

**Zeszyty Naukowe
Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej**

64



**Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział Gdańsk**

**GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI' 2019
XLIII Konferencja Naukowo – Techniczna**



Gdańsk 2019

**Zeszyty Naukowe
Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej**

64

GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI' 2019

**XLIII Konferencja Naukowo Techniczna
Nowoczesne technologie w stacjach
i liniach elektroenergetycznych**

Organizatorzy:

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI

Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk 2019

KOMITET ORGANIZACYJNY

Kamil Żeromski - Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego GDE 2019
Kornel Borowski - Przewodniczący ds. naukowo - programowych GDE 2019
Gabriela Fierek - Główny koordynator GDE 2019
Marek Behnke
Martyna Gruntkowska
Patryk Kawecki
Maksymilian Mosór
Sebastian Samul

RECENZENCI

Paweł Bućko, *Politechnika Gdańska*
Krystian Chrzan, *Politechnika Wroclawska*
Sławomir Cieślak, *Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy*
Stanisław Czapp, *Politechnika Gdańska*
Waldemar Dołęga, *Politechnika Wroclawska*
Roman Kostyszyn, *Uniwersytet Morski w Gdyni*
Daniel Kowalak, *Politechnika Gdańska*
Kazimierz Kuryło, *Politechnika Rzeszowska*
Krzysztof Ludwinek, *Politechnika Świętokrzyska*
Piotr Makarski, *Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie*
Olgiard Małyszko, *Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie*
Renata Markowska, *Politechnika Białostocka*
Marek Olesz, *Politechnika Gdańska*
Konrad Sobolewski, *Politechnika Warszawska*
Jarosław Wiater, *Politechnika Białostocka*
Stanisław Wojtas, *Politechnika Gdańska*
Józef Jacek Zawodniak, *ENEA*
Robert Ziemba, *Politechnika Rzeszowska*

**The Scientific Papers of
Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology**

64

**ELECTRICAL ENGINEERING MEETING' 2019
IN GDAŃSK**

XLIII Scientific – Technology Conference

**Modern technologies in stations
and power lines**

Organized by

Association of Polish Electrical Engineers [SEP] Gdansk Branch

Faculty of Electrical and Control Engineering

Gdansk University of Technology



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI

Published by Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology

Gdańsk 2019

ISSN 2353-1290

Copyright © by Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

REDAKCJA

Dariusz Świsulski

Adres redakcji:

Politechnika Gdańska
Wydział Elektrotechniki i Automatyki
ul. Narutowicza 11/12
80-233 Gdańsk

www.eia.pg.edu.pl/zn

Fotografia na okładce: Krzysztof Krzempek

Wydano za zgodą
Dziekana Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej
na podstawie materiałów dostarczonych przez autorów

Wydanie 1

Nakład 70 egzemplarzy

Skład komputerowy
Magdalena Wiącek-Michalik

Drukarnia: B3project
ul. Kartuska 377, 80-125 Gdańsk
e-mail: biuro@b3project.com

SPIS TREŚCI

INDEKS AUTORÓW	6
WSTĘP	7
1. Stanisław Czapp <i>Wymagania stawiane urządzeniom do detekcji zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia</i> <i>Requirements for arc fault detection devices in low-voltage electrical installations</i>	9
2. Waldemar Dołęga <i>Krajowe stacje najwyższych napięć – przegląd rozwiązań i technologii</i> <i>National UHV power substations – review of solution and technologies.....</i>	13
3. Jacek Katarzyński <i>Nowoczesne systemy zasilania awaryjnego z zespołami prądotwórczymi dużej mocy w zastosowaniach przemysłowych</i> <i>Modern Emergency Power Supply Systems with high power genset in industrial applications.....</i>	19
4. Grzegorz Kostro, Filip Kutt, Michał Michna, Roland Ryndzionek, Łukasz Sienkiewicz, Mieczysław Ronkowski <i>System zdalnego monitoringu parametrów pracy silowni wiatrowej o pionowej osi obrotu</i> <i>Remote monitoring system for the working parameters of a wind turbine with vertical axis.....</i>	25
5. Marek Olesz, Grzegorz Kostro <i>Pomiary rezystancji izolacji silników elektrycznych</i> <i>Measurements of insulation resistance of electric motors</i>	29
6. Adam Rynkowski, Grzegorz Mazurek, Piotr Szatkowski <i>Oddziaływanie zakłóceń i niebezpieczne linii kablowych 110 kV na kolejową infrastrukturę telekomunikacyjną</i> <i>Interference of railway telecommunications infrastructure caused by 110 kV power cable lines.....</i>	33
7. Mirosław Schwann <i>Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia</i> <i>Application of fuse-links with fast and ultra-rapid characteristics in circuit of low-voltage overhead lines</i>	37
8. Jarosław Wiater <i>Laboratoryjne badanie skutecznej odległości ochronnej ograniczników przepięć niskiego napięcia</i> <i>Laboratory testing of effective protective distance of low voltage surge protection devices.....</i>	45
9. Mirosław Włas, Kacper Chyła, Filip Pankowiak, Tomasz Bednarczyk <i>Zastosowanie standardu iec 61850 do szybkiej rekonfiguracji sieci SN z wykorzystaniem adaptacyjnej zmiany banków nastaw</i> <i>Application of the iec 61850 standard for quick reconfiguration of mv networks using an adaptive change of setting banks.....</i>	49
10. Stanisław Wojtas <i>Ocena uziemień słupów linii elektroenergetycznych zwłaszcza posadowionych na gruntach o wysokiej rezystywności</i> <i>Assessment of power line tower eathings, especially those located on high resistivity grounds</i>	53

INDEKS AUTORÓW

Tomasz Bednarczyk	49
Kacper Chyła	49
Stanisław Czapp	9
Waldemar Dołęga	13
Jacek Katarzyński	19
Grzegorz Kostro	25, 29
Filip Kutt	25
Grzegorz Mazurek	33
Michał Michna	25
Marek Olesz	29
Filip Pankowiak	49
Mieczysław Ronkowski	25
Adam Rynkowski	33
Roland Ryndzionek	25
Łukasz Sienkiewicz	25
Mirosław Schwann	37
Piotr Szatkowski	33
Jarosław Wiater.....	45
Mirosław Włas.....	49
Stanisław Wojtas.....	53

WSTĘP

Prezentowany Zeszyt Naukowy Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG zawiera referaty konferencji naukowo – technicznej „GDAŃSKIE DNI ELEKTRYKI’ 2019” (*GDE’19*), zorganizowanej przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk we współpracy z Wydziałem Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej w dniach 9-10 maja 2019 roku na terenie Politechniki Gdańskiej i hotelu Almond.

Jest to już 43 konferencja, organizowana nieprzerwanie od 1975 roku, przez SEP Oddział Gdańsk w ramach Gdańskich Dni Elektryki. Referaty i wystawy techniczne składające się na coroczne *GDE* adresowane są do środowiska elektryków, którzy mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo i niezawodność pracy urządzeń oraz instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych. Konferencja daje możliwość bezpośrednich spotkań ludzi nauki i pracowników firm produkcyjnych z szeroką rzeszą elektryków pracujących w procesie wytwarzania, dystrybucji i użytkowania energii elektrycznej.

Ranga imprezy, jedynej tego typu w województwie Pomorskim powoduje, że w konferencji zazwyczaj uczestniczą przedstawiciele wyższych uczelni, firm elektroenergetyki zawodowej i przemysłowej, biur projektowych, firm wykonawczych, jak również służby eksploatacyjne. Na towarzyszącej konferencji wystawie technicznej są prezentowane nowoczesne rozwiązania techniczne znanych producentów programów, wyrobów i urządzeń stosowanych w projektowaniu i budowie instalacji przemysłowych i komunalnych w zakresie instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych, automatyki i sterowania, instalacji monitorowania i np. zarządzania mediami inteligentnych obiektów. Obecnie, w każdej dziedzinie działalności człowieka można zauważyć wpływy działalności elektryków, w szerokim znaczeniu tego określenia.

Konferencja w roku 2019, której Patronem Merytorycznym zostało Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, poświęcona jest ”Nowoczesnym technologiom w stacjach i liniach elektroenergetycznych”. Ma ona na celu przekazanie uczestnikom aktualnej wiedzy naukowej z zakresu nowych technologii wdrażanych w systemach wytwarzania, przesyłania i użytkowania energii elektrycznej.

Zgodnie ze statutem SEP, Konferencja jest skierowana do szerokiego środowiska elektryków, zarówno uczniów i studentów, jak i elektryków zawodowych pracujących w elektroenergetyce, budownictwie, projektowaniu, czy też w eksploatacji urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych, i ma za zadanie podniesienie poziomu wiedzy uczestników w odniesieniu do tematyki Konferencji oraz szersze powiązanie nauki z przemysłem. Ważną częścią *GDE’19* są prezentacje firm związanych z branżą elektryczną przede wszystkim w formie stanowisk wystawowych w czasie na konferencji w pomieszczeniach Politechniki Gdańskiej, jak również w formie referatów promocyjnych dostępnych w formie cyfrowej na stronie internetowej Oddziału.

Celem konferencji naukowo – technicznej *GDE’19* jest wymiana doświadczeń z zakresu branży elektrycznej, prezentacja nowych wyrobów elektrotechnicznych i sposobów ich wykorzystania. Taka wymiana doświadczeń zawodowych w formie referatów, dyskusji i spotkań osób zajmujących się elektryką przyczynia się do podwyższenia kwalifikacji zawodowych elektryków, co jest spełnieniem ważnego statutowego zadania Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Komitet Organizacyjny *GDE’19* wyraża podziękowanie:

- Autorom referatów i recenzentom za trud włożony w opracowanie i ocenę referatów,
- Politechnice Gdańskiej za wsparcie i pomoc w zorganizowaniu *GDE’19*,
- Przedsiębiorstwom - sponsorom konferencji, w tym sponsorowi strategicznemu – Grupie ENERGA, dzięki którym udało się zamknąć budżet imprezy i zorganizować *GDE’19*,
- Członkom Studenckiego Koła SEP na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki PG za zaangażowanie i wkład organizacyjny.

Organizatorzy mają nadzieję, że postawiony cel konferencji zostanie osiągnięty i w przyszłości zamierzają kontynuować organizację „GDAŃSKICH DNI ELEKTRYKI” dla dobra pomorskiego środowiska elektryków.

Organizatorzy *GDE’19*

WYMAGANIA STAWIANE URZĄDZENIOM DO DETEKCCJI ZWARĆ ŁUKOWYCH W INSTALACJACH NISKIEGO NAPIĘCIA

Stanisław CZAPP

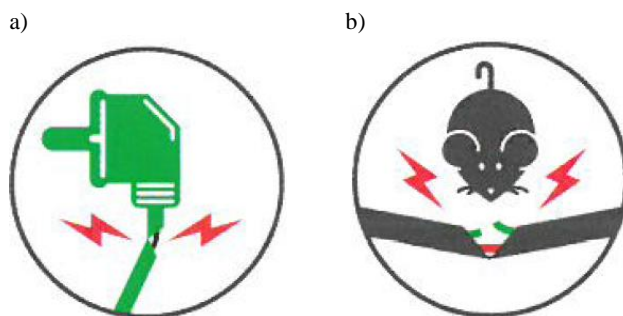
Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347-13-98 e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule zwrócono uwagę na zagrożenie pożarem pochodzące od iskrzenia/zwarcia łukowego w instalacji niskiego napięcia. Przedstawiono podstawowe wymagania normy PN-EN 62606 obejmującej swym zakresem urządzenia do detekcji zwarć łukowych (AFDD). Urządzenia te zaczynają pojawiać się w polskich instalacjach elektrycznych, a w niektórych krajach są już obowiązkowym wyposażeniem wybranych obwodów. Omówiono również charakterystyki działania tych urządzeń oraz zalecenia odnośnie do ich stosowania.

Słowa kluczowe: AFDD, instalacje elektryczne, ochrona przeciwpożarowa.

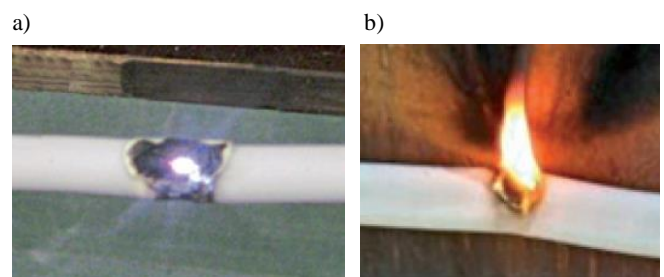
1. WSTĘP

Obecnie w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia powszechnie stosuje się zabezpieczenia nadprądowe (wyłączniki, bezpieczniki), zabezpieczenia różnicowoprądowe oraz ograniczniki przepięć. Zabezpieczenia te jednak mogą być mało skuteczne przy niektórych uszkodzeniach przewodów i odbiorników elektrycznych, powstających np. w wyniku działania gryzoni, prac montażowo-budowlanych, niewłaściwej eksploatacji (zmiażdżenie lub nadmierne zgięcie przewodu), a zagrażających pożarem (rys. 1).



Rys. 1. Uszkodzenie przewodów instalacji elektrycznej:
a) w wyniku ich zmiażdżenia, b) przez gryzonia [1]

W uszkodzonym przewodzie (przewodach) może dojść do iskrzenia/zwarcia łukowego, co może być przyczyną pożaru, jeżeli w pobliżu znajdują się materiały łatwopalne. Na rysunku 2 przedstawiono fotografie obrazujące uszkodzenia izolacji powstałe w wyniku iskrzenia wewnątrz przewodu [2].

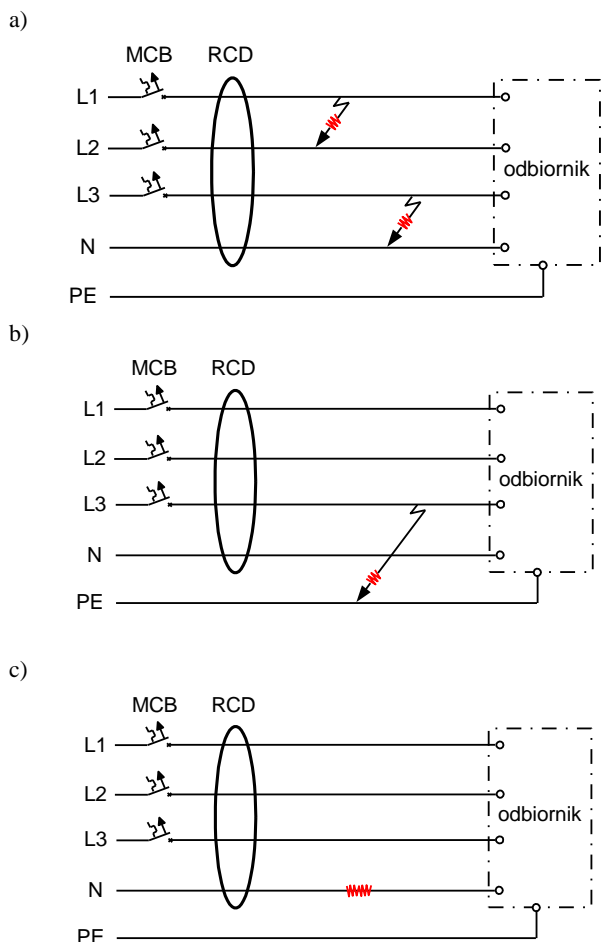


Rys. 2. Skutki iskrzenia wewnątrz przewodu:
a) uszkodzenie cieplne izolacji, b) zapłon izolacji [2]

Jeżeli w obwodzie zdarzy się zwarcie oporowe między przewodami fazowymi lub fazowym a neutralnym, z udziałem łuku elektrycznego (rys. 3a), to przy odpowiednio dużej wartości prądu można liczyć na zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego (MCB). W przypadku zwarć między przewodem fazowym a przewodem ochronnym może zadziałać zabezpieczenie różnicowoprądowe (RCD) i/lub zabezpieczenie nadprądowe (MCB) – rys. 3b. Na zadziałanie zabezpieczenia RCD nie ma co liczyć w przypadku iskrzenia/łuku szeregowego (rys. 3c), bo nie ma różnicy prądów. W ograniczonym zakresie (tylko przy odpowiednio dużym prądzie) może zadziałać MCB. Przy łuku szeregowym prąd jest stosunkowo mały, ponieważ jest jednocześnie prądem obciążenia odbiornika.

Jeżeli konieczna jest ochrona przed skutkami iskrzenia, w szczególności iskrzenia szeregowego, to należy rozważyć zastosowanie urządzeń do detekcji zwarć łukowych AFDD (ang. *arc fault detection device*). Urządzenia te od wielu lat są szeroko stosowane w USA [3], a od niedawna wymaga się ich stosowania w Niemczech [4].

W dalszej części artykułu przedstawiono podstawowe wymagania stawiane tym urządzeniom oraz zasady ich stosowania.



Rys. 3. Iskrzenie: a) równoległe przy zwarciu oporowym L1-L2 (L3-N), b) równoległe doziemne przy zwarciu oporowym L3-PE, c) szeregowe przy uszkodzeniu żyły N; MCB – wyłącznik nadprądowy (ang. *miniature circuit-breaker*), RCD – wyłącznik różnicowoprądowy (ang. *residual current device*)

2. WYMAGANIA NORMY PN-EN 62606:2014-05

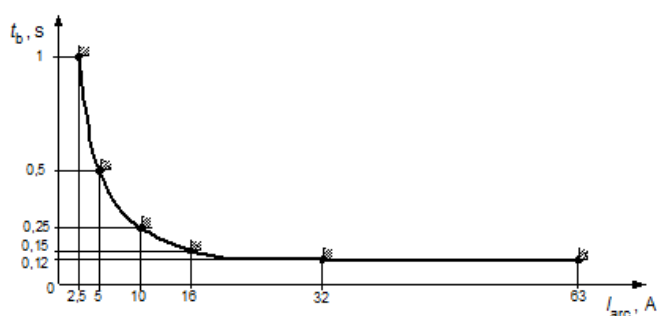
Urządzenia AFDD powinny być produkowane z uwzględnieniem wymagań normy PN-EN 62606:2014-05 *Wymagania ogólne dla urządzeń do detekcji zwarć łukowych* [5]. Norma ta wyróżnia trzy rodzaje łuku (iskrzenia) z punktu widzenia zastosowania urządzeń AFDD:

- łuk równoległy – występuje wtedy, gdy prąd łuku płynie między przewodami czynnymi (L-L, L-N)¹,
- łuk doziemny – występuje wtedy, gdy prąd łuku płynie między przewodem czynnym a ziemią; z punktu widzenia właściwości łuku, w szczególności wartości prądu, ten rodzaj łuku też jest łukiem równoległym,
- łuk szeregowy – występuje wtedy, gdy prąd łuku jest równocześnie prądem obciążenia odbiornika.

