu łukochronnego na słupach z izolacją wiszącą



W przypadku łańcuchów ŁO2i iskierniki mocować tylko na jednym izolatorze.

Rysunek 7.

Wprowadzenie zmniejszonej odległości w powietrzu pomiędzy elektrodą pod napięciem (rożkiem zainstalowanym na przewodzie lub z nim połączonym) a elektrodą od strony konstrukcji nieuziemionej (rys. 4 i 7) pozwala na zainstalowanie w dowolnym, dogodnym miejscu na słupie pojedynczego układu łukochronnego, niezależnie czy ma to miejsce w linii jednostronnie czy też dwustronnie zasilanej oraz niezależnie od miejsca zamontowania zacisków odgałęźnych w przypadku słupów rozgałęźnych. Przykład wariantowego rozwiązania układu łukochronnego dla linii z pionowym układem przewodów pokazano na rys. 8.



Rysunek 8.

Nie jest wymagane przy tym, aby w przypadku zawiesznień na izolatorach stojących, wykonywać gołym drutem aluminium oplot wokół główki izolatora i łączyć go z zaciskiem z rozkiem. Wyeliminowanie w/w przewodu obniża w takich miejscach zagrożenie porażenia ptaków i powstawania zwarcí wywołanych przez opadające gałęzie.

Uregulowane normą N SEP-E-003 wymagania odnośnie wykonania obostrzeń w napowietrznych liniach o napięciu $1\text{kV} < U_n \leq 30\text{kV}$ z przewodami niepełnoizolowanymi, pozwoliły w nowy sposób opracować zawieszania przewodów na izolatorach stojących dla słupów z obostrzeniem 1° , 2° i 3° .

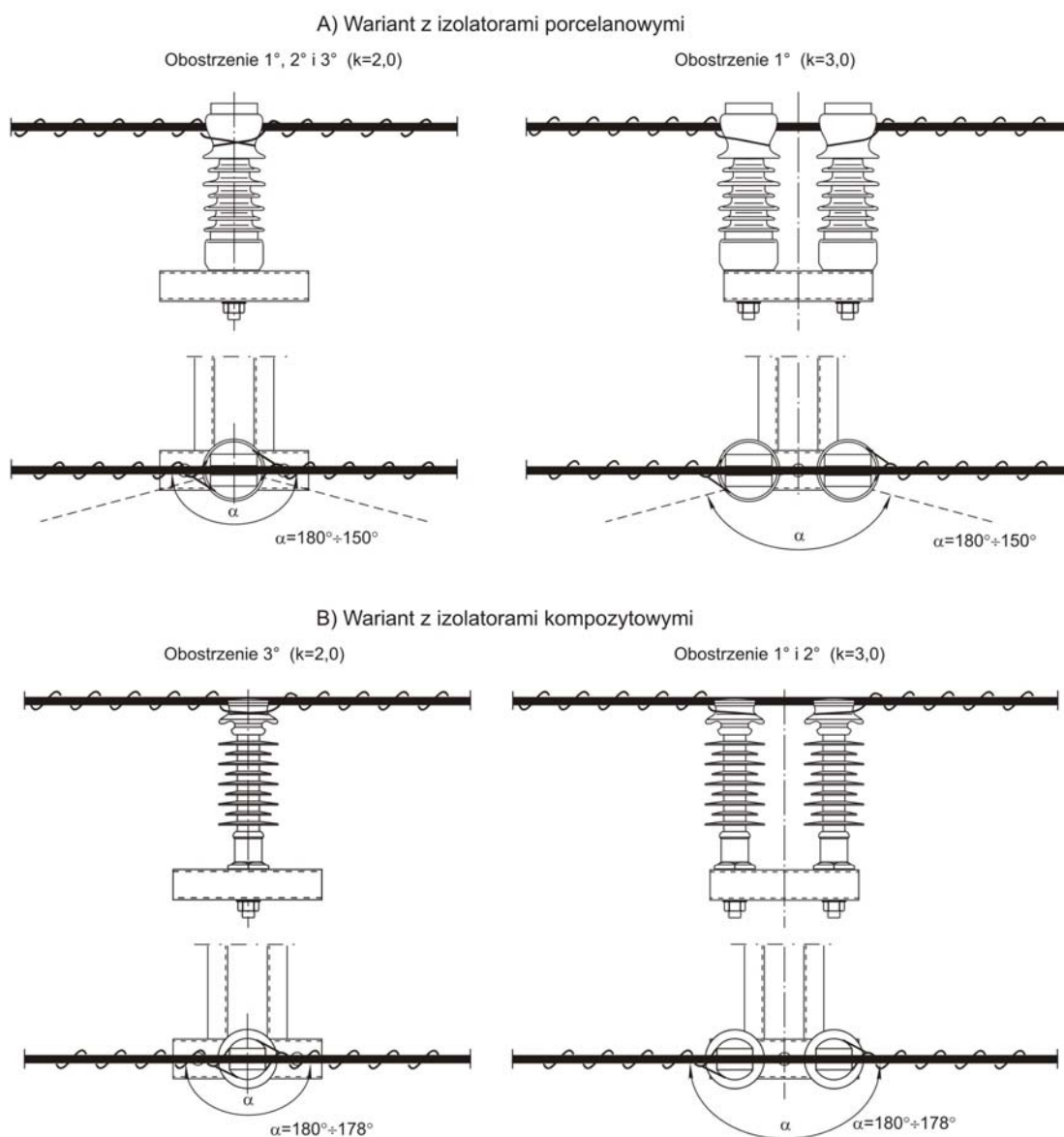
Zasadnicze zmiany pomiędzy poprzednimi rozwiązaniami a nowymi to:

- 1) Rezygnacja z dodatkowego przewodu zabezpieczającego. Dla zabezpieczenia przewodów w okolicy główki izolatora przed pękaniem na skutek drgań wywołanych wiatrem wystarczające jest zastosowanie tłumików drgań w przęsłach zagrożonych wystąpieniem takich wibracji.

Brak dodatkowego przewodu zabezpieczającego, który wymagał zdejmowania izolacji na przewodzie pod zainstalowanie uchwyty śrubowo - kabłąkowe daje dodatkową korzyść, ponieważ układ łukoochronny wystarczy zamontować na jednym ze słupów przęsła skrzyżowaniowego. Poprzednio musiał być założony na każdym słupie w celu odsunięcia możliwości rozładowania fali przepięciowej poza uchwyty śrubowo - kabłąkowe.