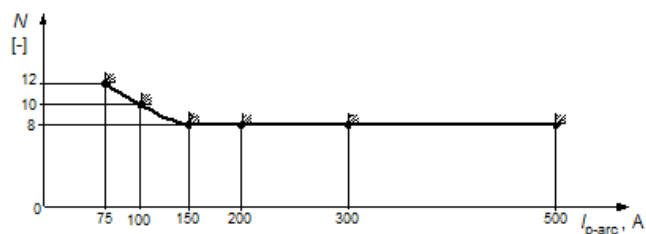
Powstanie łuku/iskrzenia w obwodzie elektrycznym nie zawsze jest związane z uszkodzeniem. Łuk może pojawiać się podczas załączenia (wyłączenia) urządzenia, a także jest właściwością niektórych silników. Aby nie dochodziło do zbędnych zadziałań AFDD, norma [5] określa parametry łuku probierczego, na który zabezpieczenia AFDD powinny reagować, a także przypadki występowania łuku (załączanie/praca urządzeń powszechnego użytku), na które AFDD reagować nie powinny.

Wymagania odnośnie do reakcji na uszkodzenia w obwodzie zależą od tego, czy łuk jest małoprądowy (do 63 A), czy wielkoprądowy (powyżej 63 A) [5]. W pierwszym przypadku określa się największy dopuszczalny czas działania t_b w zależności od wartości prądu łuku I_{arc} (rys. 4). Przy prądzie o wartości 2,5 A urządzenie AFDD powinno zadziałać w czasie nie dłuższym niż 1 s, natomiast przy 63 A nie powinno to być więcej niż 0,12 s. W przypadku łuku wielkoprądowego określa się największą dopuszczalną liczbę N cykli półfalowych prądu o częstotliwości sieciowej w funkcji wartości spodziewanego prądu łuku I_{p-arc} (rys. 5). Powyżej tej liczby AFDD powinno zadziałać. I tak, w przypadku prądu o wartości 75 A liczba ta wynosi 12, a dla prądu powyżej 150 A jest to 8.

Łuk małoprądowy może wystąpić przy przerwaniu żyły przewodu (iskrzenie/łuk szeregowy) oraz np. przy oporowych zwarciach doziemnych. Łuk wielkoprądowy występuje przy zwarciach doziemnych w układzie TN lub między przewodami czynnymi.



Rys. 4. Wymagana charakterystyka działania AFDD przy występowaniu łuku małoprądowego (do 63 A) [5]; t_b – największy dopuszczalny czas działania AFDD, I_{arc} – prąd łuku

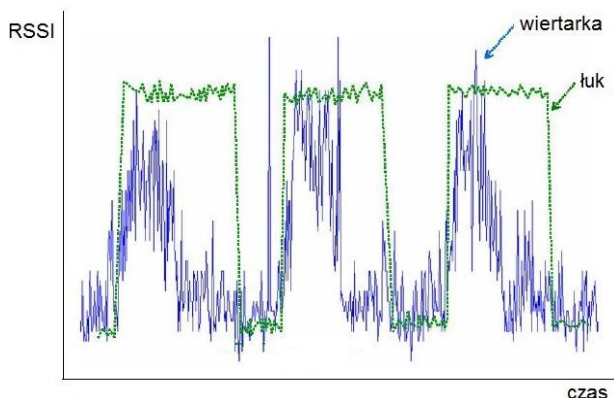


Rys. 5. Wymagana charakterystyka działania AFDD przy występowaniu łuku wielkoprądowego (powyżej 63 A) [5]; N – największa dopuszczalna liczba cykli półfalowych prądu o częstotliwości sieciowej (powyżej tej liczby AFDD powinno zadziałać), I_{p-arc} – spodziewany prąd łuku

Urządzenia do detekcji zwarć łukowych nie powinny reagować na łuk, który pojawia się podczas normalnej pracy urządzeń elektrycznych. Łuk ten może pojawiać się przy załączaniu urządzeń oświetleniowych, elektronicznych oraz towarzyszyć pracy silnika narzędzia ręcznego, np. wiertarki. Prawidłowe odróżnienie łuku zakłóceniewego od łuku przy braku zakłócenia nie jest zadaniem łatwym i wymaga zastosowania dość skomplikowanego układu detekcji i identyfikacji parametrów łuku. Kryterium decydującym o zadziałaniu zabezpieczenia nie może być wyłącznie wartość skuteczna ani amplituda prądu, ponieważ przy łuku szeregowym wartości te są bardzo małe, mogą być wyraźnie mniejsze niż prąd obciążenia w nieuszkodzonym obwodzie, a zagrożenie pożarowe występuje.

¹ Zakres normy PN-EN 62606:2014-05 nie obejmuje zabezpieczeń AFDD 3- i 4-biegowych.

Układ detekcji i identyfikacji łuku zawarty w urządzeniu AFDD wykorzystuje w szczególności wskaźnik RSSI (ang. *received signal strength indicator*), który jest istotny w telekomunikacji i utożsamiany z mocą odbieranego sygnału radiowego. Porównanie takiego sygnału pochodzącego od składowych wysokich częstotliwości prądu łuku/iskrzenia z analogicznym sygnałem pochodzącym od prądu obciążenia urządzeń domowego użytku pozwala na odróżnienie uszkodzenia w obwodzie od stanu normalnego. Na rysunku 6 przedstawiono porównanie wskaźnika RSSI dla łuku i prądu pobieranego przez wiertarkę [6].



Rys. 6. Wskaźnik RSSI łuku elektrycznego i prądu pobieranego przez wiertarkę [6]

Aby zabezpieczenia AFDD do obwodów o napięciu nominalnym 230 V nie działały zbędnie przy łuku powstającym podczas normalnej pracy urządzeń elektrycznych (brak uszkodzenia w obwodzie), zgodnie z postanowieniami normy [5] nie powinny wyzwać podczas następujących testów:

- załączanie i praca odkurzacza o prądzie znamionowym z zakresu (5÷7) A,
- załączanie zasilacza impulsowego o prądzie obciążenia co najmniej 2,5 A; zasilacz ten powinien wymuszać prąd o THD $\geq 100\%$ oraz zawartości wyższych harmonicznych co najmniej: 75% trzeciej harmonicznej, 50% piątej harmonicznej, 25% siódmej harmonicznej,
- załączanie i praca silnika (napędzającego sprężarkę) o mocy 2,2 kW z kondensatorem rozruchowym,
- załączanie tyrystorowego regulatora strumienia świetlnego (ściemniacza) lamp żarowych obciążonego mocą 600 W; regulator ten powinien być załączony przy następujących kątach opóźnienia: 0°, 60°, 90°, 120°, oraz przy najmniejszym kącie, przy którym jeszcze następuje zaświecenie lampy,
- załączanie i jednoczesna praca: dwóch świetlówek o mocy 40 W każda i obciążenia rezystancyjnego o prądzie 5 A,
- załączanie i jednoczesna praca: obciążenia rezystancyjnego o prądzie 5 A oraz zasilanych z transformatora elektronicznego żarówek halogenowych (12 V) o łącznej mocy co najmniej 300 W,
- załączanie i praca narzędzia ręcznego (np. wiertarki) o mocy znamionowej co najmniej 600 W.

W trakcie testów należy wykonać 5 załączeń i 5 wyłączeń powyższych obciążeń testowych, a prąd obciążenia powinien płynąć przez co najmniej 5 s.

Urządzenia do detekcji zwarć łukowych mogą być wykonane jako odrębne aparaty lub mogą być zintegrowane z wyłącznikiem różnicowoprądowym i/lub wyłącznikiem

naprądowym. Norma [5] podaje wiele wartości wymaganych lub zalecanych, z których najważniejsze z punktu widzenia doboru AFDD to:

Napięcie znamionowe U_n

Zalecane wartości to 230 V oraz 120 V (USA).

Prąd znamionowy ciągły I_n

Zalecane wartości to 6 A – 8 A – 10 A – 13 A – 16 A – 20 A – 25 A – 32 A – 40 A – 50 A – 63 A.

Częstotliwość znamionowa f

Zalecane wartości to 50 Hz i 60 Hz; jeżeli urządzenie jest przeznaczone do innej częstotliwości, należy oznaczyć to na nim oraz wykonać odpowiednie testy przy tej częstotliwości.

Zdolność załączania i wyłączania prądu I_m ,

Zdolność załączania i wyłączania prądu przez jeden biegun I_{m1}

Najmniejsza wymagana wartość obu prądów (I_m oraz I_{m1}) to $10I_n$, ale nie mniej niż 500 A. Podobne wymagania stawia się wyłącznikom różnicowoprądowym bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego [7, 8]. Zatem urządzeniu AFDD powinno towarzyszyć zabezpieczenie nadprądowe.

Prąd zwarcioowy umowny I_{nc} ,

Prąd zwarcioowy umowny jednego bieguna I_{nc1}

Znormalizowane wartości tych prądów (prądów, które AFDD jest w stanie przetrzymać pod warunkiem zabezpieczenia przez odpowiednie zabezpieczenie nadprądowe) są następujące: 3 kA, 4,5 kA, 6 kA, 10 kA, 20 kA i 25 kA.

3. ZALECENIA STOSOWANIA AFDD

Zalecenia odnośnie do stosowania ochrony przed skutkami iskrzenia/zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia są zawarte w normie PN-HD 60364-4-42:2011/A1:2015-01 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-42: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed skutkami oddziaływania cieplnego* [9]. Zgodnie z tą normą ochronę taką zaleca się stosować:

- w sypialniach,
- w miejscach o zwiększonym ryzyku pożaru ze względu na rodzaj produkcji lub składowanych materiałów – do miejsc tych należą m.in. stodoły, stolarnie, magazyny materiałów łatwopalnych,
- w obiektach wykonanych z materiałów łatwopalnych (w szczególności z drewna),
- w miejscach, w których może łatwo rozprzestrzenić się ogień (może powstać efekt kominowy), np. w budynkach wysokościowych,
- w obiektach zawierających dobra materialne o znacznej wartości.

Stosowanie urządzeń do detekcji zwarć łukowych jest od dawna wymagane w USA. Urządzenia te są tam nazywane AFCI (ang. *arc fault circuit interrupter*). Zgodnie z postanowieniami National Electrical Code [3], urządzenia AFCI należy stosować m.in. do zabezpieczania obwodów gniazd jednofazowych w sypialniach, pokojach dziennych, pokojach wypoczynkowych, salonach, korytarzach, bibliotekach i podobnych.

W USA urządzenia te są również wymagane w instalacjach fotowoltaicznych o napięciu 80 V lub wyższym, zamontowanych lub usytuowanych na budynkach [10]. Powinny być przystosowane do obwodów prądu stałego.

W roku 2016 wymagania stosowania AFDD wprowadzono w Niemczech [4]. Należy je instalować w obwodach o prądzie obciążenia nie większym niż 16 A zasilających m.in. urządzenia w sypialniach domów mieszkalnych, przedszkoli, osób starszych lub niepełnosprawnych, pomieszczeniach o dużym zagrożeniu pożarowym i w pomieszczeniach zawierających dobra materialne o znacznej wartości.

4. WNIOSKI

Urządzenia do detekcji zwarć łukowych są nowym rodzajem zabezpieczeń i dopiero zaczynają się pojawiać w instalacjach elektrycznych. Pozwalają na wyłączenie zasilania w szczególności w przypadku pojawienia się łuku szeregowego. W Polsce obecnie nie ma wymagania ich stosowania, jednak należy się spodziewać, że w niedalekiej przyszłości – podobnie jak obecnie wyłączniki różnicowoprądowe – będą obowiązkowym wyposażeniem niektórych obwodów.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Arc Fault Detection Device (AFDD) for automatic disconnection of the arcing circuit – Ecolight AFDD-S1. Materiały firmy ECOLIGHT LLC, www.ecolight.ru.
2. Katalog wyrobów OEZ Minia, 2017.
3. National Electrical Code (NEC), 2008.
4. DIN VDE 0100-420:2016-02 Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 4-42: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen thermische Auswirkungen.
5. PN-EN 62606:2014-05 (wersja angielska) Wymagania ogólne dla urządzeń do detekcji zwarć łukowych.
6. Restrepo C. E.: Arc fault detection and discrimination methods. 53rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Pittsburgh, PA, USA, 16-19 Sept. 2007, s. 115-122, DOI: 10.1109/HOLM.2007.4318203.
7. PN-EN 61008-1:2013-05 (wersja angielska) Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) – Część 1: Postanowienia ogólne.
8. Czapp S., Musiał E.: Wyłączniki ochronne różnicowoprądowe – część 2. Monografie INPE, zeszyt 59, 2017, COSiW SEP, Warszawa, Zakład Wydawniczy INPE w Bełchatowie, ISBN 978-83-945411-4-9.
9. PN-HD 60364-4-42:2011/A1:2015-01 (wersja polska) Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-42: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed skutkami oddziaływania cieplnego.
10. Johnson J., Oberhauser Ch., Montoya M., Fresquez A., Gonzalez S., Patel A.: Crosstalk nuisance trip testing of photovoltaic DC Arc-Fault Detectors. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 3-8 June 2012, s. 001383-001387, DOI: 10.1109/PVSC.2012.6317857.

REQUIREMENTS FOR ARC FAULT DETECTION DEVICES IN LOW-VOLTAGE ELECTRICAL INSTALLATIONS

Low-voltage electrical installations are equipped with various types of protection devices: fuses, circuit-breakers, residual current devices and surge arresters. These devices, however, may be ineffective in case of some insulation faults, which introduce risk of fire, e.g. due to rodents activity, assembly and construction work, crushing or excessive bending of the wire. This paper presents the most important requirements of PN-EN 62606 standard, dedicated to arc fault detection devices (AFDD). These devices are beginning to appear in Polish low-voltage installations, but in some countries they are already mandatory equipment for selected circuits. The operation and recommendations for application of these devices in electrical installations are also discussed.

Key-words: AFDD, electrical installations, protection against fire.

**KRAJOWE STACJE NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ – PRZEGLĄD ROZWIĄZAŃ
I TECHNOLOGII****Waldemar DOŁĘGA**Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny
tel.: 71 320 3465,

e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wybrane aspekty dotyczące realizacji procesu budowy, stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych oraz technologii w stacjach najwyższych napięć. Przedstawiono stacje elektroenergetyczne 400 i 220 kV i określono ich rolę w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Omówiono uwarunkowania formalno-prawne realizacji budowy stacji najwyższych napięć. Przeanalizowano stosowane w stacjach elektroenergetycznych 400 i 220 kV rozwiązania konstrukcyjne oraz technologie.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, rozwiązanie konstrukcyjne, technologia.

1. WPROWADZENIE

Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć (NN) obejmują stacje: 400/220/110 kV, 400/110 kV i 220/110 kV. Są elementami składowymi sieci przesyłowej, która z racji swojego usytuowania w systemie elektroenergetycznym i funkcji jaką w nim pełni odgrywa kluczową rolę w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Stanowi „rdzeń” systemu elektroenergetycznego i decyduje o jego „wydolności” [4]. Jej podstawowym zadaniem jest zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej przy zapewnieniu stabilnej pracy KSE i wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej. Odpowiada więc m.in. za wyprowadzenie mocy z elektrorowni i przesłanie jej często na znaczne odległości do obszarów zapotrzebowania. W kraju siecią przesyłową zarządza Operator Systemu Przesyłowego (OSP) którym jest spółka ze 100% udziałem Skarbu Państwa – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Stacje NN ze względu na pełnioną rolę, oraz realizowane funkcje w KSE w obszarze przesyłu energii elektrycznej dzieli się zasadniczo na 6 kategorii zdefiniowanych w tabeli 1.

Podstawowe wymagania techniczne dla nowobudowanych, rozbudowywanych i modernizowanych stacji NN są zawarte w standardowych specyfikacjach funkcjonalnych opracowanych przez Departament Eksploatacji PSE S.A. Należą do nich specyfikacje [11-15]. Zakres specyfikacji obejmuje warunki techniczne dla wszystkich typów rozdzielni i stacji elektroenergetycznych oraz ich wyposażenia, realizowanych na poziomie napięcia: 400 kV, 220 kV i 110 kV.

Tabela 1. Podział stacji ze względu na pełnioną rolę, oraz realizowane funkcje w Krajowym Systemie Przesyłowym (KSP) [11]

Lp.	Kategoria stacji	Główne funkcje
1.	Stacje przyelektrowniane Systemowe	Stacje z miejscem dostarczania energii z bloków konwencjonalnych o mocy co najmniej 100 MVA.
2.	Stacje przyelektrowniane międzysystemowe	Stacje z miejscem dostarczania energii z bloków o mocy co najmniej 100 MVA, posiadające powiązania liniowe na napięciu 220 kV lub 400 kV z systemami państw współpracujących z KSP synchronicznie lub przez sprzęgła AC/DC/AC.
3.	Stacje systemowe	Wszystkie stacje z transformatorami sprzęgłowymi 400/220 kV bez odbioru energii przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) lub z transformacją 400/110 kV lub 220/110 kV i z odbiorem przez OSD w polach linii 110 kV.
4.	Stacje systemowe z miejscem odbioru	Wszystkie stacje bez lub z transformatorami sprzęgłowymi 400/220 kV i z transformatorami NN/110 kV z miejscem odbioru energii przez OSD po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV, posiadające, co najmniej 3 powiązania liniowe 220 kV lub 400 kV.
5.	Stacje międzysystemowe	Wszystkie stacje posiadające powiązania liniowe na napięciu 220 kV lub 400 kV z systemami państw współpracujących z KSP synchronicznie lub przez sprzęgła AC/DC/AC.
6.	Stacje odbiorcze	Stacje zasilane, co najwyżej dwoma liniami 400 kV lub 220 kV, z miejscem odbioru energii przez OSD po stronie 110 kV transformatorów 400/110 kV lub 220/110 kV.

W specyfikacjach zawarto wymagania odnoszące się do stacji otwartych z izolacją powietrzną oraz stacji okapturzonych izolowanych przez zastosowanie gazu SF₆ [16], w tym również wymagania budowlane i architektoniczne dla obiektów stacyjnych.

Wymagania dotyczą również pozostałych poziomów napięć które występują na stacji NN. Są to napięcia związane z zasilaniem potrzeb własnych i określane jako napięcia pomocnicze do technologicznej funkcji stacji.

Rozwiązania techniczne i konstrukcyjne stosowane w stacjach NN podobnie jak w innych stacjach elektroenergetycznych muszą spełniać określone wymagania. Obejmują one m.in.: dostateczną niezawodność pracy stacji, łatwość eksploatacji, spełnienie wymagań dotyczących warunków zasilania odbiorców (rezerwowanie zasilania), możliwość łatwej rozbudowy, bezpieczeństwo personelu obsługującego oraz możliwie najmniejsze nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne [9]. Wymagania te muszą być spełnione zarówno w warunkach pracy normalnej jak i zakłóceńowej.

Obecnie w kraju znajduje się 69 stacji 220 kV i 37 stacji 400 kV w których użytkowanych jest 211 autotransformatorów i transformatorów najwyższych napięć [17].

2. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

Realizacja inwestycji związanej z budową nowej stacji elektroenergetycznej NN wymaga przygotowania bardzo złożonej dokumentacji na potrzeby procesu decyzyjnego z nią związanego. Prace te obejmują zagadnienia techniczno-ekonomiczne oraz formalno-prawne. Przy czym zagadnienia formalno-prawne stanowią najistotniejszą i najdłuższą stronę przygotowania realizacji inwestycji [4].

Podstawowe etapy realizacji procedur formalno-prawnych w przypadku inwestycji dotyczących stacji elektroenergetycznych obejmują: ujęcie inwestycji w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, wprowadzenie inwestycji do miejscowego planu zagospodarowania terenu lub ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego w drodze decyzji, uzyskanie pozwolenia na budowę oraz uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji (po zakończeniu budowy) [3].

Ujęcie inwestycji w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy i wprowadzenie inwestycji do miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy odbywa się na podstawie ustawy [2]. Natomiast uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę jest realizowane w oparciu o ustawę [1] i wymaga: opracowania projektu przez projektantów posiadających stosowne uprawnienia, opracowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz uzyskania bardzo wielu wymaganych uzgodnień, opinii i pozwoleń dla rozwiązań projektowych, wynikających m.in. z: przepisów ochrony środowiska, o ochronie gruntów rolnych i leśnych, przepisów przeciwpożarowych, o ewidencji uzbrojenia podziemnego i innych; uzyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane; przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko planowanej inwestycji i uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach [4].

W obecnym stanie prawnym realizacja budowy nowej stacji elektroenergetycznej NN wymaga stosowania się przez inwestora (operatora systemu przesyłowego) do postanowień

zawartych w bardzo wielu ustawach, szczegółowych aktach wykonawczych do tych ustaw (rozporządzeniach) oraz wielu przepisów szczegółowych, wytycznych i norm. Przedstawiono je w publikacji [4]. W kontekście stacji elektroenergetycznej NN szczególnie istotne są te, które określają aspekty środowiskowe i społeczne dla procesu przygotowania i realizacji dużych inwestycji elektroenergetycznych, do jakich zaliczają się wspomniane stacje.

Niska jakość istniejących regulacji prawnych w tym obszarze, nadmierne rozproszenie i skomplikowanie przepisów dotyczących procesu budowy nowych stacji elektroenergetycznych, ich niejednoznaczność, sprzeczność i duża zmienność powoduje powstanie wielu utrudnień [3]. Przejawiają się one w postaci powstania wielu barier formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego dla tych obiektów oraz do znacznego obciążenia finansowego operatora systemu przesyłowego z tytułu realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego. Ponadto stwarzają duże zagrożenie dla wykorzystania środków unijnych przy ich finansowaniu.

Czas trwania procedur formalno-prawnych koniecznych do uzyskania pozwolenia na budowę nowej stacji elektroenergetycznej NN może wynieść nawet kilka lat [3]. Przy czym minimum jest to 3-5 lat [4]. Stacje elektroenergetyczne NN należą do przedsięwzięć które mogą znacząco negatywnie oddziaływać na środowisko przyrodnicze, co powoduje powstawanie wielu konfliktów społecznych już na etapie ich lokalizacji. Potencjalne oddziaływanie środowiskowe takiej stacji obejmuje m.in.: oddziaływanie pól elektromagnetycznych, wpływ na krajobraz, wpływ na klimat akustyczny, wpływ na wodę (podziemną i powierzchniową), wpływ na jakość gleb, wpływ na zwierzęta i rośliny oraz wpływ na zdrowie ludzi [3]. Przy czym waga tych czynników jest zróżnicowana w zależności od miejsca lokalizacji stacji i wymusza konieczność zastosowania odpowiedniego rozwiązania konstrukcyjnego, minimalizującego negatywne oddziaływanie stacji na otoczenie.

3. ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE I TECHNOLOGICZNE STACJI NN

Decyzja o wyborze rozwiązania konstrukcyjnego i technologicznego stacji elektroenergetycznej NN zależy, obok uwarunkowań środowiskowych, od takich elementów jak: rola stacji w KSE, wymagane funkcjonalności stacji (np. elastyczność, pewność pracy, poziom automatyzacji stacji), lokalizacja stacji, uwarunkowania topograficzne i geologiczne terenu stacji, powiązanie stacji z siecią przesyłową i dystrybucyjną 110 kV, układ połączeń stacji, plan generalny stacji czy układy konstrukcyjne [7]. Ponadto przy wyborze uwzględnia się przewidywane nakłady inwestycyjne oraz koszty utrzymania stacji w czasie całego okresu jej życia.

W stacjach NN stosuje się zasadniczo trzy technologie budowy: rozdzielnie izolowane powietrzem (AIS – ang. Air Insulated Switchgear), rozdzielnie izolowane gazem (GIS – ang. Gas Insulated Switchgear) i rozdzielnie hybrydowe, mieszane (MTS - ang. Mixed Technology Switchgear). Te ostatnie obejmują rozdzielnice wykonane w technologii modułowej mieszanej wykorzystujące urządzenia typu DT (ang. Dead Tank) oraz moduły izolowane SF₆.

Zgodnie zaleceniami OSP w stacjach NN w rozdzielniach o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV, jako dopuszczalne układy konstrukcyjne przyjmuje się następujące rozwiązania:

- napowietrzne otwarte z szynami rurowymi (AIS),
- napowietrzne, mieszane – zintegrowane modułowe pola z izolacją gazową w wykonaniu napowietrznym przyłączane do klasycznych szyn zbiorczych (MTS),
- napowietrzne, okapturzone z izolacją gazową SF₆ (GIS - napowietrzny),
- wewnętrzne z izolacją gazową SF₆ (GIS).

Dla rozwiązań napowietrznych otwartych jest zalecane stosowanie szyn rurowych, które wymagają niższych konstrukcji w porównaniu z tradycyjnym oszynowaniem linkowym. Szyny z rur aluminiowych instalowane są na konstrukcjach wsporczych wysokich z pionowymi izolatorami wsporczymi [11].

W nowoczesnych rozdzielnicach napowietrznych zabudowuje się modułowe prefabrykowane urządzenia łączące w sobie funkcje wyłączników, odłączników, przekładników prądowych i przekładników napięciowych bądź wybrane kombinacje urządzeń. Budowa tego typu urządzeń zawiera w sobie współpracujące elementy pól rozdzielnic ograniczając przestrzeń nawet do 45% w stosunku do tej jaką zajmowały by te same urządzenia przy zastosowaniu osobnych konwencjonalnych konstrukcji. Najczęściej łączone są ze sobą przekładniki prądowe i napięciowe tworząc tzw. przekładnik kombinowany, wyłącznik z przekładnikami prądowymi i/lub napięciowymi oraz wyłącznik z odłącznikiem. Do zalet urządzeń modułowych oprócz wymienionych wcześniej należy dodać, że ich stosowanie korzystnie wpływa na skrócenie czasu budowy stacji i pozwala na obniżenie nakładów inwestycyjnych

Rozdzielnie napowietrzne, okapturzone z izolacją gazową SF₆ dopuszcza się w przypadku rozbudowy istniejącej rozdzielni otwartej z izolacją powietrzną przy jednoczesnym braku miejsca na utrzymanie już istniejącego rozwiązania konstrukcyjnego. Mogą one być także stosowane w stacjach przyelektrownianych, które znajdują się w pobliżu elektrowni, jeżeli mała ilość miejsca uniemożliwia zastosowanie rozwiązań otwartych z izolacją powietrzną. Rozwiązania modułowe w formie napowietrznej otwartej są dopuszczalne tylko dla rozdzielni 220 kV i 110 kV. Każdy kompaktowy moduł jest równoważny polu wysokonapięciowemu i może zawierać następujące elementy: jeden lub dwa wyłączniki, jeden lub dwa odłączniki – uziemniki, przepustowe przekładniki prądowe, przekładniki napięciowe w izolacji gazowej i silikonowe izolatory przepustowe [7]. W uzasadnionych ekonomicznie przypadkach są również stosowane rozwiązania w technologii HIS (z aparaturą o wysokim stopniu integracji). Oznaczają się one wysokim poziomem technicznym i technologicznym i bardzo dużą niezawodnością [9].

Rozdzielnie wewnętrzne z izolacją gazową SF₆ realizowane są w oparciu o rozdzielnice GIS najwyższych i wysokich napięć. Stanowią nowoczesne rozwiązania o najwyższym poziomie technicznym i technologicznym, które odznaczają się wieloma zaletami w porównaniu do tradycyjnych napowietrznych rozwiązań rozdzielni w stacjach elektroenergetycznych NN. Należą do nich przede wszystkim: modułowa kompaktowa budowa, wysoka niezawodność, duża elastyczność, niewielkie wymagania przestrzenne, stosunkowo mała powierzchnia zajmowana,

łatwość, prostota i bezpieczeństwo obsługi, niskie koszty eksploatacyjne, łatwość rozbudowy oraz duża trwałość. Mogą być dostosowane ściśle do indywidualnych potrzeb inwestora (operatora systemu przesyłowego) i uwzględniać: warunki lokalizacyjne, wymiary budynków, przyszłą rozbudowę.

Z racji uwarunkowań lokalizacyjnych i środowiskowych rozdzielnice GIS są coraz częściej stosowane w stacjach elektroenergetycznych NN w rozdzielniach o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV na terenie kraju, przy czym są to rozwiązania zalecane szczególnie w aglomeracjach miejskich.

Wybór rozwiązania i technologii rozdzielni w wykonaniu napowietrznym lub wewnętrznym wymaga zarówno właściwej oceny układów jak i pełnej znajomości charakterystyki pracy poszczególnych urządzeń. Ważną rolę w tym procesie odgrywają też następujące czynniki: powierzchnia niezbędnego terenu dla budowy /modernizacji rozdzielni; spełnienie wymagań pewności i niezawodności pracy; wrażliwość na zakłócenia zewnętrzne; emisja hałasu i wytwarzanie pól elektromagnetycznych; czas życia rozdzielni, urządzeń, aparatury; liczba i częstotliwość wymaganych zabiegów eksploatacyjnych oraz warunki wykonywania prac eksploatacyjnych dla personelu eksploatacyjnego [12].

Standardowe specyfikacje funkcjonalne [12], [13] i [15] zawierają odpowiednio warianty planów sytuacyjnych rozdzielni i rozwiązań technicznych budynku technologicznego stacji z których podczas projektowania stacji należy wybrać najbardziej optymalny oraz rysunki przekrojów pól: liniowych, transformatorowych, pomiarowych, sprzęgłowych, itp. z podaną przykładową lokalizacją aparatów. Jest to zbiór wytycznych dla projektantów stacji, którego celem jest typizacja rozwiązań konstrukcyjnych stacji i osiągnięcie wysokiej powtarzalności konstrukcji rozdzielni.

Na zastosowane w stacji NN rozwiązanie konstrukcyjne wpływa, jak wspomniano, wiele czynników, wśród których istotne znaczenie mają układy połączeń rozdzielni. Kładzie się w nich nacisk na dużą niezawodność i elastyczność zarówno ruchową jak i eksploatacyjną [7].

W stacjach NN stosuje się różnorodne schematy główne rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV. Należą do nich:

- układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych - 2S,
- układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych i szyną obejściową - 2S+SO,
- układ z potrójnym systemem szyn zbiorczych - 3S,
- układ półtorawyłącznikowy - 3/2W,
- układ dwuwyłącznikowy bez wyłączników w polach transformatorów – czworobok,
- pełny układ dwuwyłącznikowy z dwoma wyłącznikami w polach linii i w polach transformatorów - 2W.

Na bazie analiz wskaźników prawdopodobieństwa wystąpienia przerw funkcji przesyłu i transformacji, symulacji i analiz niezawodności ruchowej schematów głównych oraz analiz kosztów rozwiązań technicznych Departament Eksploatacji PSE S.A. sformułował zalecenia doboru schematów głównych rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV w stacjach NN w formie specyfikacji funkcjonalnej [12].

Dla większości nowych rozdzielni 400 kV zaleca się układy wielowyłącznikowe 2W lub 3/2 W. Układ 2S proponowany jest tylko dla „mniejszych” stacji systemowych lub systemowych z miejscem odbioru oraz dla stacji odbiorczych [12].

Dla nowych rozdzielni 220 kV zaleca się układ 2S lub czworobok (dla stacji odbiorczych) lub indywidualny dobór schematu. Nie zaleca się stosować droższych układów wielowyłącznikowych z racji dużych kosztów takiego rozwiązania i faktu, że nie przewiduje się dalszego rozwoju sieci 220 kV.

W przypadku modernizacji istniejących rozdzielni 400 kV lub 220 kV zrealizowanych w układzie 2S+SO dopuszcza się utrzymanie dotychczasowego schematu [12].

Dla rozdzielni 110 kV zaleca się schematy 2S lub 3S w zależności od liczby przyłączonych linii 110 kV [12]. Układy wielosystemowe posiadają wystarczającą niezawodność ruchową i umożliwiają sekcjonowaną pracę rozdzielni 110 kV. W wielu miejscach KSE praca taka jest konieczna ze względu na wymagane ograniczenie poziomów mocy zwarciowej w sieci 110 kV.

W tabeli 2 przedstawiono porównanie technologii budowy rozdzielni o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV w różnych aspektach środowiskowych, warunków przygotowania inwestycji, zasadniczych cech charakteryzujących poszczególne technologie na etapie ich budowy, eksploatacji, wymagań niezawodności oraz bezpieczeństwa ich pracy.

Tabela 2. Porównanie rozdzielni 400, 220 i 110 kV w wykonaniu AIS, GIS i MTS [12]

Zagadnienie	AIS	GIS	MTS
Lokalizacja			
Tereny wiejskie	++	--	+
Tereny miejskie	--	++	+
Projektowanie, wyposażenie, produkcja komponentów (elementów wyposażenia rozdzielni)			
Proces projektowania koncepcyjny i jego ocena	++	0	+
Dobór materiałów i wyposażenia	+	+	+(-)
Proces budowy/produkcji, kontrola, jakości i montaż (z punktu widzenia montażu na miejscu zabudowy)	-	++	+
Przygotowanie inwestycji - Projektowanie			
Złożoność projektu	++	0	+
Harmonogram realizacji/Plan kontraktu	0	++	+
Plan zagospodarowania terenu	-	++	++
Obwody pierwotne / Prace projektowe część -budowlana	+	++	++
Schematy obwodów wtórnych	++	++	++
Budowa			
Przygotowanie placu budowy	+	++	+
Transport i magazynowanie	-	++	+
Prace budowlane (fundamenty)	+	++	+
Wykwalifikowanie personelu	++	-	+
Prace montażowe	--	++	+
Odbiory	+	++	++
Oddziaływanie na środowisko			
Estetyka	-	++	0
Przyroda	-	++	+
Hałas	0	++	+
Wycieki	-	++	+
EMF/ EMC (pole elektromagnetyczne/ kompatybilność elektromagnetyczna)	0	++	+
Wpływ środowiska			
Warunki klimatyczne (* zastosowanie wewnętrzne)	-	+(++)*	+(++)*

Zanieczyszczenie (* zastosowanie wewnętrzne)	-	0(++)*	0(++)*
Czas czynności wykonywanych na placu budowy/miejscu zabudowy rozdzielni			
Czas przygotowania miejsca pod zabudowę	0	++	+
Czas transportu	-	++	+
Czas budowy	-	++	+
Czas rozruchu	++	++	+
Czas napraw	++	0	+
Czas konserwacji	++	0	+
Eksploatacja i obsługa			
Nadzór	++	0	+
Monitorowanie stanu	-	0	0
Oczekiwany czas życia/eksploatacji	+	+	+
Unieruchomienie i likwidacja	0	+	0
Części zamienne	++	-	0
Zależność od producenta	++	-	+
Zależność od specjalistycznej wiedzy	++	-	+
Nowa stacja	+	++	+
Średni czas konserwacji	+	++	++
Niezawodność	0	++	+
Średni czas naprawy	++	0	+
Narzędzia, obsługa gazu	+	0	0
Badania wyrobu	+	++	+
Badania na budowie	++	++	+
Sprawdzanie wyposażenia	++	++	0
Wykorzystanie do modernizacji/remontu terenu istniejących stacji	+	++	++
Dostępność			
Łatwość konserwacji	-	++	++
Badania			
Badania typu	+	++	+
Elastyczność			
Rozbudowa istniejących stacji	++	+	+
Wykorzystanie do rozbudowy istniejących stacji	0	++	+
Modernizacja/remont istniejących stacji	+	++	+
Bezpieczeństwo obsługi			
Możliwość wypadku/zranienia podczas obsługi	-	++	+
Możliwość wypadku/zranienia podczas konserwacji	-	++	+
Możliwość wypadku/zranienia w przypadku poważnego błędu	--	++	+
Bezpieczeństwo fizyczne			
Zabezpieczenie przed atakiem terrorystycznym	0	++	+
Zabezpieczenie przed wandalizmem	0	++	+
Zabezpieczenie przed kradzieżą metalu	0	++	+
Koszt stacji			
Koszt nabycia	++	-	0
Koszt likwidacji	--	++	+
Uwagi: "++" technologia ta daje zdecydowaną przewagę w stosunku do pozostałych; "+" technologia ta daje przewagę; "0" oznacza stan neutralny; "-" oznacza wadę; "--" oznacza zdecydowaną wadę.			

Przedstawione porównanie wskazuje na zróżnicowane zalety i wady analizowanych technologii budowy rozdzielnic AIS, GIS i MTS. Przy czym technologia AIS wykazuje

najwięcej zdecydowanych wad, a technologia GIS najwięcej zdecydowanych zalet. Natomiast technologia MTS nie wykazuje żadnej zdecydowanej wady przy wykazywaniu wyraźnych zalet w tych samych obszarach w jakich wykazuje je technologia GIS. Technologia AIS charakteryzuje się m.in. najniższym kosztem wybudowania stacji, najszerszym spektrum doboru materiałów, urządzeń i aparatów oraz stanowi najprostszą w obsłudze technologię, która nie wymaga specjalistycznej wiedzy. Technologia GIS charakteryzuje się m.in. największym poziomem niezawodności i pewności pracy oraz bezpieczeństwem zarówno w zakresie fizycznym jak i w procesie jej eksploatacji.

Na podstawie przedstawionej w tabeli 2 analizy zalet i wad technologii można z dużą skutecznością dopasować właściwe rozwiązanie dla zadanych warunków i postawionych wymagań. Przy czym decyzja o wyborze rozwiązania rozdzielni w wykonaniu napowietrznym (AIS) lub w wykonaniu GIS lub MTS powinna być podjęta w zależności od czynników, które są najważniejsze dla danej lokalizacji stacji w KSE. Najczęściej obejmują one: rolę i znaczenie stacji w systemie elektroenergetycznym; wymagania pewności, niezawodności i dyspozycyjności oraz ciągłości zasilania odbiorców; lokalizację stacji oraz efektywność techniczno-ekonomiczną.