- 2) Ustawienie dodatkowego izolatora stojącego za izolatorem głównym a nie obok niego. Dodatkowy izolator ma za zadanie przyjęcie roli izolatora głównego, gdy ten ulegnie uszkodzeniu na skutek ukrytych wad wewnętrznych lub wandalizmu i wg w/w normy jest zawsze wymagany w przypadku przęsła z obostrzeniem 3° , a także dla 1° i 2° , jeżeli izolatory stojące są dobrane do przejścia obciążeń ze współczynnikiem bezpieczeństwa $k=2,0$ w stosunku do jego znamionowej wytrzymałości mechanicznej.

Podniesienie współczynnika bezpieczeństwa do wartości $k=3,0$ pozwala na wykonanie obostrzeń 1° i 2° na jednym izolatorze stojącym. W nowych albumach przedstawiono oba sposoby rozwiązań z tym, że dla obostrzeń 2° z pojedynczym izolatorem zaleca się zastosowanie izolatorów kompozytowych, których konstrukcja i silikonowa izolacja jest mniej podatna na wandalizm niż w przypadku izolatorów porcelanowych. Powyższe rozwiązania pokazano na rys. nr 9.



Rysunek 9.

W podobny sposób rozwiązano w dwóch wariantach łańcuchy izolatorów dla obostrzeń 2°, tj. z dwoma porcelanowymi izolatorami wiszącymi lub z jednym kompozytowym izolatorem wiszącym o wytrzymałości co najmniej 150% niż to wynika z obciążenia mechanicznego, gdzie wymagana normą wartość „ k ” wynosi odpowiednio 2,5, a zwiększona 3,75.

W tabeli 4 zestawiono zastosowane w albumach typy zawieszek przewodów linii oraz wymagania normy N SEP-E-003 odnośnie minimalnej ilości izolatorów i współczynników bezpieczeństwa w stosunku do znamionowej wytrzymałości izolatorów.

Tabela 4. Typy zawiesznień przewodów linii

Typ zawieszenia	Izolator		Stopień obostrzenia linii	Ilość szt. izolatorów w zawieszeniu	Wartość współczynnika bezpieczeństwa
	Izolacja	Wykonanie			
ZPi/1	porcelanowa	stojący	0°	1	2
ZPi/2	kompozytowa				
ZP2i/1	porcelanowa		1°, 2° i 3°	2	
ZP2i/2	kompozytowa				
ZPi/1	porcelanowa		1°	1	3
ZPi/2	kompozytowa		1° i 2°		
ŁOi/1, ŁPi/1	porcelanowa	wiszący pniowy	0° i 1°	1	2,5
ŁOi/2, ŁPi/2	kompozytowa				
ŁO2i/1, ŁP2i/1	porcelanowa		2° i 3°	2	
ŁO2i/2, ŁP2i/2	kompozytowa				
ŁOi/2, ŁPi/2	kompozytowa		2°	1	3,75

Nowy sposób wykonania obostrzeń z zastosowaniem izolatorów stojących wymógł przeprojektowania konstrukcji słupów przelotowych, przelotowo i narożno-skrzyżowaniowych oraz części słupów rozgałęźnych. Wprowadzenie do katalogów słupów z żerdzi wirowanych nowej generacji, o zwiększonej średnicy i sile użytkowej pozwala projektantom i inwestorom na alternatywne rozwiązania słupów mocnych w stosunku do mocnych słupów podwójnych. Inną istotną zmianą, wprowadzoną w albumach LSNI jest opracowanie słupów funkcyjnych dla linii z pionowym układem przewodów. Zawierają one przykładowe rozwiązania z różnego typu łącznikami, głowicami kablowymi zimno i termokurczliwymi oraz ograniczniki przepięć o izolacji polimerowej.

Zaproponowane w aktualizacji nowe rozwiązania są w chwili obecnej w miarę tanie, proste a jednocześnie nowoczesne, bardziej przyjazne dla środowiska i prowadzące do dalszego obniżenia kosztów eksploatacyjnych.

Andrzej Grzybowski - Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej
Waldemar Skomudek - ENERGIAPRO Koncern Energetyczny SA, Oddział Opole

NORMALIZACJA W ZAKRESIE PROJEKTOWANIA I BUDOWY ELEKTROENERGETYCZNYCH LINII NAPOWIETRZNYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

1. Wstęp

W ostatnich latach zostały wprowadzone w normalizacji polskiej znaczące zmiany, polegające przede wszystkim na ścisłym powiązaniu normalizacji krajowej z międzynarodową, w szczególności europejską [1,2,5]. W europejskiej działalności normalizacyjnej przyjęto, że dokumenty z tej dziedziny cechują:

- dobrowolność uczestnictwa w opracowaniu i stosowaniu norm,
- uzgadniania na zasadzie porozumienia wszystkich zainteresowanych stron,
- powszechność stosowania w powtarzających się i stałych czynnościach,
- jawność i powszechna dostępność,
- zatwierdzanie przez wyspecjalizowaną i uznaną organizację,
- opracowanie bez ingerencji władz publicznych w treść merytoryczną.

Zgodnie z treścią zapisów **Ustawy o normalizacji** [6] stosowanie Polskich Norm jest całkowicie dobrowolne. Norma nie jest aktem prawnym, lecz stanowi regułę techniczną przeznaczoną do uznaniowego stosowania.

Projektowane i budowa krajowych elektroenergetycznych linii napowietrznych prądu przemiennego było zawsze realizowane w oparciu o aktualnie obowiązujące w kraju przepisy i normy. Pierwszą regulacją techniczno-prawną w powojennej Polsce była norma **PN/E-10 – 1932/46 Przepisy budowy i ruchu urządzeń elektrycznych prądu silnego**, która stanowiła adaptacją normy ustanowionej w Polsce jeszcze w 1932 roku. W roku 1948 Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) ustanowił normę **PN/E –101[1] Elektroenergetyczne linie napowietrzne**, do której Stowarzyszenie Elektryków Polskich wydało w roku 1950 komentarze. W tym samym roku PKN opublikował normę **PN/E –102 Elektroenergetyczne linie kablowe [1]**.

Szybki rozwój sieci rozdzielczej i przesyłowej w Polsce w latach pięćdziesiątych spowodował konieczność wprowadzenia do praktyki projektowej napowietrznych linii elektroenergetycznych nowych uregulowań prawnych. W roku 1958 Polski Komitet Normalizacyjny ustanowił oznaczoną numerem 5100 znowelizowaną normę o numerze 101 z roku 1948 i nadał jej nowy tytuł **PN-58/E –05100 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Ogólne przepisy budowy**. Kolejne nowelizacje normy nastąpiły w roku 1962 i w 1967. W roku 1975 została ustanowiona norma **PN-75/E-05100 Elektroenergetyczne linie napowietrzne**, z podtytułem Projektowanie i budowa.