4. WNIOSKI

Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć odgrywają kluczową rolę w KSE i mają strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania, dlatego bardzo istotne jest właściwe stosowanie odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych.

Rozwiązania konstrukcyjne rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV w stacjach NN zależą od wielu elementów, wśród których szczególnie istotne dotyczą: terenu stacji, jej powiązania z siecią przesyłową i dystrybucyjną 110 kV, układu połączeń, planu generalnego stacji oraz układów konstrukcyjnych. Rozdzielnie realizuje się jako napowietrzne: otwarte, hybrydowe lub z izolacją gazową SF₆ bądź wewnętrzne z izolacją gazową SF₆. Przy czym wśród rozwiązań napowietrznych otwartych dominują rozwiązania modułowe kompaktowe lub z szynami rurowymi.

Rozwiązania schematów głównych rozdzielni 400 kV, 220 kV i 110 kV w stacjach NN powinny odznaczać się bardzo dużą niezawodnością i elastycznością ruchową i eksploatacyjną, co wiąże się z koniecznością stosowania układów: z podwójnym systemem szyn zbiorczych (2S), z podwójnym systemem szyn zbiorczych i szyną obejściową (2S+SO), z potrójnym systemem szyn zbiorczych (3S), półtorawyłącznikowego (3/2W), dwuwyłącznikowego bez wyłączników w polach transformatorów (czworobok) lub pełnego układu dwuwyłącznikowego (2W). Przy czym zalecane układy zależą m.in. od kategorii, rodzaju i parametrów technicznych stacji.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 1994 r., Nr 89, poz. 414 z późn. zm).
2. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. - O planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2003 r., Nr 80, poz. 717 z późn. zm).
3. Dołęga W.: Nowoczesne rozwiązania miejskich stacji elektroenergetycznych. XIV Konferencja Naukowo-Techniczna „Instalacje elektryczne niskiego, średniego i wysokiego napięcia” – „Stacje elektroenergetyczne”, Poznań 11.05.2016, Materiały Konferencyjne, Oddział Poznański SEP, Poznań 2016. str.11-19.
4. Dołęga W.: Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2013.
5. Dołęga W.: Rozdzielnice GIS wysokich i najwyższych napięć. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 08/2017, str. 29-34.
6. Dołęga W.: Stacje elektroenergetyczne. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2007.
7. Dołęga W.: Stacje najwyższych napięć – wybrane aspekty doboru schematów głównych i rozwiązań konstrukcyjnych, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 04/2016, str. 25-28.
8. Materiały informacyjne firmy ABB: Nowoczesne rozwiązania stacji i systemów elektroenergetycznych. Warszawa 2010.
9. Materiały informacyjne firmy Siemens Polska: Rozdzielnice w izolacji gazowej, rozdzielnice HIS. Warszawa 2006.
10. Materiały informacyjne firmy Siemens: High-voltage substations. Siemens Energy Sector – Power Engineering Guide – Edition 7. Erlangen 2013.
11. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna 2.1: Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć. PSE Operator, Konstancin – Jeziorna 2005.
12. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna PSE-SF.STACJE/2015: Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć. PSE, Konstancin – Jeziorna 2015.
13. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna 2.2.1: Katalog pól – obwody pierwotne. PSE Operator, Konstancin – Jeziorna 2005.
14. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna PSE-SF.BS/2005v1: Standardowe wymagania budowlane dla obiektów stacyjnych należących do PSE S.A. PSE Operator, Konstancin – Jeziorna 2005.
15. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna PSE-SF.budynki2PL/2007v2: Budynek technologiczny dla stacji elektroenergetycznych dużych. Część architektoniczno – konstrukcyjna oraz instalacyjna. PSE, Konstancin – Jeziorna 2014.
16. Standardy sieci przesyłowej: <http://pse.pl/index.php?dzid=194&did=1882> [Dostęp 18.02.2019].
17. www.pse.pl [Dostęp 18.02.2019].

NATIONAL UHV POWER SUBSTATIONS – REVIEW OF SOLUTION AND TECHNOLOGIES

In this paper, selected aspects concerned realization of construction process, applied constructional solutions and technologies in Ultra High Voltage (UHV) power substations are shown. 400 and 220 kV power substations are shown and their role in National Electric Power System (NEPS) is described. Formal, legal conditionings of realization of construction of UHV power substations are described. Constructional solutions and technologies of 400 and 220 kV power substations are analyzed.

Keywords: power substation, constructional solution, technology.

NOWOCZESNY SYSTEM ZASILANIA AWARYJNEGO Z ZESPOŁAMI PRĄDOTWÓRCZYMI DUŻEJ MOCY W ZASTOSOWANIACH PRZEMYSŁOWYCH

Jacek KATARZYŃSKI

tel.: +48 536532850

e-mail: jacekat41@gmail.com

Streszczenie: W artykule przedstawiono unikalny system zasilania awaryjnego opartego na sześciu zespołach prądotwórczych dużej mocy stanowiących element zasilania gwarantowanego dla potrzeb procesu technologicznego w jednej z największych polskich firm produkcyjnych przemysłu ciężkiego. Zaprezentowany układ automatyki i sterowania pracą zespołów jest uznawany za jedno z najbardziej zaawansowanych technicznie rozwiązań w Europie. Stopień trudności związany z realizacją tego zadania i koordynacją kilkudziesięciu firm pracujących przy tym projekcie należał do najwyższych w Polsce.

Słowa kluczowe: zespoły prądotwórcze, praca synchroniczna generatora z siecią sztywną, koordynacja zabezpieczeń, zasilanie awaryjne, zasilanie gwarantowane.

1. WSTĘP

W systemach zasilania gwarantowanego podstawowym urządzeniem spełniającym wymagania ciągłości zasilania dla odbiorów szczególnie ważnych jest zasilacz UPS. W przypadku odbiorów chronionych, których moc przekracza kilka megawatów zasilacz UPS nie jest już tak oczywistym rozwiązaniem w szczególności gdy odbiory zasilane są napięciem 6,3 kV, a wymagane czasy podtrzymania są rzędu godzin. Masa akumulatorów koniecznych do podtrzymania takiej mocy przez tak długi czas liczona jest w setkach ton. Niektóre procesy produkcyjne wymagają dużej pewności zasilania z uwagi na proces technologiczny i związany z tym koszt strat, wynikający z ewentualnej przerwy w zasilaniu. W niniejszym artykule zaprezentowano system zasilania awaryjnego oparty na 6 zespołach prądotwórczych o mocy 2 MVA każdy, pracujących jako dwa niezależne układy do zasilania awaryjnego dwóch grup odbiorów szczególnie ważnych w procesie technologicznym. Zaprojektowany system zasilania awaryjnego spełnia wymagania zasilania gwarantowanego dla tego obiektu [6]. Omówiony poniżej system zasilania zainstalowano i uruchomiono w przemyśle ciężkim w Polsce w 2016 roku.

2. SPECYFIKACJA ODBIORÓW KRYTYCZNYCH W PROCESIE TECHNOLOGICZNYM

W omawianym procesie technologicznym występowały dwie grupy odbiorów szczególnie ważnych, które wymagały ciągłości zasilania, ale z pewnymi niestandardowymi

dopuszczalnymi przerwami w zasilaniu. Specyfikacja i wymagania dla grupy pierwszej, którą stanowiły pompy wody chłodzącej przedstawiały się następująco:

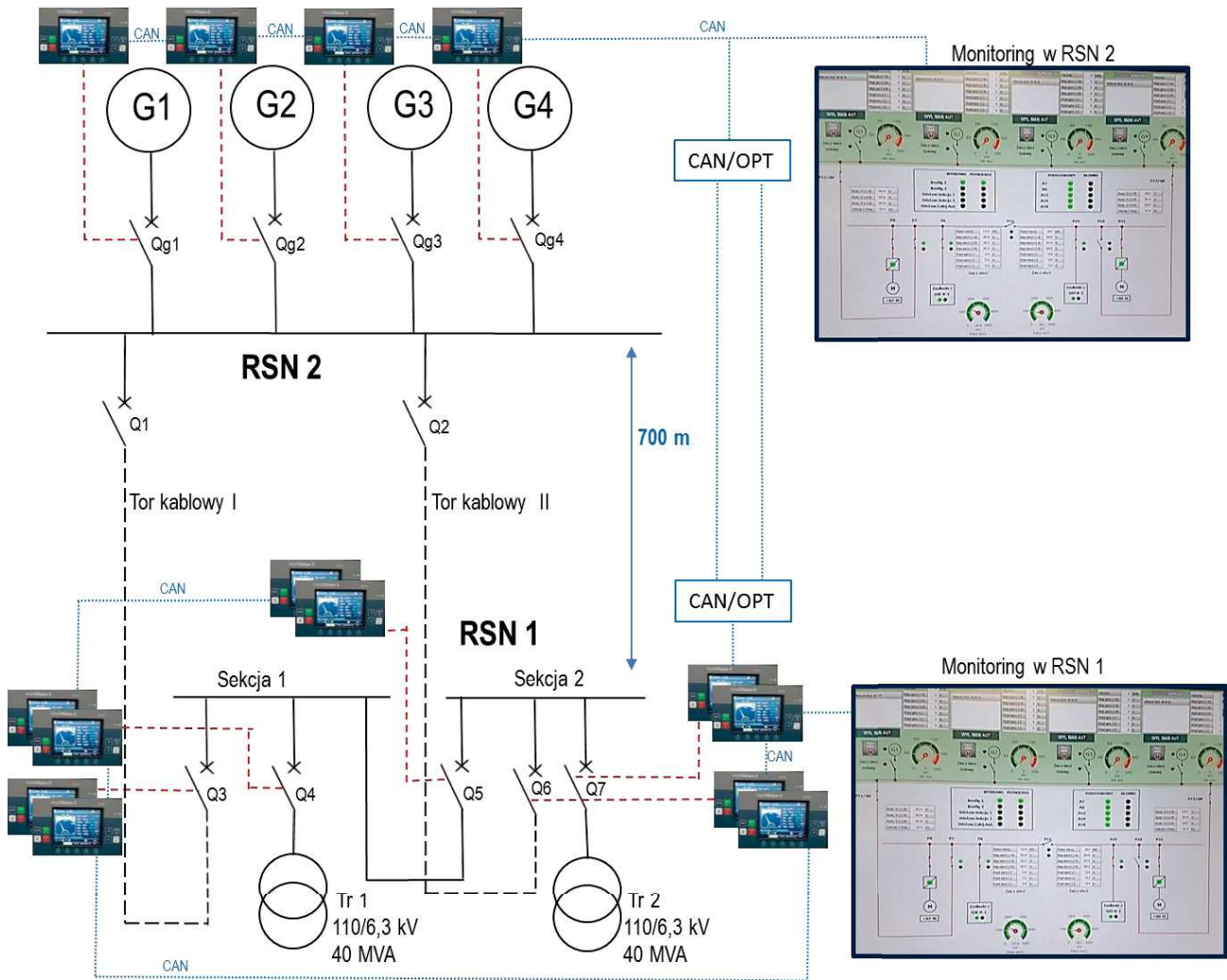
- napięcie znamionowe odbiorów: $U_n = 6300$ V,
- zapotrzebowanie na moc: $P_s = 4,2$ MVA,
- moc szczytowa: $P_i = 5,2$ MW,
- liczba odbiorów: $n = 15$,
- rozruch pomp: przez falowniki i soft-starty,
- największa moc zainstalowanego pojedynczego odbioru: $P_l = 560$ kW,
- dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii zasilania jednego z dwóch transformatorów o mocy 40 MVA: $t_{1max} = 2$ s (maksymalny czas dla przekształtników),
- awaryjna dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii typu BLACKOUT: $t_{2max} = 60$ s.

Drugą grupę odbiorów krytycznych stanowiły wentylatory powietrza chłodzącego, które różniły się od odbiorów grupy pierwszej jedynie mocą i ilością odbiorów, co pokazano poniżej:

- napięcie znamionowe odbiorów: $U_n = 6300$ V,
- zapotrzebowanie na moc: $P_s = 2,8$ MVA,
- moc szczytowa: $P_i = 4,6$ MW,
- liczba odbiorów: $n = 6$,
- rozruch wentylatorów: przez falowniki i soft-starty,
- największa moc zainstalowanego pojedynczego odbioru: $P_l = 900$ kW,
- dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii zasilania jednego z dwóch transformatorów o mocy 40 MVA: $t_{1max} = 2$ s (maksymalny czas dla przekształtników),
- awaryjna dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii typu BLACKOUT: $t_{2max} = 60$ s [1].

3. STRUKTURA I FUNKCJONALNOŚĆ SYSTEMU ZASILANIA ZAPROJEKTOWANEGO DLA POTRZEB ODBIORÓW KRYTYCZNYCH

Na potrzeby zasilania dwóch ww. grup odbiorów zbudowano budynek, w którym posadowiono 6 zespołów prądotwórczych o mocy 2000 kVA, 1600 kW i napięciu znamionowym 6,3 kV, przy czym dla grupy pierwszej (pompy wody chłodzącej) dedykowano 4 zespoły, a dla drugiej (wentylatory powietrza chłodzącego) 2 zespoły.



Rys. 1. Poglądowy schemat zasilania grupy pierwszej odbiorów szczególnie ważnych z systemem zdalnego monitorowania i zarządzania

W budynku, zwanym dalej agregatornią, zainstalowano rozdzielnię średniego napięcia RSN2 serii NX Plus produkcji Siemens (rys. 1) z podziałem na 2 niezależne sekcje zasilające osobno grupę pierwszą i drugą odbiorów.

Każda z sekcji rozdzielni RSN2 była oddalona od rozdzielni bezpośrednio zasilających odbiory grupy pierwszej i drugiej odpowiednio o 700 i 900 m [2].

Na rys. 1 przedstawiono schemat poglądowy zasilania grupy pierwszej z rozdzielni RSN1 z układem automatyki SZR. Drugą grupę odbiorów zasilano w identycznym układzie jak na rysunku 1 z tą różnicą, że przez 2 generatory. Każdy wyłącznik po stronie rozdzielni RSN1 nadzorowany i sterowany przez sterownik IntelliMains firmy ComAp w układzie redundantnym, tzn. każdy sterownik przypisany do danego wyłącznika posiadał drugi identycznie skonfigurowany bliźniaczy sterownik SLAVE, który czuwał nad pracą sterownika typu MASTER i w razie jego awarii przejmował nad nim kontrolę. Po stronie rozdzielni RSN2 sterowniki IntelliGen firmy ComAp kontrolowały pracę zespołów prądowców, synchronizację i rozdział mocy czynnej i biernej. Wszystkie sterowniki firmy ComAp (14 szt.) zintegrowano wzajemnie logicznie szyną CAN. Ze względu na dużą odległość między rozdzielnicami RSN1 i RSN2 sygnał komunikacji między sterownikami realizowany przewodowo, przekonwertowano na sygnał optyczny z użyciem odpowiednich przetworników i światłowodu w układzie redundantnym. Komunikacja między sterownikami ComAp, a elementami wykonawczymi pól rozdzielni RSN2 (wyłącznikami próżniowymi 1250 A

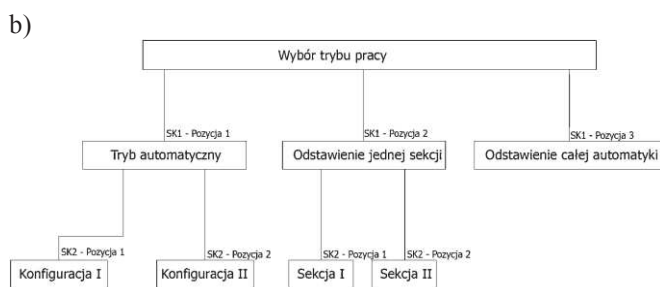
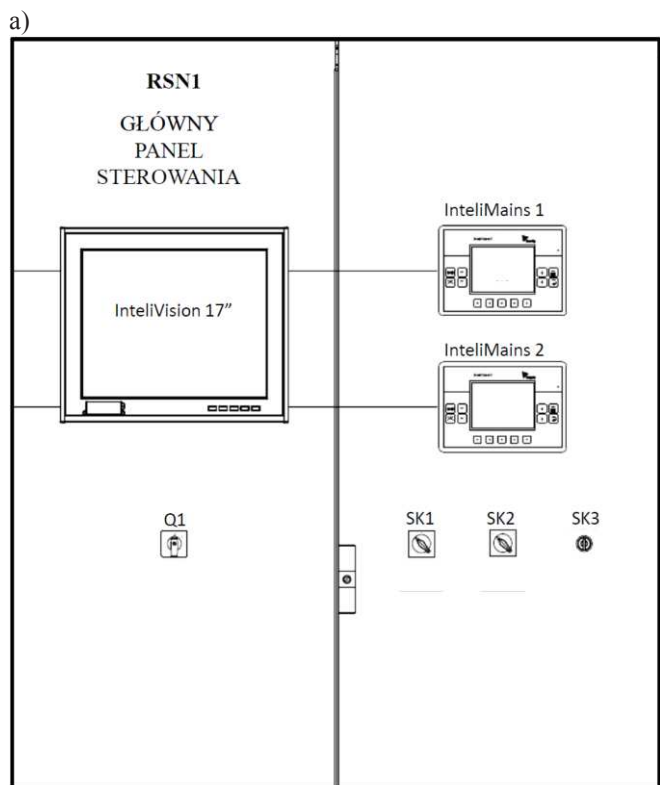
firmy Siemens) odbywała się za pośrednictwem sterowników Ex-Bel_Z firmy Elkomtech, które stanowiły zabezpieczenie pól rozdzielnic SN i element koordynacji zabezpieczeń poprzez zmianę banku nastaw dla każdego wyłącznika niezależnie w zależności od stanu pracy rozdzielni RSN2, tzn.:

- praca normalna, jako zasilanie systemu odbiorów krytycznych z obu transformatorów Tr1 i Tr2,
- zasilanie z jednego transformatora z pracującymi synchronicznie zespołami prądowców,
- praca wyspowa zespołów prądowców przy braku obecności zasilania z transformatorów Tr1 i Tr2.

Poza funkcją zabezpieczenia, nadzoru pracy i sterowania wyłącznikami sterowniki Ex-Bel_Z umożliwiały zdalny monitoring i zarządzanie układem zabezpieczeń systemu zasilania z rozdzielni RSN2. Bliźniaczy układ zasilania dla obiegu powietrza chłodzącego wykonano identycznie, co do zasady działania i elementów sterujących.