Po wieloletnich dyskusjach i uwzględnieniu niektórych opinii projektantów i praktyków, 31 marca 1998 roku, uchwałą PKN nr 25/98 została ustanowiona norma **PN-E -05100-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne**. Arkusz 1 zawierał postanowienia dotyczące projektowania i budowy linii prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi. Norma ta w stosunku do normy z roku 1975 wprowadziła szereg istotnych zmian i uzupełnień. PKN przewidywał w momencie jej ustanowienia i opublikowania, opracowanie i ustanowienie

arkusza 2. Arkusz ten miał zawierać postanowienia dotyczące projektowania i budowy linii napowietrznych prądu przemiennego z przewodami roboczymi izolowanymi. Historia powstawania tego arkusza jest ogólnie znana, prace prowadzone w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej przez kiluosobowy zespół fachowców nad arkuszem 2 trwały blisko 7 lat. Po długich dyskusjach zdecydowano się na podtytuł - Linie prądu przemiennego z przewodami w izolacji i w osłonach izolacyjnych. Projekt normy był wielokrotnie opiniowany przez energetyków z całego kraju. Niestety arkusz 2 nigdy nie został przez PKN ustanowiony.

W tym stanie prawnym, 25 czerwca 2003 SEP jako uzupełnienie normy **PN –E –05100 – 1:1998** wydał zatwierdzoną przez Prezesa SEP normę **N SEP-E-003[5] Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa, ze zmienionym podtytułem Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi.**

2. Harmonizacja krajowych norm z normami europejskimi

Opisany stan prawny normalizacji obejmującej budownictwo sieciowe nie trwał jednak długo. Pod koniec roku 2003 wycofano w Polsce normę PN –E –05100 – 1:1998 jako sprzeczną z normą europejską EN50341-1, która zgodnie z zaleceniami Komitetu Technicznego TC 11 CENELC powinna zostać wprowadzona na szczeblu krajowym poprzez opublikowanie identycznej normy krajowej lub uznanie istniejącej, europejskiej w ostatecznym terminie - 1 maja 2002.

Po zaopiniowaniu kolejnych wersji tłumaczeń, PKN nadał normie europejskiej **EN 50341-1:2001 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV** status Polskiej Normy i opublikował w sierpniu 2005 tłumaczenie (bez jakichkolwiek merytorycznych zmian) angielskiej wersji normy. Obecnie ustanowiona jest jedynie część 1 normy zawierająca **Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne**. Kolejne dwie części to: **2 – indeks normatywnych warunków krajowych** i **3 – normatywne warunki krajowe (NNA)**, które uwzględniają szczególne warunki krajowe.

W październiku 2004 roku została przyjęta przez Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki – CENELEC, Norma Europejska **EN 50423-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1kV do 45 kV włącznie - Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne**.

Po ustanowieniu norma EN 50423 powinna być stosowana łącznie z EN 50341, gdyż w obu normach obowiązują te same definicje i reguły projektowe.

Dla normy EN 50423-1 dotyczącej projektowania i budowy linii napowietrznych od 1kV do 45 kV włącznie będzie także konieczne opracowanie Narodowego Aspektu Normatywnego (NNA), który między innymi będzie uwzględniał wszystkie aktualnie stosowane w Polsce technologie budowy linii.

Tak więc zaprojektowanie linii średniego napięcia zgodnie z ustaleniami norm europejskich EN będzie wymagało stosowania zaleceń określonych w czterech dokumentach normatywnych:

- EN 50341 –1 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV*,
- EN 50341 – 3 Narodowy Aspekt Normatywny (NNA),

- EN 50423 - 1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV włącznie (w trakcie opracowania),
- EN 50423 – 3 Narodowy Aspekt Normatywny (NNA) – wymaga opracowania.

3. Wybrane zagadnienia ujęte w normie europejskiej EN 50423-1

Wiodącym elementem norm europejskich (EN) z zakresu projektowania i budowy napowietrznych linii (także jedynym dotychczas ustanowionym przez PKN) jest norma EN 50341-1:2001, w której przedstawiono definicje i określenia oraz wymagania ogólne i wspólne klasyfikacje. Treść normy jest zawarta w 12 rozdziałach zatytułowanych w sposób następujący:

1. Wstęp
2. Definicje, symbole i powołania normatywne
3. Podstawy projektowania
4. Oddziaływania na linie elektroenergetyczne
5. Wymagania elektryczne
6. Systemy uziemiające
7. Konstrukcje wsporcze
8. Fundamenty
9. Przewody fazowe i przewody odgromowe z obwodami telekomunikacyjnymi lub bez takich obwodów
10. Izolatory
11. Wyposażenie linii – osprzęt linii napowietrznych
12. Zapewnienie jakości, kontrola i odbiór

Arkusze normy EN 50423-1 stanowi obszerne uzupełnienie normy wcześniej opisanej i obejmuje swym zakresem linie tradycyjne tj. z przewodami gołymi, z przewodami w osłonie izolacyjnej oraz z przewodami w izolacji. Układ normy oraz jej treść wykazują zbieżność merytoryczną powiązań obu arkuszy normalizacyjnych, co praktycznie oznacza konieczność równoczesnego korzystania z zapisów obu arkuszy.

Podobnie jak w przypadku normy EN 50341-1:2001 rozdziały arkusza EN 50423-1 zawierają wiele zupełnie nowych określeń, definicji i wyrażań w sposób znaczący odbiegających od dotychczasowej nomenklatury pojęciowej np.:

- system (mechaniczny) – zbiór połączonych ze sobą podzespółów, tworzących razem elektroenergetyczną linię napowietrzną,
- podzespół – jedna z głównych części napowietrznej linii elektroenergetycznej mająca określoną funkcję (konstrukcje wsporcze, fundamenty, przewody, izolatory, osprzęt),
- kombinacja oddziaływań to zespół wartości obliczeniowych oddziaływań przyjęty do sprawdzenia niezawodności konstrukcji dla stanu granicznego w danym przypadku układu obciążeń,
- słup na załomie trasy linii – słup przelotowy lub słup mocny zastosowany w miejscu zmiany kierunku trasy linii,
- słup przelotowy – słup wyposażony w łańcuchy przelotowe izolatorów,

- słup odporowy – słup mocny w miejscu zmiany kierunku trasy linii lub na prostym odcinku trasy linii, pełniący dodatkowo funkcję sztywnego punktu w linii, ograniczającego zakres awarii,
- słup na prostym odcinku trasy – słup przelotowy lub słup mocny zastosowany na prostym odcinku trasy linii,
- słup mocny – słup wyposażony w łańcuchy odciągowe izolatorów,
- słup krańcowy – słup mocny mogący przenosić jednostronny, całkowity naciąg przewodów,
- niedyspozycyjność – brak możliwości realizacji przez system swojej funkcji.

W następnej kolejności norma zawiera obszerny wykaz symboli, z których wiele budzi wątpliwości a nawet zdziwienie, np.: symbol „A” – to oddziaływanie wyjątkowe ale także znane z normy PN 05100 określenie rzutu rozważanego elementu na płaszczyznę prostopadłą do kierunku wiatru; symbol „H” – oznaczający zarówno wysokością odniesienia dla określonej gęstości powietrza, natężeniem pola magnetycznego, bądź całkowitą długością żerdzi betonowej; symbol „L” – oznaczający długość przęsła lub długość nogi słupa, itp.

Zasady ogólne projektowania konstrukcji zostały określone w rozdziale 3 arkusza normy EN 50423-1 i opierają się na metodzie stanów granicznych, stosowanej łącznie z metodą współczynników częściowych. Wartości współczynników częściowych zależą od stopnia niepewności oddziaływań, od wytrzymałości, od wymiarów geometrycznych i modelu obliczeniowego.

Norma rozróżnia dwa sposoby wyznaczania wartości liczbowych oddziaływań i współczynników częściowych:

- na podstawie opracowania statystycznego danych meteorologicznych i doświadczeń oraz danych obserwacji terenowych opartych na probabilistycznej teorii niezawodności,
- na kalibracji uzyskanej z doświadczeń długiej historii udanego budowania linii napowietrznych.

Podstawowe wymagania normy mówią, że elektroenergetyczna linia napowietrzna musi być zaprojektowana i zbudowana w taki sposób, aby w przewidywanym okresie użytkowania:

- spełniała swoją funkcję dla określonych warunków z akceptowalnymi poziomami niezawodności i z określonymi wskaźnikami ekonomicznymi,
- nie była narażona na katastrofę postępującą (kaskadową) jeśli uszkodzenie powstało w określonym podzespole,
- nie narażała ludzi na obrażenia lub utratę życia podczas budowy i jej eksploatacji.

Przy projektowaniu, budowie i eksploatacji linii napowietrznych należy uwzględnić także aspekty bezpieczeństwa publicznego, trwałości, odporności, utrzymania, estetyki i względów ekologicznych. Środkami (według normy) do spełnienia wymienionych wymagań są :

- odpowiedni dobór materiałów,
- właściwie zaprojektowanie,
- dobór elementów zgodnie z wyspecyfikowanymi procedurami kontroli obliczeń, wytwarzania, budowy i ich stosowania odpowiednio do określonego projektu.

Zgodnie z zaleceniami normy proces projektowania (obliczeń) powinien być dostatecznie „surowy i różnorodny”, obejmujący wszystkie dające się przewidzieć warunki zarówno w czasie budowy jak i całym zakładanym okresie użytkowania linii napowietrznej.

Ważnym elementem w projektowaniu wg normy europejskiej jest wybór jednego z trzech poziomu niezawodności, które odpowiadają 50, 100 lub 150 letniemu okresowi powrotu T oddziaływań klimatycznych.

Na szczególną uwagę, zdaniem autora referatu, zasługują rozdziały dotyczące oddziaływania czyli obciążenia elementów linii napowietrznych wywołane czynnikami wewnętrznymi i zewnętrznymi, konstrukcje wsporcze i fundamenty, przewody fazowe i odgromowe oraz izolatory i osprzęt.

Oddziaływania to podstawowy problem, który jest przedstawiony w normie w formie dwóch podejść - ogólnego lub empirycznego.

Oddziaływania określane w normie jako „F” dzielą się na:

- oddziaływania bezpośrednie - siły przyłożone do przewodów, izolatorów, osprzętu oraz konstrukcji wsporczych wraz fundamentami,
- oddziaływania pośrednie – wynikają z wymuszonych lub ograniczonych odkształceń np. zmiany temperatury wpływające na naprężenia w przewodach, zmiany poziomu wód gruntowych wpływające na nierównomierne osiadanie fundamentów a tym samym na dodatkowe naprężenia w konstrukcjach..

Inna klasyfikacja dzieli oddziaływania ze względu na ich zmienność w czasie na:

- stałe G - ciężary własne poszczególnych elementów i skutki zastosowania naciągów przewodów,
- zmienne Q - obciążenia wywołane czynnikami klimatycznymi,
- wyjątkowe A – obciążenia uwzględniające awarie, lawiny, powodzie czy też nadzwyczajne, nierównomierne obciążenie oblodzeniem (przy podejściu empirycznym).

Ostatni podział dotyczy rodzaju lub odpowiedzi konstrukcji na oddziaływania:

- statyczne, które nie wywołują znaczących przyspieszeń podzespołów lub elementów,
- dynamiczne, które wywołują znaczące przyspieszenia czy na rodzaj i odpowiedź konstrukcji.

W normie EN poświęcono wiele uwagi na szczegółowe rozpatrzenie różnych aspektów oddziaływań. Wprowadzono w związku z tym zupełnie nowe pojęcia dotyczące oddziaływań zewnętrznych – klimatycznych np. wielkość ciśnienia wiatru (q) czy też współczynnik oporu aerodynamicznego „C” na różne elementy linii. W celu wprowadzenia projektanta w nowe zagadnienia przedstawione zostały między innymi modele do obliczeń statycznych i nośności konstrukcji. Ważnym, nowym ustaleniem normy, jest wprowadzenie konieczności obliczeń na kombinacje różnych oddziaływań występujących jednocześnie. Szczególnie dużo miejsca poświęcono omówieniu kombinacji równoczesnego obciążenia elementów linii spowodowanych wiatrem i oblodzeniem.

W rozdziale dotyczącym konstrukcji wsporczych są wymienione możliwe materiały do budowy konstrukcji. Jako materiał na konstrukcje wsporcze wymienia drewno (żerdzie drewniane) oraz beton zbrojony (żerdzie betonowe).

W końcowej części rozdziału dotyczącego konstrukcji wsporczych w normie są zalecenia dotyczące montażu i stawiania słupów, zabezpieczeń antykorozyjnych, prac wykończeniowych oraz prac eksploatacyjnych np. metod komunikacji pionowej po żerdzi.