Oprócz redundancji w sterowaniu i komunikacji systemu zasilania została przewidziana redundancja w części energetycznej. Począwszy od dwóch transformatorów o mocy 40 MVA redundancję zrealizowano w niezależnych torach kablowych, zarówno po stronie transformatorów połączonych z RSN1 jak i zespołów prądowców, których rozdzielnica RSN2 połączona została z RSN1 dwoma torami, zabezpieczonymi wyłącznikami Q1 i Q2. W stanie normalnej pracy rozdzielnicę RSN1 łączono z RSN2 tylko jednym torem kablowym, nigdy dwoma jednocześnie. Rozdzielnicę RSN1 również zaprojektowano

i wykonano w taki sposób, aby awaria sekcji 1 lub 2 nie uniemożliwiała pracy odbiorów obiegu wody chłodzącej. Algorytm pracy systemu zasilania z użyciem zespołów prądowców zakłada obecność niezależnych dwóch źródeł zasilania poza jedynym przypadkiem jednoczesnej awarii obu transformatorów, kiedy system zasilania odbiorów krytycznych opierał się na zespołach prądowców w układzie pracy wyspowej. Wizualizację systemu zasilania zbudowano w oparciu o dwa monitory IntelliVision, umożliwiające podgląd stanów i parametrów pracy systemu zasilania zarówno w agregatorni, jak i w punkcie nadzoru pracą systemu zasilania w rozdzielni RSN1. Na rysunku 2 przedstawiono widok szafy sterującej RSN1 oraz algorytm sterowania wyborem trybu pracy rozdzielni.



Rys. 2. a) Widok szafy sterującej, b) algorytm wyboru trybu pracy

Ze względu na duży stopień złożoności sterowaniem całego układu zasilania z zespołami prądowcami zdecydowano się na wyłącznie automatyczny system sterowania pracą zespołów prądowców w synchronizacji z siecią sztywną. Ze względu na możliwość awarii w rozdzielni RSN1 istnieje funkcja odstawienia sekcji rozdzielni bez wpływu na pracę układu chłodzenia z uwagi na fakt, że odbiory są zdublowane, a sterowanie działa w redundancji. Wszystkie ustawienia automatyki zadane łącznikami SK1 i SK2 trzeba potwierdzać łącznikiem powrotnym SK3 jako świadomy wybór operatora.

Zasilanie szafy automatyki zostało wykonane z dwóch różnych źródeł AC 230 V oraz zasilania awaryjnego DC 220 V z podtrzymaniem z baterii akumulatorów. Wybór konfiguracji I lub II oznacza wybór zasilania rozdzielnic RSN1 torem I lub II (poprzez wyłącznik Q3 lub Q6).

4.STANY PRACY SYSTEMU ZASILANIA AWARYJNEGO [4]

Układ automatyki (14 sztuk sterowników ComAp, dedykowanych dla rozdzielni RSN1 i RSN2) zawierał program według algorytmu, który realizował następującą funkcjonalność systemu zasilania na poziomie rozdzielnic RSN1:

4.1. Praca normalna

Obecne jest zasilanie z obu transformatorów Tr1 i Tr2. Sprzęgło Q5 jest otwarte i zablokowane kiedy obecne są napięcia z obu transformatorów (zabroniona praca równoległa transformatorów Tr1 i Tr2). Sekcja 1 i 2 rozdzielnic RSN1 zasilane są niezależnie. Zespoły prądowców w „gorącej rezerwie”, gotowe do startu.

4.2. Zanik napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2

Odbiory chronione zasilane poprzez falowniki i soft-starty mają zdolność pracy ciągłej, jeżeli po stronie zasilania nie wystąpi przerwa dłuższa niż 2 sekundy. Układ automatyki w przypadku przerwy w zasilaniu na sekcji 1 lub 2 rozdzielnic RSN1 zamyka sprzęgło Q5 w czasie poniżej 2 s, przejmując odbiory sekcji pozbawionej napięcia, jednocześnie otwierając Q4 lub Q7 w zależności od sytuacji. Równolegle ma miejsce zdalne wymuszenie uruchomienia zespołów prądowców i niezależna synchronizacja każdego z nich z napięciem sieci obecnym w RSN1. Rozdział mocy między zespoły prądowców a sieć sztywną odbywa się proporcjonalnie po połowie na podstawie sygnału o wielkości obciążenia transformatora. Przykładowo, w przypadku obciążenia RSN1 mocą odbiorów 4 MW zostanie podzielona po połowie na zespoły prądowców (2 MW) i transformator, na którym występuje napięcie zasilające. Taki stan pracy utrzymuje się do momentu przywrócenia napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2.

4.3. Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2 i powrót do pracy normalnej

Przywrócenie napięcia na transformatorze, na którym doszło do awarii zasilania, inicjuje proces bezprzerwowego przełączenia RSN1 do stanu pracy normalnej. Przykładowo rozdzielnica RSN1 zasilana jest z Tr1 i czterech zespołów pracujących synchronicznie z siecią sztywną. Zamknięte są wyłączniki generatorowe Qg1, Qg2, Qg3, Qg4 oraz Q3, Q4, Q5 (wyłączniki Q1 i Q2 są zawsze zamknięte). Z uwagi na fakt, że zabroniona jest praca równoległa transformatorów Tr1 i Tr2, a jednocześnie wszystkie manewry muszą być wykonane bezprzerwowo musi nastąpić zamknięcie Q6 i otwarcie Q3. Manewr ten jest konieczny przed otwarciem sprzęgła Q5 aby sekcja 2 nie została pozbawiona napięcia. Po zamknięciu Q6 i otwarciu Q3 następuje otwarcie Q5 i zasilanie sekcji 1 z transformatora Tr1 oraz sekcji 2 z zespołów prądowców w układzie wyspowym. Następnie realizowana jest synchronizacja zespołów z napięciem z transformatora Tr2

na wyłączniku Q7. Po synchronizacji następuje zamknięcie Q7, odciążenie zespołów prądowców i odłączenie wyłącznikami Q_{g1}, Q_{g2}, Q_{g3}, Q_{g4}, a następnie ich wychłodzenie i zatrzymanie co oznacza powrót do stanu pracy normalnej RSN1.

4.4. Awaria. Jednoczesny zanik napięcia na Tr1 i Tr2 oraz praca wyspowa zespołów prądowców

W normalnym stanie pracy RSN1 jednoczesny zanik napięcia na Tr1 i Tr2 oznacza przerwę w zasilaniu, która musi skończyć się przed upływem 60 sekund. Następuje natychmiastowy start zespołów prądowców oraz ich synchronizacja wzajemna na szynach RSN2. Przed upływem 60 sekund Q3 lub Q6 (w zależności od ustawionego priorytetu) musi się zamknąć. W tym czasie Q4 i Q7 są otwarte, a sprzęgło Q5 zamknięte. Taki stan pracy utrzymuje się do momentu przywrócenia napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2 albo na Tr1 i Tr2 jednocześnie.

4.5. Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 i Tr2 i powrót do pracy normalnej

Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 i Tr2 inicjuje proces bezprzerwowego przełączenia RSN1 do stanu pracy normalnej. W zależności od ustawionego priorytetu następuje synchronizacja z transformatorem Tr1, rozdział mocy między zespoły prądowców a sieć sztywną i rozpoczęcie fazy drugiej opisanej w punkcie 4.3.

Oprócz wymienionych podstawowych stanów pracy występują stany pośrednie oraz stany pracy wymuszane przez obsługę, jak zmiana konfiguracji automatyki, wyłączenie awaryjne, odstawienie automatyki, itp. Algorytm realizowany przez automatykę systemu zasilania odbiorów krytycznych przewiduje różne awarie zarówno po stronie sygnałowej jak i sterowania oraz po stronie silnoprądowej. Przykładowo awaria sprzęgła Q5 (awaria wyłącznika lub sterowania wyłącznikiem) w razie awarii zasilania na transformatorze Tr1 lub Tr2 powoduje zamknięcie Q3 lub Q6 tak, aby połączenie sekcji 1 i 2 rozdzielnic RSN1 odbyło się poprzez szyny rozdzielni RSN2. Awarie światłowodu, sterownika, zasilania pomocniczego i innych elementów automatyki nie powodują braku funkcjonalności systemu zasilania, dzięki wielopoziomowej redundancji i algorytmowi działania automatyki.

5. STANY NIEUSTALONE W SYSTEMIE ZASILANIA ODBIORÓW KRYTYCZNYCH I WYBÓR KONCEPCJI ZASILANIA

Zaprojektowanie systemu zasilania awaryjnego z użyciem zespołów prądowców o łącznej mocy 8 MVA oraz transformatorów o mocy 40 MVA wymagało analizy stanów przejściowych związanych ze zwarciami w różnych miejscach systemu. Przykładowo w tabeli 1 przedstawiono spodziewane prądy zwarcia na szynach RSN2, które dotyczą krytycznej sytuacji pracy synchronicznej zespołów prądowców z transformatorem o mocy 40 MVA, połączonym przez rozdzielnię RSN1.

Praca wyspowa lub praca normalna (bez udziału zespołów prądowców) mają istotny wpływ na wartości początkowego prądu zwarcia, a w przypadku pracy wyspowej również prądu ustalonego zwarcia, co komplikuje dobór nastaw zabezpieczeń w systemie energetycznym. Ich właściwa koordynacja umożliwia zadziałanie zabezpieczeń oraz wyłączanie odpowiednich obwodów z zachowaniem

pełnej funkcjonalności systemu zasilania odbiorów krytycznych w każdym stanie pracy.

Tablica 1. Wartości spodziewanego prądu zwarcia na szynach RSN2

Wartość prądu zwarcia na szynach RSN2				
Wartość prądu od:	I''_{3f} [kA]	$I_b(50ms)$ [kA]	$I_b(100ms)$ [kA]	$I_k(>250ms)$ [kA]
RSN 1	5,4	5,4	5,4	5,4
GEN 1	1,25	0,94	0,84	0,46
GEN 2	1,25	0,94	0,84	0,46
GEN 3	1,25	0,94	0,84	0,46
GEN 4	1,25	0,94	0,84	0,46
Prąd I_{k3} w miejscu zw.	10,4	9,16	8,76	7,24

Stany nieustalone to również krótkie przerwy w zasilaniu nie dłuższe niż 2 s, które zdecydowały o wyborze zespołów prądowców w tym projekcie. Jeżeli w czasie normalnej pracy systemu zasilania jeden z transformatorów o mocy 40 MVA pozbawiony został napięcia lub doszło do awarii skutkującej przerwą w zasilaniu po stronie jednej z sekcji rozdzielnic RSN1 to załączenie sprzęgła Q5 musi nastąpić w czasie nie dłuższym niż 2 sekundy. Wszystkie silniki napędzające pompy wody i powietrza chłodzącego zasilano poprzez falowniki lub soft-starty, które umożliwiały ciągłość pracy silników bez koniecznego wybiegu pod warunkiem, że przerwa w zasilaniu będzie nie dłuższa niż 2 sekundy. Gdyby nie zastosowano falowników i soft-startów o takiej funkcjonalności nie byłoby możliwe zastosowanie zespołów prądowców do tego rozwiązania. Przerwa w zasilaniu dłuższa niż 2 sekundy, traktowana jako BLACKOUT i awaria systemu zasilania odbiorów krytycznych została rozwiązana przez projektantów poprzez zastosowanie zbiornika wody ze spadem grawitacyjnym, umożliwiającym chłodzenie głównego trzonu w procesie technologicznym przez czas do 15 minut. Powyżej tego czasu następują nieodwracalne uszkodzenia i konieczność zatrzymania procesu produkcyjnego na wiele miesięcy oraz koszty napraw rzędu dziesiątków milionów złotych. Ze względu na takie wymagania systemu zasilania awaryjnego zdecydowano się na zespoły prądowców, a nie na zasilacze UPS, które mają ograniczony czas podtrzymania, a wymiana akumulatorów przy masie rzędu setek ton stanowi problem ekologiczny i spory koszt inwestycyjny pojawiający się co około 5 – 8 lat. Ponadto zasilacze UPS podczas zwarcia na ich wyjściu umożliwiają przepływ prądu na poziomie zaledwie 200% wartości znamionowej prądu UPS przy pracy autonomicznej (praca z baterii). Takie ograniczenie wpływa w sposób istotny na możliwy z dużą dozą prawdopodobieństwa brak selektywności zabezpieczeń w przypadku zwarcia w linii zasilanej z UPS. Zastosowanie zasilaczy UPS o znacznie większej mocy rozwiązałoby ten problem, ale pojawia się wówczas czynnik ekonomiczny czyli odpowiednio wyższy koszt zakupu.

Zespoły prądowców w takim układzie gwarantują spełnienie wymagań takich jak:

- podtrzymanie zasilania przez czas nieograniczony (system dotankowania paliwa i możliwość uzupełnienia paliwa z cysterny),
- przerwa w zasilaniu nie dłuższa niż 60 sekund po wystąpieniu całkowitej jednoczesnej awarii w obu liniach zasilających 110 kV,

- zdolność zwarciowa podczas pracy wyspowej gwarantująca selektywne zadziałanie zabezpieczeń,
- zapewnienie dwustronnego zasilania w przypadku braku zasilania z jednego z transformatorów o mocy 40 MVA.

Powyższe wymagania spełnia również UPS dynamiczny czyli specjalnie wykonany zespół prądowórczy z magazynem energii kinetycznej na wspólnym wale, jednak jego koszt zakupu jest około trzykrotnie wyższy od zespołów prądowórczych przy założeniu tej samej mocy. Oprócz wysokiej ceny zakupu pracujący w sposób ciągły UPS dynamiczny generuje około 5% strat, co przy wymaganej mocy 12 MVA/ 9,6 MW źródła awaryjnego stanowiłoby ok. 0,5 MW, a to oznaczałoby konieczność pokrycia dodatkowych kosztów eksploatacyjnych na poziomie 2 milionów złotych rocznie.

6. METODA SYNCHRONIZACJI I DETEKCJI UTRATY SYNCHRONIZACJI REALIZOWANA PRZEZ STEROWNIKI COMAP

Zespoły prądowórcze wyposażone w sterowniki IntelliGen oraz współpracujące z nimi sterowniki IntelliMains (stanowiące podstawowy element układu SZR dla RSN1 i RSN2) realizują synchronizację z siecią sztywną lub innym zespołem, jako proces spełniania warunków synchronizacji [3]. Warunki, jakie musi spełnić zespół prądowórczy do pracy synchronicznej z innym źródłem (np. siecią sztywną) można zdefiniować następująco: wartości chwilowe napięć zespołu prądowórczego i sieci muszą być sobie równe, co opisuje wzór (1).

$$U_{1m} \sin(\omega_1 t - \psi_1) = U_{2m} \sin(\omega_2 t - \psi_2) \quad (1)$$

gdzie:

U_{1m}, U_{2m} – wartości maksymalne napięć sieci i generatora,
 ω_1, ω_2 – pulsacje napięcia sieci i generatora,
 ψ_1, ψ_2 – fazy początkowe napięć sieci i generatora.

Równanie 1 jest prawdziwe, gdy spełnione są następujące warunki:

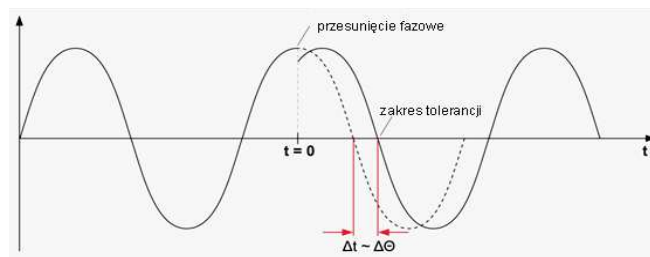
- wartości maksymalne odpowiednich napięć fazowych są sobie równe z określoną tolerancją,
- pulsacje lub częstotliwości napięć sieci i generatora są sobie równe z określoną tolerancją,
- fazy początkowe napięć sieci i generatora są sobie równe z określoną tolerancją,
- kolejność następstwa faz napięcia sieci i generatora są zgodne.

Sterownik IntelliGen realizuje synchronizację (na wyłączniku generatorowym Qg) w oparciu o nastawy parametrów związanych z synchronizacją, tj:

- tolerancja napięć synchronizowanych: $\Delta U < 10\%$,
- przesunięcie fazowe: $\psi < 8^\circ \text{el}$,
- czas utrzymywania się warunków $\Delta U < 10\%$ oraz $\psi < 8^\circ \text{el}$: $t_{\min} > 0,2 \text{ s}$.

W czasie pracy synchronicznej generatorów i sieci sztywnej z jednego transformatora sterowniki IntelliMains sprawdzają częstotliwość napięcia i w razie przekroczenia nastaw parametru df/dt lub „Vector Shift” (przesunięcia fazowego) następuje wygenerowanie sygnału na otwarcie wyłącznika sieciowego Q4 lub Q7, aby umożliwić zasilanie RSN1 przez zespoły prądowórcze w układzie wyspowym.

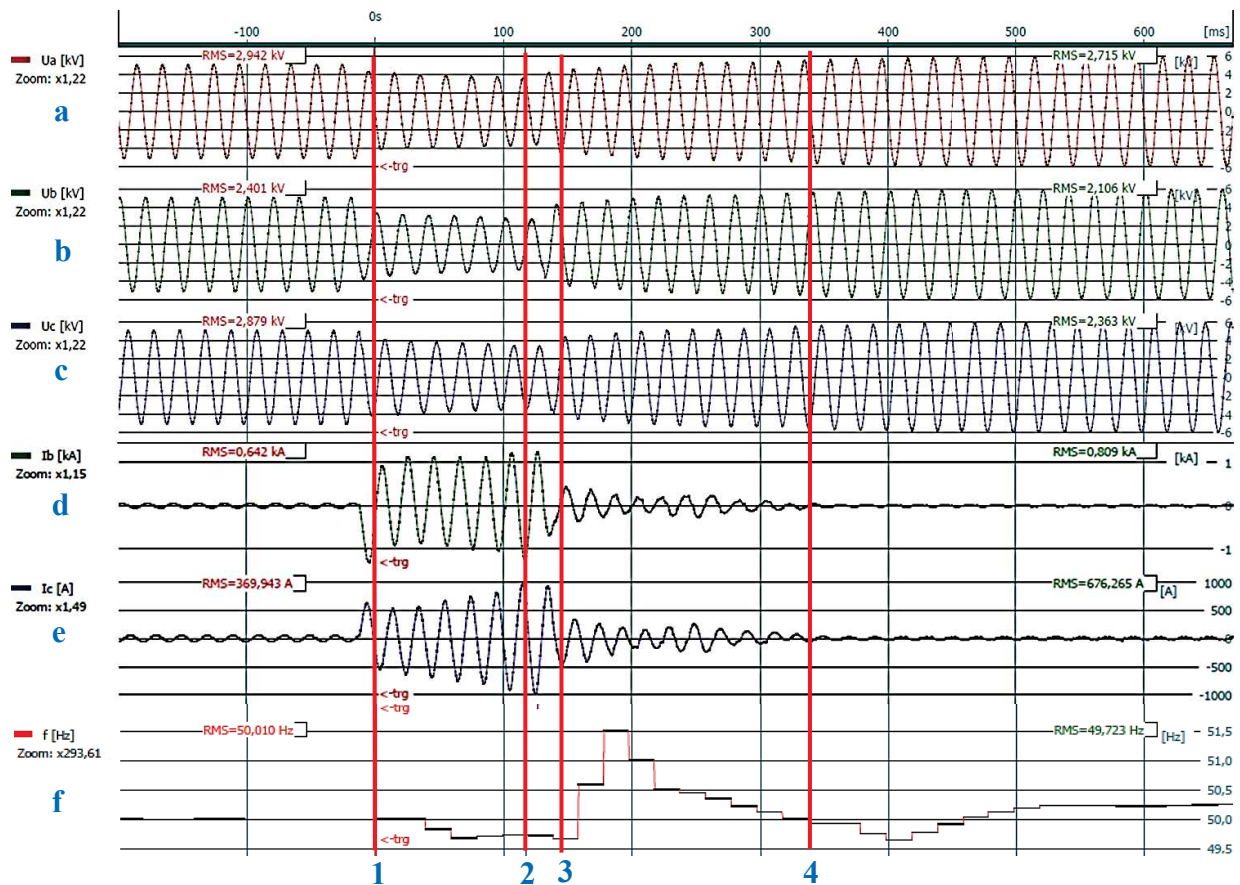
Wybór metody „Vector Shift” na ogół skutkuje szybszymi czasami reakcji automatyki (ok. 60 – 80 ms) w czasie dynamicznych zmian częstotliwości spowodowanych dociążeniem zespołów prądowórczych w momencie awarii napięcia sieci. Na rysunku 3 przedstawiono metodę „Vector Shift” w postaci graficznej.



Rys. 3. Metoda Vector Shift (przesunięcia fazowego) w postaci graficznej, realizowana przez sterownik ComAp [6]

7. ZAPAD NAPIĘCIA PO STRONIE SIECI, STUDIUM PRZYPADKU

W czasie eksploatacji obiektu doszło do zdarzenia, polegającego na znaczącym zapadzie napięcia na transformatorze Tr2, kiedy na transformatorze Tr1 kilka minut wcześniej doszło do awarii zasilania. Moment zapadu napięcia widoczny na rysunku 4 ma miejsce podczas pracy synchronicznej zespołów prądowórczych z siecią sztywną (transformator Tr2). Na skutek zapadu napięcia w trzech fazach prąd z zespołów prądowórczych gwałtownie rośnie do momentu otwarcia wyłącznika Q7. Po otwarciu wyłącznika Q7 sekcja 1 i 2 (zamknięte sprzęgło Q5) zasilane są przez zespoły prądowórcze w układzie wyspowym. Stan nieustalony wynikający z zapadu napięcia po stronie sieci wywołuje przepływ prądu przejściowego z generatorów o wartości ok. 800 A co stanowi 200% wartości znamionowej każdego z nich. Jednak zwłoki w nastawach sterowników IntelliGen oraz Ex-BEL_Z nie powodują wyłączenia generatorów, natomiast sterownik IntelliMains odpowiedzialny za sterowanie wyłącznikiem Q7 generuje sygnał otwarcia wyłącznika na skutek zadziałania nastawy df/dt oraz mocy zwrotnej (przepływ prądu w kierunku do sieci). Od momentu zapadu do otwarcia wyłącznika mija ok. 150 ms. Częstotliwość zmienia się od 49,5 do 51,5 Hz i zostaje wyregulowana w czasie ok. 0,5 sekundy. Po przywróceniu napięcia na Tr1 i Tr2 system wraca do pracy normalnej według procedury opisanej w punkcie 4.5. Przerwa w zasilaniu jednej sekcji na skutek awarii zasilania na jednym z transformatorów nie stanowi zagrożenia dla bezprzerwowego zasilania odbiorów, ponieważ w czasie do 60 sekund uruchomione zespoły prądowórcze pracują synchronicznie z siecią sztywną jako drugie niezależne źródło zasilania [5].



Rys. 4. Przebiegi napięcia, prądu i częstotliwości dla przypadku zapadu napięcia w sieci sztywnej po stronie transformatora Tr2; a,b,c – napięcia fazowe mierzone w rozdzielni RSN1, d – prąd z generatorów w fazie I2, e – prąd z generatorów mierzony w fazie L1, f – częstotliwość napięcia w RSN1, 1 – moment zapadu w sieci energetycznej, 2 – moment inicjalizacji wyłączenia Q7, 3 – moment otwarcia Q7 i praca wyspowa, 4 – koniec stanu nieustalonego [5]

8. WNIOSKI

Wybór odpowiedniej koncepcji zasilania jest przy obecnym dostępie do różnego rodzaju rozwiązań kluczowy z punktu widzenia pewności zasilania danego ciągu technologicznego.

Poziom bezpieczeństwa systemu zasilania zależy od poprawnie zaprojektowanego układu automatyki z redundancją na każdym poziomie zawodności systemu.

Właściwy dobór zespołów prądotwórczych zapewnia odpowiednie działanie systemu zasilania nawet w skrajnych sytuacjach, kiedy konieczne jest właściwe, skoordynowane zadziałanie zabezpieczeń w czasie zwarć w różnych stanach pracy systemu.

Koszt ciągu technologicznego w procesie produkcyjnym powinien być tak zabezpieczony, aby inwestycja w system zasilania awaryjnego lub gwarantowanego skutecznie eliminowała straty wynikające z przerw w dostawie energii elektrycznej.

9. BIBLIOGRAFIA

1. Bilans mocy dla trzonu chłodzenia wody i powietrza, 2014.
2. Projekt wykonawczy systemu zasilania awaryjnego wykonany przez firmę Riello Delta Power Sp. z o.o., 2016.
3. Olesz M., Różga J.: Wymagania prawne dotyczące jakości energii w instalacjach elektroenergetycznych, 2016.
4. Pawełkiewicz Z., Katarzyński J.: Opis działania automatyki i pracy synchronicznej zespołów prądotwórczych 6 x 2 MVA z siecią sztywną, 2016.
5. Przebiegi napięć i prądów zarejestrowanych w dniu awarii zasilania, 2017.
6. Materiały źródłowe firmy ComAp

MODERN EMERGENCY POWER SUPPLY SYSTEM WITH HIGH POWER GENSET IN INDUSTRIAL APPLICATIONS

The article presents a unique Emergency Power System based on six high-power generators which is dedicated for the needs of the technological process in one of the largest Polish heavy industry manufacturing companies. The presented automation and control system of six genset is regarded as one of the most technically advanced solutions in Europe. The degree of difficulty associated with the implementation of this task and coordination of dozens of companies working on this project belonged to the highest in Poland.

Key words: genset, genset synchronised to the grid, coordination of protection, emergency power supply, uninterruptable power supply.

SYSTEM ZDALNEGO MONITORINGU PARAMETRÓW PRACY SIŁOWNI WIATROWEJ O PIONOWEJ OSI OBROTU

**Grzegorz KOSTRO¹, Filip KUTT², Michał MICHNA³, Roland RYNDZIONEK⁴, Łukasz SIENKIEWICZ⁵,
Mieczysław RONKOWSKI⁶**

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: grzegorz.kostro@pg.edu.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: filip.kutt@pg.edu.pl
3. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: michal.michna@pg.edu.pl
4. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: roland.ryndzionaek@pg.edu.pl
5. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: lukasz.sienkiewicz@pg.edu.pl
6. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: mieczyslaw.ronkowski@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono układ do zdalnego monitorowania parametrów pracy elektrowni wiatrowej o pionowej osi obrotu. Do budowy systemu wykorzystano mikrokomputer klasy Raspberry PI 3 z zainstalowanym systemem operacyjnym Raspbian oraz kartę pomiarową MicroDAQ E2000. Opracowany system umożliwia monitorowanie mocy na wyjściu generatora, momentu na wale turbiny, prędkości obrotowej turbiny oraz prędkości wiatru. Wartości monitorowanych parametrów zapisywane są w pamięci karty pomiarowej. Dzięki zastosowaniu mikrokomputera możliwe było podłączenie komputera zewnętrznego do systemu i przesyłanie zapisanych danych oraz monitorowanie ich wartości online.

Słowa kluczowe: elektrownia wiatrowa o pionowej osi obrotu, generator synchroniczny z magnesami trwałymi, pomiar parametrów pracy, zdalny monitoring.

1. WSTĘP

Dynamiczny rozwój energetyki prosumenckiej w ostatnich latach wpłynął na rozwój nowych rozwiązań w ramach systemów OZE. Jeżeli w budowie mikroinstalacji prosumenckich bazuje się na systemach fotowoltaicznych, to możliwe jest zastosowanie systemów o ograniczonej różnorodności oraz stosunkowo dobrze znanej technologii. Natomiast w przypadku rozwiązań z wykorzystaniem turbin wiatrowych możliwe jest zastosowanie systemów o stosunkowo dużej różnorodności. Dotyczy to zwłaszcza mikroinstalacji z turbinami o pionowej osi obrotu (ang. vertical axis wind turbine VAWT) [3, 4, 5, 6].

Ze względu na różnorodność rozwiązań konstrukcyjnych elektrowni VAWT, istnieje konieczność weryfikacji przyjętych założeń przy projektowaniu oraz budowie turbin. Weryfikację można przeprowadzić w warunkach kontrolowanych w tunelu aerodynamicznym. Badania takie w sposób jednoznaczny pozwalają określić

parametry danej turbiny. Niestety, ze względu na gabaryty niektórych rozwiązań, konieczne jest przeprowadzenie weryfikacji wykorzystując przenośny układ pomiarowy. Układ taki pozwala na pomiar warunków wietrzności oraz parametrów pracy turbiny takich jak moc mechaniczna na wale oraz moc elektryczna generatora.



Rys. 1. Siłownia wiatrowa z turbinami o pionowej osi obrotu [5]

Przeprowadzanie bezpośrednio badań w miejscu posadowienia elektrowni wiatrowej pozwala również na ocenę warunków wietrzności w danej lokalizacji. Ponieważ rozważana jest mikroinstalacja prosumencka, czyli o mocy nie przekraczającej 50 kW, a w znacznej większości o mocach oscylujących wokół wartości 10 kW - gabaryty takiej turbiny nie są znaczące (rys. 1). W tym przypadku

mamy do czynienia z instalacjami, które bez ponoszenia znacznych kosztów mogą być przestawiane. Ze względu na to oraz na fakt, że chcemy taki system zainstalować w miejscu, gdzie panują najlepsze warunki wietrzności, lokalizacja turbiny oraz systemu pomiarowego celem przeprowadzenia badań, może utrudnić dostęp i/lub brak zasilania z system elektroenergetycznego. Oznacza to, konieczność zaprojektowania i zbudowania układu pomiarowego, mogącego w relatywnie długim czasie zbierać dane pomiarowe oraz pracować bez dostępu do zasilania z systemu elektroenergetycznego.

2. ZAŁOŻENIA KONSTRUKCYJNE SYSTEMU

Opracowany w ramach zleconych badań system pomiarowy powinien spełniać szereg wymogów. Po pierwsze, konieczny jest pomiar mocy na wale turbiny. Sama turbina w analizowanym przypadku pracuje na wydzielony system elektroenergetyczny. Oznacza to, że prądnica elektrowni wiatrowej pracuje na lokalne obciążenie czynne w postaci rezystora trójfazowego o zmiennej wartości rezystancji.

Układ pomiarowy został wyposażony w przetwornik momentu obrotowego oraz układ pomiaru prędkości obrotowej (rys. 2). Sposób mocowania przetwornika momentu, a w szczególności ze względu na konstrukcję sprzęgieł, pomiar ten jest obciążony znacznymi zakłóceniami. Zatem opracowano inne rozwiązanie dotyczące pomiaru mocy mechanicznej na wale. Pomiar ten jest pomiarem pośrednim i opiera się na pomiarze mocy elektrycznej na wyjściu badanego generatora [1, 2], znanej mapy sprawności prądnicy dla różnych prędkości obrotowych oraz różnych wartości prądu przy obciążeniu rezystancyjnym (Tablica 1).

Tablica 1. Zależność sprawności generatora [1, 2] od prędkości obrotowej i prądu obciążenia dla $\cos\varphi = 1$

		I [A]				
		5	10	15	20	25
n [obr/min]	10	76%	53%	27%		
	20	86%	76%	63%	48%	30%
	30	89%	83%	75%	65%	53%
	40	89%	86%	80%	73%	64%
	50	89%	88%	83%	78%	71%
	60	89%	89%	85%	81%	75%
	70	88%	89%	87%	83%	78%
	80	88%	89%	88%	85%	80%
	90	87%	89%	88%	86%	82%
	100	86%	89%	89%	86%	83%

Ponieważ znaczna część przetworników pomiarowych, przeznaczonych do pomiaru mocy w systemie prądu przemiennego bazuje na niewielkiej zmienności częstotliwości napięcia konieczne było zastosowanie układu mogącego dokładnie mierzyć moc w szerokim zakresie zmienności częstotliwości napięcia.

Kolejnym problemem był pomiar warunków wietrzności. W przypadku opracowanego układu pomiar ten polegał na pomiarze prędkości wiatru. Zadanie to zrealizowano w oparciu o sygnał z przetwornika obrotowo impulsowego zainstalowanego w wiatromierzu (jeden impuls na obrót, częstotliwość 1 Hz odpowiada prędkości wiatru równej 1 m/s).

Ze względu na konieczność pracy przy zasilaniu z lokalnych zasobników energii konieczne było opracowanie układu zasilania oraz ładowania zasobników. Jako zasobniki zastosowano dwa akumulatory o napięciu znamionowym 12 V i pojemności 55 Ah. Takie zasobniki pozwalały na zasilanie badanego systemu przez 36 godzin. Po tym czasie rozładowane akumulatory dostarczano do ładowania i po naładowaniu instalowano ponownie. Ze względu na dużą zmienność prędkości wiatru i zależną od niej wartość napięcia na zaciskach generatora, nie udało się wykorzystać energii elektrycznej z wyjścia generatora do doładowywania akumulatorów. Autorzy uważają, że w celu uniknięcia konieczności doładowywania akumulatorów opracowany system należy wyposażyć w układ ładowania z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych.

Ostatnim wymogiem była możliwość zdalnego dostępu do danych pomiarowych w celu monitorowania i przesyłania ich wartości do komputera podłączonego do internetu. Zostało to zrealizowane w oparciu o mikrokomputer Raspberry PI3 z modemem i zainstalowanym serwerem VNC.

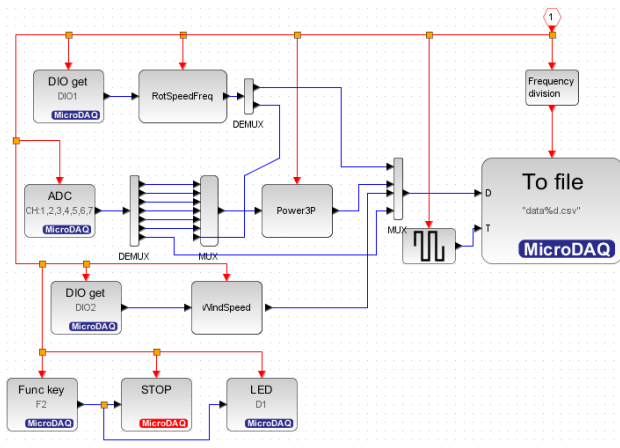
3. SYSTEM AKWIZYCJI DANYCH POMIAROWYCH

System pomiarowy opracowano z wykorzystaniem urządzenia MicroDAQ 2000E. Urządzenie to wyposażone jest w wejścia analogowe i cyfrowe. Do pomiaru wykorzystano 7 wejść analogowych i dwa wejścia cyfrowe. Sześć wejść analogowych podłączono do przetworników typu LEM (trzy przetworniki prąd/napięcie i trzy przetworniki napięcie/napięcie), do siódmego wejścia analogowego podłączono sygnał z czujnika do pomiaru momentu obrotowego (czujnik zamontowany pomiędzy turbiną wiatrową a generatorem). Do wejść cyfrowych podłączono sygnały z czujnika indukcyjnego (służącego do określenia prędkości obrotowej generatora i częstotliwości napięcia generatora) i czujnika do pomiaru prędkości wiatru. Na rysunku 2 pokazano widok systemu monitorowania parametrów pracy elektrowni wiatrowej z turbiną o pionowej osi obrotu.



Rys. 2. System monitorowania parametrów pracy elektrowni wiatrowej z turbiną o pionowej osi obrotu

Sygnały doprowadzone do wejść urządzenia MicroDAQ 2000E były przetwarzane za pomocą programu opracowanego specjalnie na potrzeby monitorowania parametrów pracy badanej siłowni wiatrowej.



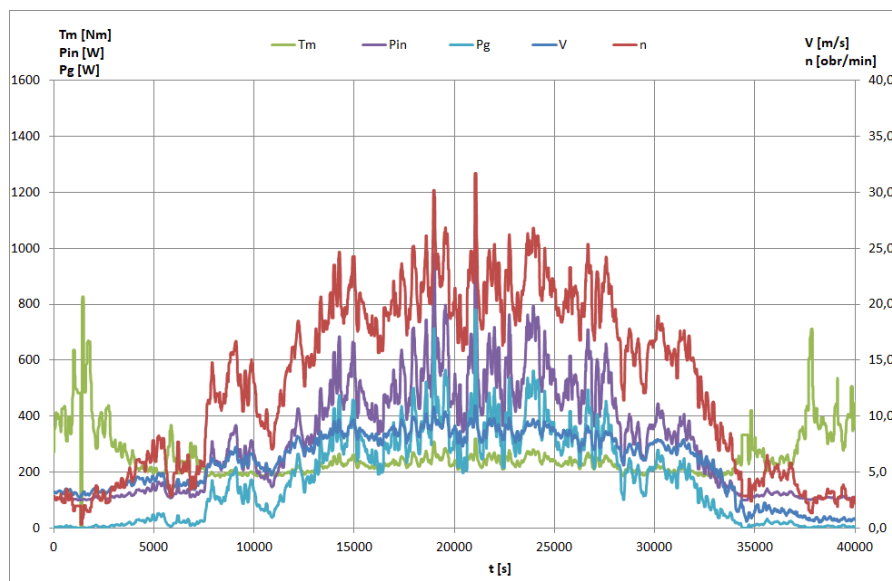
Rys. 3. Kod programu głównego do monitorowania parametrów pracy elektrowni wiatrowej z turbiną o pionowej osi obrotu opracowany w środowisku Scilab

Do opracowania programu wykorzystano środowisko Scilab 5.5.2. Na rys. 3 przedstawiono kod programu głównego.