Norma dla kompletnych konstrukcji wsporczych oraz poszczególnych jej elementów zaleca przeprowadzenie prób obciążeniowych niszczących lub nieniszczących. Dotyczy to oczywiście konstrukcji seryjnych lub powtarzalnych.

W rozdziale normy dotyczącym fundamentów są zawarte zalecenia dotyczące badania gruntów, ustalania obciążeń fundamentów, zasad obliczeń geotechnicznych, oraz badań

metodą obciążeń próbnych. Przedstawione są także zasady projektowania, wykonawstwa i montażu różnych typów fundamentów.

W części wstępnej rozdziału norma podaje wymagania jakie powinny spełniać przewody robocze linii zawieszone na konstrukcjach wsporczych linii. Ta część normy w zakresie przewodów gołych odwołuje do ustaleń normy EN 50341-1, a w przypadku przewodów w osłonie izolacyjnej lub w izolacji do normy EN 50397-1.

W rozdziale dotyczącym izolatorów są określone znormalizowane wymagania elektryczne oraz wymagania dotyczące trwałości. Natomiast w załączniku „P” do normy określone zostały wymagania stawiane izolatorom w zakresie badań standardowych, kontrolno-odbiorczych oraz wyrobu. Osprzęt linii napowietrznych jest określony w normie jako wyposażenie linii. Rozdział ten zawiera podstawowe informacje z zakresu wymagań elektrycznych, mechanicznych oraz dotyczących trwałości wyposażenia linii napowietrznych.

4. Podsumowanie

Systematyczność w przyjmowaniu w kraju do stosowania norm oraz projektów norm europejskich przechodzących przez fazę ankietyzacji pozwala na stwierdzenie, że okres transformacji gospodarczej nie wstrzymał, ani też nie zaniechał tego procesu. Jak wykazuje praktyka projektowa i wykonawcza proces ten jest czynnikiem warunkującym rozwój gospodarczy dzięki korelacji z postępowaniem technicznym i technologicznym. Omówione w referacie wybrane fakty z dziedziny projektowania linii napowietrznych w oparciu o reguły europejskie wskazują na znaczną liberalizację procesu projektowania przy jednoczesnym wzroście odpowiedzialności instytucji realizujących opracowania projektowe.

Norma EN 50423-1 stosowana łącznie z normą EN 50341-1 określa proces projektowania jako dostatecznie „surowy i różnorodny”, obejmujący wszystkie dające się przewidzieć warunki zarówno w czasie budowy jak i całym zakładanym okresie użytkowania linii napowietrznej. Afektem tego będzie elektroenergetyczna linia napowietrzna zaprojektowana i zbudowana w taki sposób, aby w przewidywanym okresie użytkowania spełniała swoją funkcję dla określonych warunków z akceptowalnymi poziomami niezawodności i z określonymi wskaźnikami ekonomicznymi, a także aby nie była narażona na katastrofę kaskadową jeśli uszkodzenie powstałoby w określonym podzespole linii, oraz aby nie narażała ludzi na obrażenia lub utratę życia podczas budowy i jej eksploatacji.

LITERATURA

- [1] Grzybowski A.: Projektowanie napowietrznych linii elektroenergetycznych na podstawie norm europejskich EN. Biuletyn PTPiREE
- [2] Nartowski Z.: Normalizacja w elektryce. Energetyka 10/2004
- [3] EN 50341-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
- [4] Pr PN-EN 50423-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV łącznie. Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
- [5] Skomudek W.: Normalizacja w zagadnieniach projektowania i budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi. Biuletyn PTPiREE.
- [6] Ustawa o normalizacji z 12 września 2002 r. (Dz. U.02.169.1386)

Krzysztof Piotrowski - KE ENERGIA SA Oddział Elbląg

Grzegorz Karmazyn - KE ENERGIA SA Oddział Elbląg

NIEPRAWIDŁOWOŚCI W BUDOWIE PEŁNOIZOLOWANYCH LINII NAPOWIETRZNYCH NISKIEGO ORAZ ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

1. Wstęp

Rosnące wymagania w zakresie jakości energii, niezawodności zasilania oraz bezpieczeństwa sprawiły, że coraz więcej linii SN oraz nn w kraju jak i za granicą budowanych jest z zastosowaniem przewodów izolowanych.

Zwiększanie pewności zasilania oraz podwyższanie standardów jakościowych obsługi odbiorców doprowadziło do szerokiej ekspansji linii napowietrznych w pełni izolowanych.

Jak wynika z ponad 15 lat doświadczeń Oddziału Elbląg w eksploatacji linii w pełnej izolacji, mimo szkoleń obserwuje się niepokojące zjawisko odchodzenia od prawidłowej technologii budowy. Jakość montażu oraz elementarne zasady dbałości i staranności przy budowie linii są naruszane, co w efekcie prowadzi skrócenia okresu bezawaryjnej eksploatacji.

Właściwy montaż linii pełnoizolowanych nn oraz SN można podzielić na kilka zasadniczych etapów:

1. Dobór i przygotowanie odpowiednich narzędzi.
2. Wyznaczenie miejsca pod bęben.
3. Zawieszenie rolek montażowych i rozciągnięcie linki wstępnej.
4. Przygotowanie końca wiązki izolowanych przewodów (nn) lub końca kabla (SN).
5. Rozciąganie przewodu.
6. Regulacja naciągu linii oraz montaż uchwytych odciągowych (nn), montaż spirali oraz głowicy (SN) na pierwszym słupie.
7. Montaż pozostałego osprzętu.

2. Montaż linii pełnoizolowanych

2.1. Dobór i przygotowanie odpowiednich narzędzi.

Prawidłowy montaż przewodów pełnoizolowanych, a także niepełnoizolowanych może wykonać jedynie zespół pracowników posiadający niezbędne do tego narzędzia. Ich właściwy dobór oraz odpowiednie stosowanie umożliwiają poprawny montaż przewodów. Natomiast stosowanie wszelkich środków zastępczych z reguły prowadzi do fatalnego skutku. Jako minimalny zestaw narzędzi wymagany do montażu linii z przewodem EXCEL przedstawia się następująco: stojak pod bęben kablowy posiadający stabilną podstawę uniemożliwiającą zsunięcie się bębna, wyposażony w mechaniczny hamulec cierny, rolki montażowe dobrane do rodzaju słupów oraz kąta załomu zawieszane na każdym słupie budowanej linii, linka wstępna o długości pozwalającej na zawieszenie jej na słupach wzdłuż całej sekcji odciągowej, przenośna wyciągarka spalinowa, opończe kablowe, krętlik, żabka odpowiednia do przekroju i rodzaju przewodu, dynamometr, Przyrząd do wykonywania naciągu, praska kablowa wyposażona w matryce do zaprasowywania końcówek i złączy kablowych, korowarka do zdejmowania ekranu z izolacji (EXCEL, AXCES), urządzenie

naprężające taśmy stalowe klucz dynamometryczne z regulacją momentu dokręcenia. W dalszej części referatu przedstawiono skutki montażu linii bez stosowania odpowiednich narzędzi.