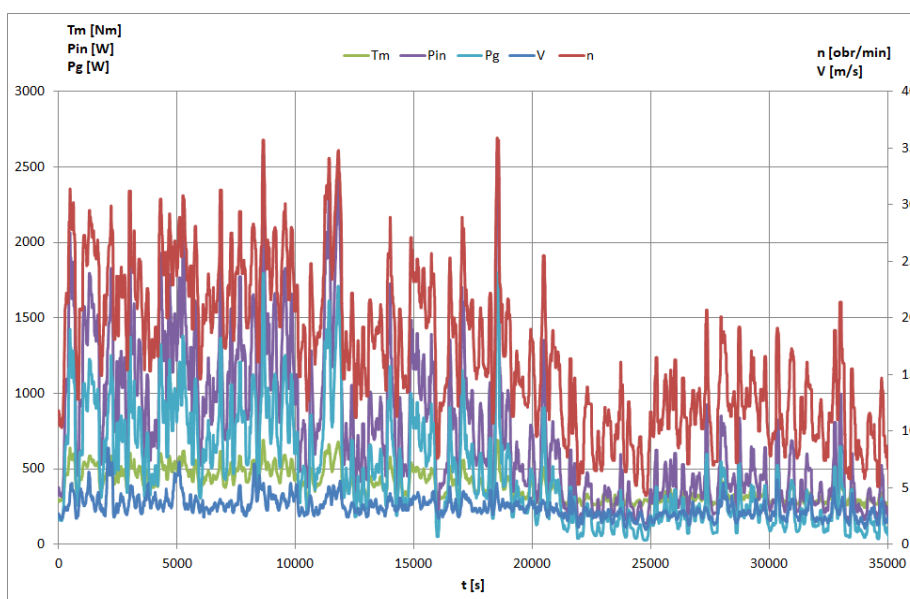
W programie wykorzystano standardowe funkcje dostępne w bibliotekach programu Scilab (ADC, DIO, MUX, DEMUX, Func key, STOP, LED, To file) oraz funkcje użytkownika (WindSpeed, RotSpeedFreq, Power3P). Kody funkcji użytkownika napisano w języku C.

4. WYNIKI POMIARÓW

W programie badań przewidziano rejestrowanie wyników pomiarów w okresie 14 dni. Na rys. 4 i rys. 5 przedstawiono wybrane wyniki zarejestrowane podczas pracy badanej elektrowni wiatrowej o pionowej osi obrotu.



Rys. 4. Przebiegi w funkcji czasu przy obciążeniu rezystancyjnym generatora o wartości 7,3 Ω /fazę: Tm - moment obrotowy na wale generatora, Pin - moc na wale generatora, Pg - moc wyjściowa generatora (moc generowana), V - prędkość wiatru, n - prędkość obrotowa generatora



Rys. 5. Przebiegi w funkcji czasu przy obciążeniu rezystancyjnym generatora o wartości 3,65 Ω /fazę: Tm - moment obrotowy na wale generatora, Pin - moc na wale generatora, Pg - moc wyjściowa generatora (moc generowana), V - prędkość wiatru, n - prędkość obrotowa generatora

5. PODSUMOWANIE

Zaproponowane rozwiązanie systemu zdalnego monitoringu parametrów pracy siłowni wiatrowej o pionowej osi obrotu, może być stosowane w układach pomiarowych małej mocy. Niski koszt aparatury pomiarowej oraz jej duże możliwości pozwalają na monitorowanie online wartości prądów, napięć, mocy czynnej, prędkości obrotowej generatora, prędkości wiatru oraz momentu obrotowego na wale turbiny.

W przypadku zasilania systemu z baterii akumulatorów wskazane jest monitorowanie aktualnej wartości napięcia zasilającego (napięcia baterii akumulatorów), celem uniknięcia błędów pomiarowych wynikających ze zmiany parametrów zastosowanych w układzie przetworników pomiarowych, np., zmiana stałej przetwornika typu LEM.

Opracowany system zdalnego monitoringu parametrów pracy siłowni wiatrowej o pionowej osi obrotu może być wykorzystany do wyznaczania charakterystyk obciążenia turbin wiatrowych. Taka aplikacja wymaga jednak zastosowania dodatkowego modułu umożliwiającego sterowanie obciążeniem generatora w celu uzyskania maksymalnej wartości mocy przy danej wartości prędkości wiatru (wykorzystanie algorytmu MPPT).

6. BIBLIOGRAFIA

1. Grzegorz Kostro, Filip Kutt, Michał Michna, Mieczysław Ronkowski, Wolnoobrotowy generator z magnesami trwałymi do elektrowni wiatrowej z turbiną o pionowej osi obrotu, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, Politechniki Gdańskiej, nr 50, GDE 2016, XLI Konferencja Naukowo – Techniczna, Gdańsk 2016, s.33-38.
2. Grzegorz Kostro, Filip Kutt, Michał Michna, Mieczysław Ronkowski, Low Speed Permanent Magnet Synchronous Generator for Vertical Axis Wind Turbine, IEEE Conf., 2017 International Symposium on Electrical Machines (SME 2017), Naęczów, 2017, Poland, s.1-5.
3. Waldemar Piskorz, Wind turbine with a cylindrical rotor, 08.04.2011.
4. Waldemar Piskorz, Wind turbine, 20.04.2011.
5. Proenergetyka [Online], Dostępne na: <https://www.facebook.com/604340456293314/photos>. [Udostępniono: 12.04.2018].
6. Strona główna - ALU ECO [Online], Dostępna na: <http://alu-eco.com.pl/>. [Udostępniono: 12.4.2018].

REMOTE MONITORING SYSTEM FOR THE WORKING PARAMETERS OF A WIND TURBINE WITH VERTICAL AXIS

The article presents a system for remote monitoring of working parameters of a wind turbine with vertical axis. The system was built using a Raspberry PI 3 microcomputer with the Raspbian operating system and a MicroDAQ E2000 measuring card. The developed system enables monitoring the power output of the generator, torque on the turbine shaft, turbine speed and wind speed. The values of the monitored parameters are saved in the memory of the measuring card. Due to the use of a microcomputer, it is possible to connect an external computer to the system and send saved data and monitor their value online.

Key-words: vertical axis wind turbine, permanent magnet synchronous generator, measurement working parameters, remote monitoring.

POMIARY REZYSTANCJI IZOLACJI SILNIKÓW ELEKTRYCZNYCH

Marek OLESZ¹, Grzegorz KOSTRO²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: marek.olesz@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: grzegorz.kostro@pg.gda.pl

Streszczenie: W artykule podano zasady wykonywania pomiarów rezystancji izolacji maszyn elektrycznych. Przedstawiono dostępne w literaturze temperaturowe współczynniki korekcyjne konieczne do przeliczania zmierzonych wartości rezystancji na wartość występującą w temperaturze odniesienia. Obserwowane różnice współczynników temperaturowych wynikają z rodzaju zastosowanego materiału izolacji, konstrukcji silnika oraz technologii impregnowania uzwojeń.

Słowa kluczowe: rezystancja izolacji, diagnostyka, eksploatacja.

1. WSTĘP

Pomiary rezystancji izolacji urządzeń i aparatów elektrycznych są istotne z punktu widzenia ochrony podstawowej przed porażeniem prądem elektrycznym. Dodatkowo wyniki tych pomiarów mogą być podstawą określenia stanu technicznego układu izolacyjnego i pozwalają na wyznaczenie przybliżonego czasu wymiany. Podczas rutynowych pomiarów eksploatacyjnych najczęściej korzysta się z klasycznej metody pomiaru rezystancji izolacji polegającej na jej wyznaczeniu metodą techniczną z poprawnie mierzonym prądem. W takim układzie pomiarowym przy założeniu rezystancji wewnętrznej amperomierza R_a wielokrotnie mniejszej od rezystancji izolacji R , można ją wyznaczyć z prawa Ohma (1), jako iloraz przyłożonego napięcia do dielektryka i prądu płynącego w jego obwodzie.

$$R = \frac{U}{I} \quad (1)$$

W stosowanym często schemacie zastępczym układu izolacyjnego (rys. 1), po doprowadzeniu do badanej izolacji napięcia stałego występują oprócz prądu przewodzenia (gałąź z rezystorem R na rysunku 1, składowa 4 na rysunku 2) dwie inne składowe prądu, które należy uwzględnić w analizie przebiegu prądu przepływającego przez izolację:

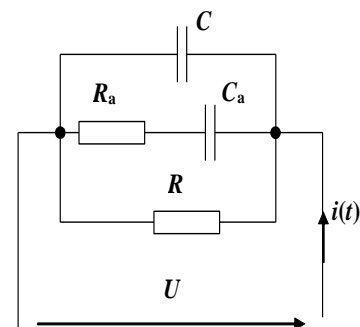
- prąd polaryzacyjny związany ze zjawiskiem polaryzacji dielektryka o dynamice zależnej od czasu t jaki upłynął od chwili przyłożenia napięcia (gałąź polaryzacyjna na rys. 1 z elementami R_a , C_a oraz składowa 3 na rysunku 2),
- prąd pojemnościowy wynikający z odpowiedzi pojemności C obiektu (składowa 1 na rysunku 2) na przyłożony skok

jednostkowego napięcia ze źródła charakteryzującego się ograniczaniem prądu na poziomie zależnym od producenta przyrządu (około $2 \div 5$ mA).

Szczególnie kłopotliwy w wyznaczaniu wartości rezystancji izolacji jest prąd polaryzacyjny przepływający przez pojemność C_a – wynikający z ustawiania się dipoli (ładunków) w linii pola elektrycznego wewnątrz dielektryka (rys. 1, rys. 2). Dipole powrócą do swoich pozycji spoczynkowych, stanu nieuporządkowanego, gdy napięcie probiercze zostanie odłączone. Zjawisko to może nie być zaobserwowane, jeśli tylko występuje jakokolwiek z podanych przyczyn: zbyt wysoka temperatura izolacji, zawilgocenie, zanieczyszczenie zabrudzeniami [4].

W związku z powyższym w zabrudzonych lub zawilgoconych materiałach izolacyjnych prawidłowy pomiar prądu przewodzenia może wystąpić po krótkim czasie, w innych w dobrym stanie technicznym konieczne jest wydłużanie czasu pomiaru do przynajmniej 10 minut. Tylko wówczas, kiedy wystąpi ustalenie się wartości mierzzonego prądu (prąd całkowity - 2 na rysunku 2) uzyskuje się prawidłowy metrologicznie wynik pomiaru, który może być użyty do oceny stanu izolacji.

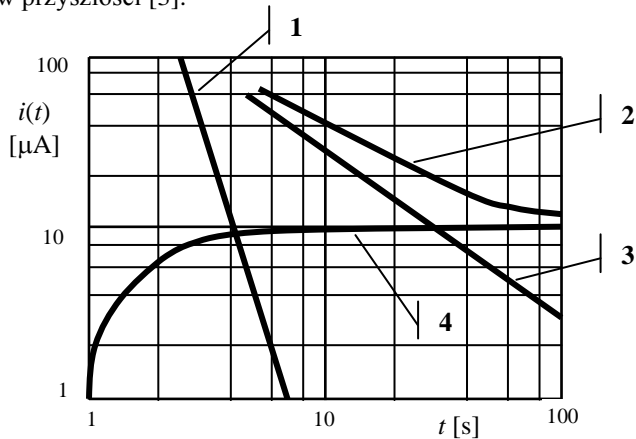
Prąd przewodzenia w stanie ustalonym zazwyczaj charakteryzuje się niewielką wartością i zawiera dwie składowe: skrośną (prąd płynący wewnątrz objętości izolacji) oraz powierzchniową (prąd płynący wzdłuż ścieżek przewodzących po powierzchni materiału izolacji).



Rys. 1. Schemat zastępczy izolatora – C – pojemność obiektu, R – wypadkowa rezystancji skrośnej R_s i powierzchniowej R_p połączonych równolegle; układ szeregowy R_a , C_a – rezystancja i pojemność absorbcyjna

Z kolei prąd ładowania zasadniczo zależy od pojemności badanego obiektu. Duże obiekty z większą pojemnością ładują się dłużej, co obserwuje się w przypadku długich kabli energetycznych. Prąd polaryzacyjny maleje relatywnie wolniej w porównaniu z prądem ładowania pojemności. Wynika to z natury zjawisk fizycznych zachodzących w materiałach izolacyjnych.

Prąd przewodzenia skutkiem ograniczenia wartości prądu w przyrządzie początkowo narasta szybko do pewnej stałej wartości i pozostaje stały dla danego, niezmiennego napięcia probierczego. Prąd ten wynika z istnienia: wilgoci, zabrudzeń itp., które wpływają na jakość izolacji, oraz w konsekwencji na wartość zmierzonej rezystancji izolacji. Zwiększanie składowej rezystancyjnej prądu wskazuje na możliwość wystąpienia problemów eksploatacyjnych w przyszłości [3].



Rys. 2. Przykładowy przebieg składowych prądów w pomiarach izolacji, 1-prąd ładowania pojemności; 2-prąd całkowity; 3-prąd absorpcji; 4-prąd przewodzenia, prądy o charakterze polaryzacyjnym i pojemnościowym w skali podwójnie logarytmicznej mają kształt prostych, ze względu na przewidywaną funkcję $i_a(t) = kI^n$

W praktyce do oceny jakości izolacji używa się pomiaru rezystancji izolacji w dwóch momentach czasowych, na podstawie których oblicza się wskaźnik polaryzacji $PI=(R_{10\ min}/R_{1\ min})$ lub absorpcji dielektryka $DAR (R_{60\ s}/R_{15\ s})$. Wskaźniki te mogą być używane do wyznaczenia poziomu zabrudzenia badanego obiektu. W przypadku dużego zanieczyszczenia i wykroplenia wilgoci na powierzchni izolatora nadmierny prąd przewodzenia zdominuje prądy polaryzacyjne, prowadząc do spłaszczenia charakterystyki $R(t)$ i uzyskania wartości PI oraz DAR zbliżonych do wartości 1.

2. POMIARY DIAGNOSTYCZNE IZOLACJI

Głównym powodem uszkodzeń aparatury elektrycznej jest postępująca w czasie degradacja izolacji. Do monitorowania jej stanu, w celu przeprowadzenia wymiany lub konserwacji w odpowiednim czasie stosuje się szereg technik diagnostycznych opartych na wskaźnikach rezystancyjnych lub pojemnościowych [3]. Podstawowy pomiar izolacji jest dokonywany dla krótkiego, określonego okresu czasu, po którym odczytuje się wynik. Czas ten zazwyczaj wynosi 60 sekund.

Przy instalowaniu aparatury, uzyskiwane wyniki są porównywane z minimalnymi wartościami wymaganymi przez normy techniczne [5]. Rezystancja izolacji zależy od temperatury T i z tego powodu należy stosować współczynnik korekcyjny k_T lub K_T , aby pokazać

prawidłową tendencję zmian rezystancji w stosunku do pomiarów dokonanych w innych warunkach. Współczynnik k_T zdefiniowano w normie [5] w sposób pozwalający na przeliczenie dopuszczalnej rezystancji izolacji R_{dop} urządzenia określonej w $75^\circ C$ na temperaturę pomiaru T_{pom} według zależności (2):

$$R_{dop}(T_{pom}) = k_T R_{dop}(75^\circ C) \quad (2)$$

Uzyskana podczas pomiaru wartość rezystancji izolacji w temperaturze T_{pom} powinna być większa od wartości dopuszczalnej $R_{dop}(T_{pom})$ dla tej samej temperatury wyliczonej z (2). Wartości współczynników k_T według [5] zestawiono w tablicy 1 oraz na rysunku 3.

Tablica 1. Współczynnik korekcji k_T dla maszyn elektrycznych stosowany dla temperatury odniesienia $75^\circ C$ [5]

$T [^\circ C]$	10	15	20	25	30	35	40	45
K_T	12,3	10,2	8,4	7,0	5,7	4,4	3,8	3,2
$T [^\circ C]$	50	55	60	65	70	75	80	85
K_T	2,6	2,2	1,7	1,5	1,2	1	0,8	0,7

W dokumentach międzynarodowych [1, 4] zazwyczaj stosuje się inny współczynnik K_T umożliwiający przeliczenie wyniku pomiaru z temperatury T na wartość R_{ref} występującą w temperaturze referencyjnej, która powinna być większa od dopuszczalnej, podanej np. w instrukcjach eksploatacyjnych.

$$R_{ref} = K_T R_T \quad (3)$$

gdzie:

K_T , - współczynnik korekcji (w przybliżeniu podwaja się co każde $10^\circ C$ wzrostu temperatury),

R_{ref} - przeliczona rezystancja na wartość temperatury odniesienia, która zazwyczaj wynosi $20^\circ C$, $30^\circ C$, $75^\circ C$, lub na poziomie temperatury wynikającej z klasy ciepłoodporności układu izolacyjnego,

R_T - rezystancja zmierzona w temperaturze $T [^\circ C]$.

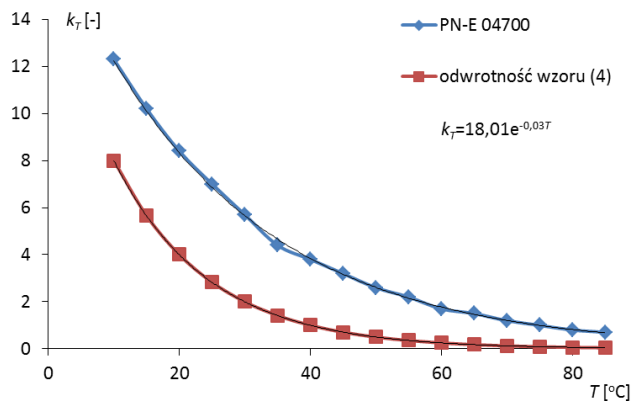
Na potrzeby obliczania rezystancji w warunkach odniesienia stosowano wprowadzoną w latach pięćdziesiątych regułę $\frac{1}{2}$, która pozwalała przewidzieć zmniejszenie rezystancji izolacji o połowę przy wzroście temperatury o $10^\circ C$. Taka zasada obowiązywała jedynie dla izolacji wykonanej w klasie ciepłoodporności A, której maksymalna temperatura nie może przekraczać $105^\circ C$ przy założeniu pracy w temperaturze otoczenia $40^\circ C$ z dodatkową rezerwą przyrostu temperatury wynoszącą $5^\circ C$ [6].

W literaturze np. w wymaganiach dokumentu IEEE [4] podano w związku z powyższym następującą zależność na obliczenie współczynnika poprawkowego w temperaturze pomiaru $T [^\circ C]$ przy przeliczaniu rezystancji izolacji na temperaturę odniesienia $40^\circ C$:

$$K_T = 0,5^{\frac{40-T}{10}} \quad (4)$$

Podobne wartości współczynnika korekcyjnego dla tej samej klasy izolacji można znaleźć w materiałach firmy Megger [1]. Dodatkowo zamieszczono w nich inne wartości współczynników dla klasy izolacji B (temperatura maksymalna $130^\circ C$) oraz dla innych rodzajów układów izolacyjnych jednak z pominięciem rozwiązań obecnie

stosowanych dla maszyn elektrycznych (klasa F, H i wyższe wartości temperatury dopuszczalnej długotrwale do 250°C). Obecnie prowadzi się intensywne próby uzyskania materiałów umożliwiających długotrwałą pracę układów izolacyjnych maszyn elektrycznych w temperaturach przekraczających poziom 300°C [2]. W związku z brakiem dostępności współczynników temperaturowych dotyczących nowoczesnych materiałów izolacyjnych podjęto w artykule próbę ich określenia dla klasy izolacji F silnika.