2.2. Wyznaczenie miejsca pod bęben.

Zdjęcie nr 1 przedstawia w zbiór najczęściej popełnianych błędów na etapie ustawiania bębna.



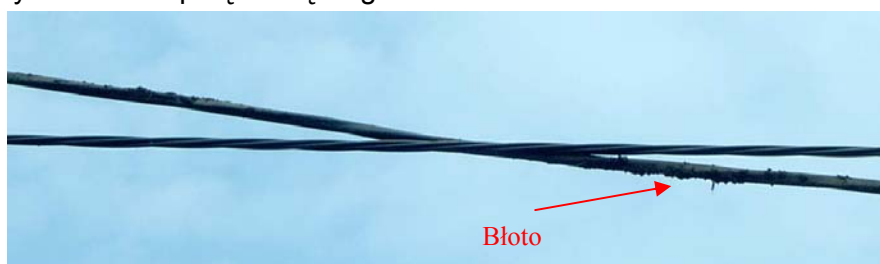
Fot. 1

Najważniejsze widoczne błędy na zdjęciu to niewłaściwe stojaki pod bęben, stosowanie deski jako hamulca oraz obecność montera przed bębniem.

Ich przyczyną jest przede wszystkim nieodpowiednie wyposażenie „brygady” w sprzęt, a mianowicie stojaki na bębny powinny posiadać stabilną podstawę uniemożliwiającą zsunięcie się bębna oraz muszą być wyposażone w hamulec bębna. Drugą, lecz równie ważną kwestią, jest obecność montera przed bębniem, co niesie za sobą bezpośrednie zagrożenie w sytuacji wypadnięcia bębna ze stojaka.

Należy również pamiętać, aby ustawić bęben w odległość kilku do kilkunastu metrów od pierwszego słupa tak, aby podczas rozciągania przewód nie ocierał o podłoże. Przewód należy odwijać od góry, tak jak na powyższym zdjęciu.

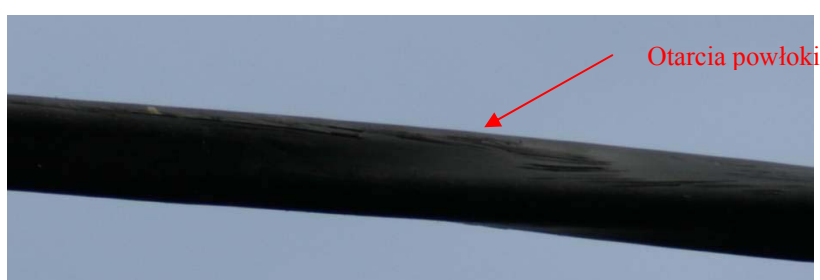
Konsekwencją popełnionych błędów jest przede wszystkim niedostateczna siła naciągu przewodu podczas jego rozciągania, a co za tym idzie linie ma duży zwis zwłaszcza w sytuacji gdy budowane przęsła są długie.



Fot. 2



Fot. 3



Fot. 4

Na fotografii nr 2 wyraźnie widać błoto na kablu typu Excel. Należy zaznaczyć iż zdjęcie to zostało wykonane 4 dni po rozwieszeniu przewodu. Natomiast zdjęcie nr 4 przedstawia efekt rozciągania przewodu po kamieniach w postaci otarć i głębokich uszkodzeń powłoki kabla.

Przy wyborze miejsca pod bęben należy zwrócić szczególną uwagę na posadowienie bębna. Stojak z bębniem kablowym winien być ustawiony na trwałym i równym podłożu. Stojaki bębnowe powinny być wyposażone, co najmniej w hamulec z regulacją siły hamowania.

2.3. Zawieszenie rolek montażowych oraz rozciągnięcie linki wstępnej.

Przed rozpoczęciem rozwieszania przewodu należy na każdym słupie zawiesić odpowiednie rolki montażowe. Rolki te powinny być dobrane do średnicy kabla z założoną opończą. Należy pamiętać, że na słupach gdzie będą montowane uchwyty typu ECH 14 należy bezwzględnie wykorzystać rolki tego uchwytu. Natomiast na słupach, na których będą mocowane uchwyty typu SO 86 lub spirale odciągowe, stosować należy rolki montażowe. Nie wolno do rozciągania przewodu EXCEL, ACCES wykorzystywać rolek uchwytu SO 86.



Uchwyt ECH 14



Uchwyt SO 86

Błędem jest stosowanie linki zwykłej linki transportowej przeznaczonej do podawania narzędzi i materiałów monterowi znajdującemu się na słupie zamiast linki wstępnej o odpowiedniej długości. Jak widać na zdjęciu błąd ten jest przyczyną całkowitego zluźnienia rozciąganego przewodu w momencie gdy na trasie ciągnika znajdują się przeszkody, które należy ominąć.

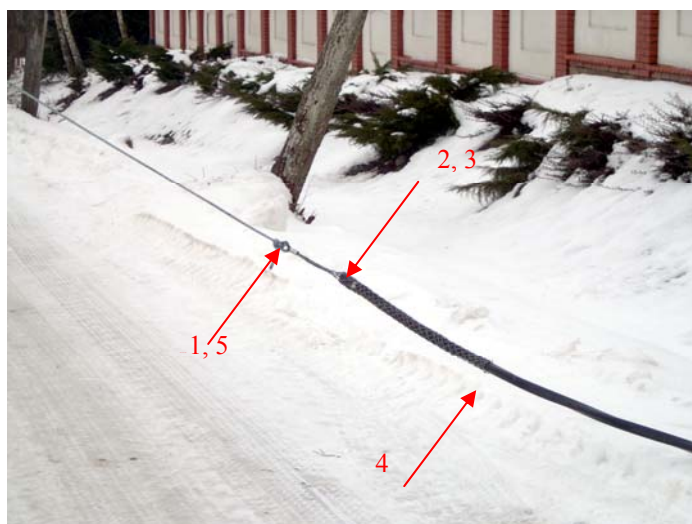


Fot. 5

Prawidłowe rozciąganie kabla lub wiązki przewodów izolowanych na słup, po uprzednim połączeniu jej z linką wstępną, o przekroju co najmniej 10mm^2 , za pośrednictwem krętlika i opończy, wymaga szczególnej staranności. Należy pamiętać, że linka wstępna powinna mieć długość umożliwiającą jej rozwinięcie na całej długości budowanej linii.

2.4. Przygotowanie końca wiązki izolowanych przewodów (nn) lub końca kabla (SN).

W trakcie rozciągania przewodu najbardziej krytycznymi momentami są przejścia opończy kablowej i początku wiązki izolowanych przewodów lub kabla, przez rolki montażowe i uchwyty przelotowe ECH 14. Dlatego przed założeniem opończy należy wykonać stopniowanie początku przewodu. Błędem jest „przygotowanie” przewodu w taki sposób jak pokazuje zdjęcie:



Fot. 6

Powyższa fotografia ukazuje wszystkie możliwe do wykonania błędy na etapie przygotowania końca przewodu. A mianowicie: węzeł łączący linkę wstępną z opończę znajduje się zbyt blisko ucha opończy (1), brak stopniowania końca kabla (2), niewłaściwie założona opończa na kabel – za krótko (3), brak zabezpieczenia taśmą końca opończy (4), między linką wstępną a opończę nie zastosowano krętlika (5). Przyczyną tych często popełnianych błędów jest przede wszystkim niedbalstwo i błędne przekonanie o małej szkodliwości tego sposobu wykonania robót.

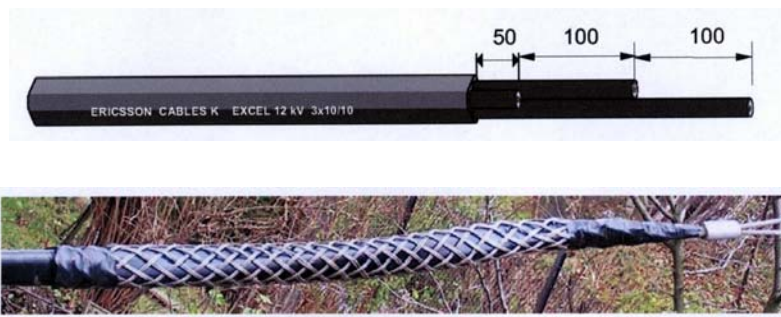
Okazuje się, że brak stopniowania, niewłaściwe zabezpieczenie taśmą węzła linki wstępnej oraz opończy uniemożliwia swobodne przejście przez rolki montażowe (Fot. 7), co narzuca konieczność stosowania podnośnika z pomocą którego monter jest w stanie przeciągnąć kabel przez rolkę.



Fot. 7

Aby prawidłowo zamocować wiązkę przewodów lub kabel w opończy należy tak przyciąć przewód, aby długość każdego odciętego elementu stopniowo malała. Przygotowany w ten sposób koniec przewodu przechodzi swobodnie przez wszystkie rolki. Zalecane jest tylko aby w trakcie rozciągania przewodu monter szedł wzdłuż linii celem kontrolowania prawidłowego przechodzenia kabla przez kolejne rolki.

EXCEL



Fot. 8

2.5. Rozciąganie przewodu.

Często spotykamy sytuacje takie jak na zdjęciach nr 8 oraz nr 9. Mianowicie fotografia nr 9 przedstawia, w jaki sposób jest rozciągany przewód w przypadku braku odpowiednich narzędzi. Niedostateczne napięcie przewodu w przęsłach powoduje jego ocieranie się o ziemię.



Fot.9 „Ręczne” rozciąganie przewodu.



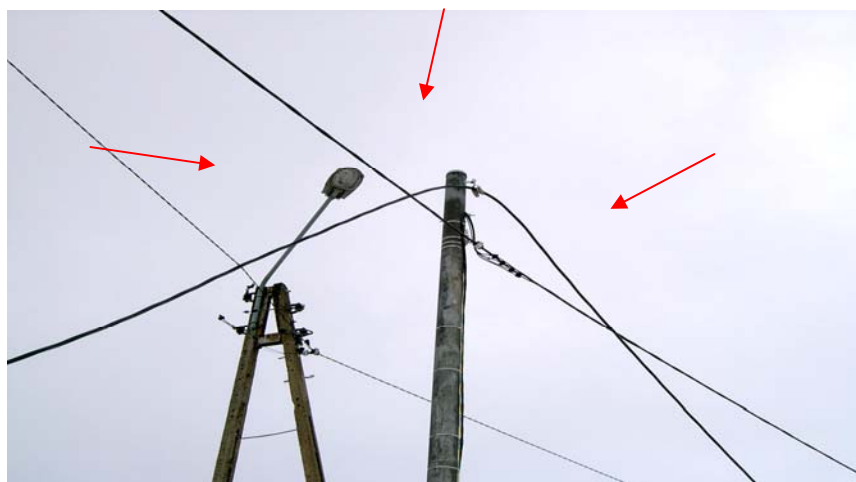
Fot. 10

Konsekwencją nieprawidłowości w omówionych przypadkach jest niszczenie powłoki rozwijanego przewodu, co w znacznym stopniu może skrócić założony długi czas eksploatacji. Jak widać na zdjęciu poniżej (fot.11) niewłaściwe naprężenie przewodu podczas jego rozciągania niesie za sobą konieczność szukania rozwiązań dla zapewnienia swobodnego ruchu pojazdów pod przewodem.



Fot. 11

Przy budowie linii wielo napięciowych lub wielo obwodowych ważna jest kolejność rozwieszania przewodów. Mianowicie zaczynać należy od najwyższej powieszzonej linii. Unikamy w tym momencie ocierania się rozwijanego przewodu o już istniejącą linię. Nie należy tego robić w ten sposób:



Fot.12

Aby w przyszłości uniknąć problemów z nieodpowiednim naprężeniem przewodu należy pamiętać, że nie wolno rozciągać linii izolowanej za pomocą innych urządzeń niż wciągarek do tego przystosowanych. Wszelki kontakt przewodów z podłożem może spowodować zabrudzenie i uszkodzenie powierzchni przewodów. Przewody w takim stanie zamontowane w uchwycie odciągowym czy przelotowym nie gwarantują prawidłowej pracy na słupie. Zabrudzenie powierzchni przewodów ma również niekorzystny wpływ na prawidłowe połączenie elektryczne w zacisku przebijającym izolację (linie nn).

2.6. Montaż uchwytów odciągowych (nn), montaż spirali oraz głowicy (SN) na pierwszym słupie.

Przed wyborem osprzętu, a w szczególności uchwytów odciągowych i spirali odciągowych, należy zwrócić szczególną uwagę na producenta oraz jakość wykonania. Niedopuszczalny jest osprzęt, na którym brak jest oznaczeń producenta oraz parametrów osprzętu lub, gdy oznaczenia są nieczytelne. Często producenci chcąc zaoszczędzić stosują materiały niskiej jakości, co w konsekwencji nie daje gwarancji prawidłowego funkcjonowania linii.

Przy montażu spirali odciągowej należy bezwzględnie zachować odległość, co najmniej 700mm od początku spirali oplotowej do miejsca przecięcia powłoki zewnętrznej kabla.



Fot. 13



Prawidłowo założona spirala.



Fot. 14

2.7. Regulacja naciągu linii.

Częstym błędem jest nie korzystanie z tablic zwisów i naprężeń. Jako wartość montażową naciągu wybiera się wartość podaną w projekcie bez względu na aktualnie panujące warunki. Naciąg linii należy zawsze przeprowadzać korzystając z odpowiednich tabel zwisów i naciągów. Należy pamiętać, że naprężenie podstawowe (lub naciąg podstawowy) podane w projekcie przyjęte jest dla temperatury -5°C i sady normalnej. Na podstawie naprężenia podstawowego podanego w projekcie należy wybrać odpowiednią tabelę zwisów i naciągów, z której dobieramy właściwy naciąg (zwis) w trakcie montażu.

Do regulacji naciągu stosujemy tzw. przyrząd naciągający połączony z żabką. Dodatkowo między żabką a przyrządem naciągającym instaluje się dynamometr. Proces regulacji można także prowadzić w oparciu o tablice zwisów przy użyciu łat pomiarowych.

Przy naprężaniu kabla należy pamiętać o tym, że żabkę zakłada się nie mniej niż 1 metr od miejsca założenia osprzętu (końca przewodu). Żabka przeznaczona jest do naprężania przewodu w krótkim czasie – przy długotrwałym naprężaniu może powodować deformacje przewodu.



Fot. 15 Regulacja zwisu na tzw. „oko”.

2.8. Montaż pozostałego osprzętu.

Przy montażu uchwytów błędem jest nie przestrzeganie instrukcji podanych przez producenta. Wszystkie połączenia śrubowe wykonuje się kluczem dynamometrycznym z zachowaniem odpowiednich momentów (podanych przez producenta). Należy pamiętać, aby wszystkie przewidziane uszczelki i podkładki gumowe (np. w uchwytach) znalazły się we właściwym miejscu.



Fot. 16

Po wykonaniu docelowego naciągu wiązki przewodów izolowanych lub kabla, montuje się na drugim końcu spiralę odciągową lub uchwyt odciągowy. W zależności od potrzeb następuje wymiana rolek montażowych na uchwyty przelotowe i narożne.



Fot. 17 Prawidłowe mocowanie uchwyty.

Przy wykonywaniu odgałęzień na linii nn należy zwrócić szczególną uwagę na odpowiedni dobór zacisków przebijających izolację. Niewłaściwie wykonane zaciski powodować mogą uszkodzenie przewodu.

Zastosowanie ostrza przebijającego izolację typu kurtynowego w połączeniu ze źle dobraną siłą zerwania śruby zrywalnej służącej do skręcenia zacisku, może powodować poważne uszkodzenia przewodu.



Fot. 18

W sytuacji, gdy nawet zastosujemy odpowiednie zaciski, które nie będą uszkadzać przewodu, problemem okazać się może sposób ich zamontowania. Należy zachować przynajmniej 10cm odległość między zaciskami na jednym przewodzie. Jak widać na zdjęciu zasada ta nie została zachowana.



Fot. 19

Podsumowanie i wnioski

Opierając się na praktyce wynikającej z wieloletniej eksploatacji linii izolowanych na terenie Oddziału Elbląg można stwierdzić, że staranność i dbałość o proces montażu jest jednym z ważniejszych elementów. Jednakże jak wynika z naszych doświadczeń prowadzone szkolenia, prezentacje dały skutek tylko tymczasowy. Wciąż najczęstsze przyczyny nieprawidłowości to przede wszystkim:

- brak odpowiednich narzędzi do wykonywania powierzonych prac,
- brak wiedzy monterów wykonujących prace na linii,
- brak stałego nadzoru,
- niedbalstwo.

Należy mieć na uwadze fakt, że proces montażu linii nie rozpoczyna się na placu budowy. Proces ten powinien być poprzedzony przede wszystkim wnikliwymi i dokładnymi

szkoleniami pracowników wykonujących prace montażowe. Tylko doświadczony i wykwalifikowany zespół gwarantuje wysoką jakość wykonania prac. Dokumentacja złożona przez firmę przystępującą do przetargu musi posiadać oświadczenie o posiadaniu odpowiedniego sprzętu, zgodnego z technologią budowy linii izolowanych (punkt 2.1 niniejszego opracowania) oraz być uzupełniona o certyfikaty pracowników z odbytych szkoleń w zakresie montażu linii izolowanych. Weryfikacja firm, przystępujących do przetargu, pod względem wykształcenia i doświadczenia pracowników oraz posiadanego sprzętu powinna odbywać się już na samym początku „drogi” przetargowej.

W procesie budowy linii ważnym ogniwem jest również kontrola prac montażowych ze strony zakładu zlecającego wykonanie pracy. Inspektor nadzoru musi być obecny tak często jak to jest tylko możliwe, zwłaszcza przy rozciąganiu regulacji naciągu przewodu oraz montażu osprzętu. Aby wzmocnić nadzór inwestorski zaleca się prowadzenie dokumentacji budowy w oparciu o materiały fotograficzne z każdego etapu budowy. Jak wynika z doświadczeń Oddziału Elbląg taka forma dokumentowania nadzoru wpływa pozytywnie na cały proces budowy.

Reasumując, należy zwracać szczególną uwagę na:

- szkolenia pracowników,
- wyposażenie w odpowiednie sprzęt,
- skuteczny nadzór inwestorski, służb zakładowych i rejonowych nad wykonywaną pracą.

Wysoką, właściwą dla linii napowietrznych pełnoizolowanych, niezawodność można uzyskać stosując tylko wysokiej jakości materiały, odpowiednią technologię montażu oraz duży nacisk na sumienność i staranność podczas całego procesu budowy linii izolowanej.