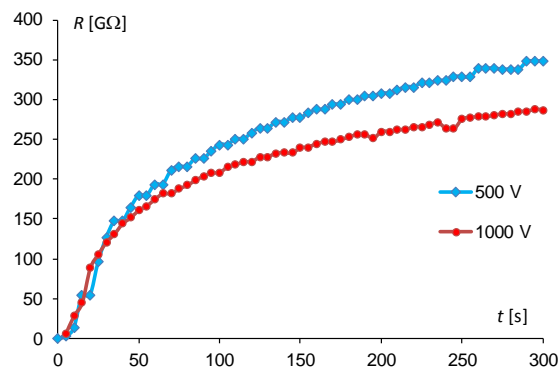
Rys. 3. Przebieg $k_T(T)$ według wymagań PN – E – 04700 [5] oraz według odwrotności wartości K_T wyliczonej z wzoru (4)

3. METODYKA BADAŃ

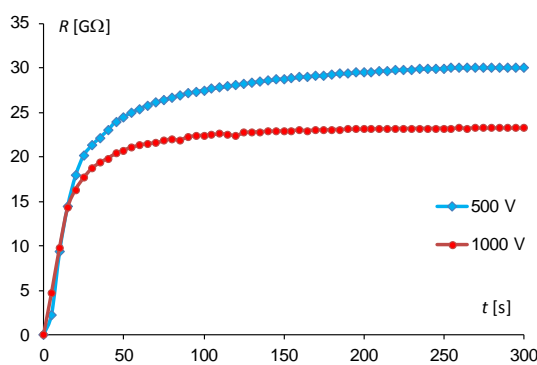
Dla nowego egzemplarza stojana silnika klatkowego o parametrach: napięcie znamionowe 400 V, klasa izolacji F, moc znamionowa 5,5 kW wykonano pomiary rezystancji izolacji dla różnych temperatur uzwojenia. Badania te wykonano stosując dwa różne sposoby podgrzewania izolacji silnika – prądem przepływającym przez uzwojenia oraz wytwarzając ustalony stan temperatury w silniku za pomocą komory cieplnej. W obu przypadkach w uzwojeniach stojana oraz w obudowie umieszczano czujniki temperatury typu K mierząc w pierwszym przypadku (prąd w uzwojeniach) w stanie nagrzania około 15°C różnicę temperatur pomiędzy uzwojeniem, a obudową silnika od strony wirnika, natomiast w drugim (komora cieplna) przez odpowiednio długi czas nagrzewania doprowadzono do różnicy temperatur między obiema czujnikami nie przekraczającej 3°C. Podczas badania stojana silnika w komorze z regulacją temperatury nagrzewano układ konstrukcyjny silnika do temperatury 48°C i 78°C wykonując w wymienionych temperaturach pomiary rezystancji izolacji. Dodatkowo wykonano pomiary w temperaturze 11°C, 25°C wewnątrz pomieszczeń. Wyniki pomiarów rezystancji rejestrowano miernikiem rezystancji izolacji MEGGER BM25 w odstępach 5 s do dedykowanego dla przyrządu programu komputerowego. Pomiarowi podlegał cały układ rezystancji doziemnej silnika – między zwartymi zaciskami uzwojeń, a obudową stojana. Pomiary wykonywano w zakresie temperatur od najniższej do najwyższej, wykonując pojedynczy pomiar dla napięcia 500 V i 1000 V. Nie wykonywano pomiarów wielokrotnych z powodu stwierdzenia w przypadku obu napięć możliwości powstawania ładunku przestrzennego i powierzchniowego który w czasie kolejnych pomiarów zwiększał kolejne wyniki mierzonych rezystancji izolacji. Napięcie pomiarowe przykładano przez czas 5 minut, a następnie odczytywano z charakterystyki wartości rezystancji po 15 s – R_{15} , 60 s – R_{60} oraz 300 s – R_{300} i obliczano współczynniki absorpcji $DAR = R_{60}/R_{15}$ oraz polaryzacji $PI = R_{300}/R_{60}$.

4. WYNIKI POMIARÓW I ICH OMÓWIENIE

Przebiegi rezystancji izolacji silnika mierzone w komorze cieplnej przy napięciu 500 V i 1000 V pokazano na rysunkach 4 ÷ 6 dla trzech wybranych temperatur: 25°C, 48°C, 78°C. Wpływ podwyższenia temperatury na wartość rezystancji silnika – R_{15} , R_{60} , R_{300} oraz współczynniki DAR oraz PI jest wyraźny szczególnie przy najwyższej temperaturze 78°C, kiedy osiągnięto poziom rezystancji R_{60} około 230 razy niższy w stosunku do temperatury pokojowej. Wykresy $R(t)$ wskazują także, że dla badanego układu izolacyjnego proces ładowania pojemności oraz polaryzacji dielektryka zanika po około 60 sekundach w temperaturze 48°C dla napięcia próby 1000 V oraz po około 240 s przy napięciu 500 V (rys. 5). Wpływ poziomu napięcia na wartość rezystancji izolacji występuje dopiero dla dłuższych czasów polaryzacji w temperaturze 25°C. Natomiast dość zaskakujące jest uzyskanie znacznie niższych od spodziewanych wartości rezystancji w temperaturze 78°C (rys. 6). Dodatkowo zaobserwowano zmniejszanie współczynników polaryzacji DAR i PI wraz ze wzrostem temperatury i wartości napięcia zasilającego w związku z przyspieszaniem przez wymienione czynniki dynamiki procesów polaryzacyjnych [4].



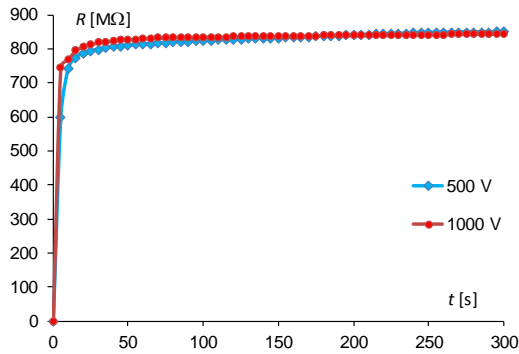
Rys. 4. Rezystancja izolacji uzwojenia stojana silnika zmierzona w temperaturze $T=25^{\circ}\text{C}$ dla napięcia stałego 500 V oraz 1000 V



Rys. 5. Rezystancja izolacji uzwojenia stojana silnika zmierzona w temperaturze $T=48^{\circ}\text{C}$ dla napięcia stałego 500 V oraz 1000 V

Otrzymane wartości rezystancji izolacji w trzech różnych temperaturach wskazują na silny wpływ tego czynnika na wynik końcowy pomiaru. Przykładowo wzrost temperatury z 25°C do 78°C spowodował około 410 - krotne zmniejszenie rezystancji izolacji R_{300} w przypadku badanej izolacji klasy F z około 350 GΩ na zaledwie 850 MΩ. Na podstawie porównania otrzymanych wyników z wartościami współczynników poprawkowych [1] uzyskano znacznie wyższe wartości, ponieważ dla klasy B układu izolacyjnego

zmiana temperatury z 25°C do 75°C powoduje zaledwie 10-krotne zmniejszenie rezystancji izolacji.



Rys. 6. Rezystancja izolacji uzwojenia stojana silnika zmierzona w temperaturze $T=78^{\circ}\text{C}$ dla napięcia stałego 500 V oraz 1000 V

Tablica 2. Porównanie współczynników temperaturowych K_T pozwalających na obliczenia rezystancji izolacji w temperaturze odniesienia $T=20^{\circ}\text{C}$ według [1] oraz według wyników przeprowadzonych badań, wartość temperatury uzwojenia/obudowy: ¹⁾ 43°C, 27°C, ²⁾ 61°C /47°C

T [°C]	klasa A	klasa B	klasa izolacji F	
	norma IEEE 43-2000		silnik grzany od strony uzwojeń	silnik w komorze cieplnej
0	0,21	0,40	-	-
5	0,31	0,50	-	-
10	0,45	0,63	-	0,74
15	0,71	0,81	-	-
20	1	1	1	1
25	1,48	1,25	-	-
30	2,20	1,58	-	1,42
35	3,24	2	-	-
40	4,80	2,50	2,41 ¹⁾	2,74
45	7,10	3,15	-	4,94
50	10,45	3,98	-	17,7
55	15,5	5	-	-
60	22,8	6,3	4,95 ²⁾	-
65	34	7,9	-	-
70	50	10	-	-
75	74	12,6	-	238,3

Ponowienie prób pomiaru rezystancji izolacji według zasady nagrzewania izolacji poprzez przepływ prądu w uzwojeniach wskazuje na mniejsze wartości współczynników poprawkowych w porównaniu do podanych w literaturze dla izolacji B (tab. 2). Ze względu na wyższy poziom klasy izolacji i dopuszczalną pracę w wyższej temperaturze (klasa B – 130°C, klasa F – 155°C) należy się spodziewać mniejszego wpływu temperatury na wartość rezystancji izolacji, szczególnie w obszarze niższych

temperatur. Prawidłowy wynik porównania z współczynnikami według [5] wskazuje, że prawdopodobna procedura ustalania wartości współczynników poprawkowych jest wykonywana w układzie izolacyjnym silników dla których pole temperaturowe jest zróżnicowane, a temperatura osiągnięta w próbie jest ustalana na podstawie wartości zmierzonej w miejscach podwyższonej temperatury (hot spot). Jeśli wniosek taki jest poprawny to w silnikach o przewymiarowanym obwodzie magnesowania lub rozbudowanym systemie chłodzenia będą występować wyraźne różnice rzeczywistych współczynników temperaturowych w porównaniu do uśrednionych charakterystyk podanych w [1, 4, 5].

5. WNIOSKI

W literaturze nie ma dostępu do współczynników poprawkowych umożliwiających obliczenie rezystancji izolacji dla temperatury odniesienia o klasach F, H i wyższych silnika.

Silniki wykonane w tej samej klasie izolacji ale o różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych mogą charakteryzować się wartościami współczynników poprawkowych odbiegających od podanych w literaturze.

W stanie zrównoważonego pola cieplnego wewnątrz konstrukcji maszyny uzyskiwane wartości współczynników temperaturowych są znacznie wyższe od uśrednionych szczególnie w zakresie wyższych temperatur powyżej 50°C.

Nie uwzględnienie wpływu wartości napięcia stałego podczas pomiaru oraz temperatury układu izolacyjnego może powodować znaczne błędy podczas określania rezystancji izolacji układu izolacyjnego.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Stan Zurek, Ahmed El-Rasheed, Matz Ohlen: Individual Temperature Correction (ITC) for Insulation Resistance Measurements, Insucon 2017 Conference, Birmingham
2. Tshiloz K., Smith A. C., Tuohy P. M., Feehally T.: Investigation of Wire Insulation for High Temperature Motor Windings, Conference: PEMD 2018, Liverpool, United Kingdom
3. Olesz M.: Wpływ drzewienia elektrycznego na prądy polaryzacyjne i depolaryzacyjne w izolacji polietylenowej, Przegląd Elektrotechniczny, s. 193-196, (2005)
4. IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery, IEEE Std 43-2000 (R2006)
5. PN-E-04700:1998, Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych. Wytuczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych
6. PN-EN 60085:2008, Izolacja elektryczna – Ocena termiczna i oznaczenia

MEASUREMENTS OF INSULATION RESISTANCE OF ELECTRIC MOTORS

The paper presents principles for insulation resistance measurements of electric motors. The temperature correction coefficients available in the literature to converting the measured resistance value into a value occurring at the reference temperature were analyzed. Occurred differences of temperature coefficients results from the insulation type, construction of the motor and winding impregnation technology.

Key-words: insulation resistance, diagnostics, exploitation.

**ODDZIAŁYWANIE ZAKŁÓCENIOWE I NIEBEZPIECZNE LINII KABLOWYCH 110 KV
NA KOLEJOWĄ INFRASTRUKTURĘ TELEKOMUNIKACYJNĄ**Adam RYNKOWSKI¹, Grzegorz MAZUREK², Piotr SZATKOWSKI³

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. tel.: 604-196-887 | e-mail: adamrynkowski.bmc@gmail.com |
| 2. Elfeko S.A.
tel.: 604-176-319 | e-mail: grzegorz.mazurek@elfeko.pl |
| 3. Elfeko S.A.
tel.: 603-303-604 | e-mail: piotr.szatkowski@elfeko.pl |

Streszczenie: Przedmiotem referatu jest ocena możliwości powstania zagrożenia zakłóceniewego i niebezpiecznego w podziemnych liniach infrastruktury kolejowej na skutek zbliżenia do linii kablowej 110 kV. Analiza dotyczy przykładowej linii kablowej 110 kV, na trasie której występuje wiele miejsc zbliżeń i krzyżowań z grupami kabli sterowniczych i telekomunikacyjnych. W zakres prac wchodzi analiza rozkładów pola magnetycznego (PM) w warunkach pracy ciągłej i zwarciowej, a także analiza oddziaływania i obliczenia sumarycznej wartości napięć (SEM) indukowanych w kolejowej infrastrukturze dla najostrejszych warunków generacji zakłóceń. Opracowanie obejmuje także wybór i obliczenia związane z zastosowaniem środków zapobiegawczych. Analiza dotyczy głównie wpływu oddziaływania magnetycznego w obwodach telekomunikacyjnych znajdujących się w odległości do 50 m, względem osi trasy linii kablowej 110 kV.

Słowa kluczowe: kable elektroenergetyczne. oddziaływanie. zakłócenia. infrastruktura kolejowa.

1. WSTĘP

Wprowadzenie pociągów dużych prędkości do polskiej sieci kolejowej spowodowało dynamiczny rozwój infrastruktury kolejowej. Istniejące linie kolejowe zaczęły podlegać gruntownej modernizacji, również w obszarze infrastruktury elektroenergetycznej. Do zasilania nowoprojektowanych podstacji trakcyjnych dość powszechnie zaczęto stosować linie wysokiego napięcia 110 kV, których trasa bardzo często przebiega równoległe do torów kolejowych – w zbliżeniu do kolejowych kabli telekomunikacyjnych i sterowniczych.

Przedmiotem referatu jest ocena możliwości powstania zagrożenia zakłóceniewego i niebezpiecznego w podziemnych liniach infrastruktury kolejowej na skutek zbliżenia do linii kablowej 110 kV (dalej LK110), stanowiącej zasilanie Podstacji Trakcyjnej. Analiza dotyczy przykładowej trasy LK110 o długości 8,7 km, przebiegającej równoległe do linii kolejowej, z uwzględnieniem wielu miejsc zbliżeń i skrzyżowań z grupami kabli sygnalizacyjnych i telekomunikacyjnych.

2. ANALIZA ODDZIAŁYWANIA**2.1 Parametry wyjściowe**

Jako dane do analizy przyjęto kable typu XRUHAKXS 1x240RMC/50 64/110 (123) kV, ułożone w układzie trójkątnym, z obustronnym uziemieniem żył powrotnych. Prąd obciążenia długotrwałego LK110 wynosi ok. 40 A, a prądy zwarcia 1 i 3-fazowego: 13,7 kA. Maksymalny czas zwarcia: 0,5 s. Przyjęto, że odległość kabli i przewodów infrastruktury kolejowej od trasy LK110 zmienia się w szerokich granicach: od ok. 136 m do 0,3 m. Na trasie LK110 występuje pięć typów kabli telekomunikacyjnych, które mogą być poddane oddziaływaniu zakłóceniewemu (Tablica 1). Średnie odległości dla zakłócanych kabli (od K1 do K5) wynoszą odpowiednio: 2,7 m, 2,7 m, 8,3 m, 18,1 m i 10,3 m. Znane są typy kabli, natomiast nie ma informacji o sposobie połączenia i uziemienia metalowych powłok kabli telekomunikacyjnych. Na podstawie otrzymanych informacji założono, że nie są one uziemione, z wyjątkiem jednego, zbrojonego kabla w osłonie włóknistej.

Tablica 1. Grupy kabli zakłócanych i podstawowe dane wyjściowe do obliczeń

Grupa	K1	K2	K3	K4	K5
Typ grupy	2x ALTKDXp- -xFtx	TKDFtA	YAKY (0,6/1 kV) YKSY (0,6/1 kV) YKYektmy (0,6/1 kV) RE-2Y (St)	XzTKMXpw	TKDyFty
Oznaczenie	2tkdA	tkmA	eSRKD	XzTKMXpw	tsD
Powłoka + zbr.	pAl+tSt	pPb+tStA	tpwCu+tSt	tpwCu	pPb+tSt
Śr. odl. od LK [m]	2,87	2,88	8,30	18,29	10,26
Rez. ziemi [Ωm]	1083	1083	1083	1083	1083
Prąd zwarcia [kA]	13,70	13,70	13,70	13,70	13,70
Dł. zbliżenia [km]	8,70	8,70	2,50	8,70	8,70

2.2 Zakres prac i wymagania

Prace prowadzące do oceny zagrożenia zakłóceniewego obejmują analizę danych dokumentacyjnych dotyczących warunków budowy i wykonania linii kablowej 110 kV oraz określenie jej parametrów eksploatacyjnych w obszarze zbliżeń i skrzyżowań z kablami liniami telekomunikacyjnymi. Ustalenie warunków geometrycznych dotyczących lokalnych zbliżeń, przeliczenie ich na równoważny układ równoległy oraz określenie wartości prądów zwarciowych

jest niezbędnym elementem w postępowaniu obliczeniowym dotyczącym zagrożenia zakłóceniewego i niebezpiecznego w obszarze sterowniczej i telekomunikacyjnej infrastruktury linii kolejowej [2,4,6,7]. Dla oceny zagrożenia pod uwagę powinny być wzięte napięcia generowane na drodze sprężenia magnetycznych i galwanicznych oraz oddziaływania na skutek zbliżeń do obszarów rozprywu prądu zwarcia do ziemi (konduktancyjne).

W zakres prac wchodzi analiza rozkładów pola magnetycznego (PM) w warunkach pracy ciągłej i zwarciowej, a także analiza oddziaływania i obliczenia sumarycznej wartości napięć (SEM) indukowanych w liniowej infrastrukturze telekomunikacyjnej dla najostrożniejszych warunków generacji zakłóceń. Analiza obejmuje również wybór i obliczenia związane z zastosowaniem środków zapobiegawczych oddziaływaniom zakłóceniewym i niebezpiecznym. Analiza dotyczy głównie wpływu oddziaływania magnetycznego rozpatrywanego w obwodach telekomunikacyjnych znajdujących się w odległości do 50 m, względem osi trasy linii kablowej 110 kV.

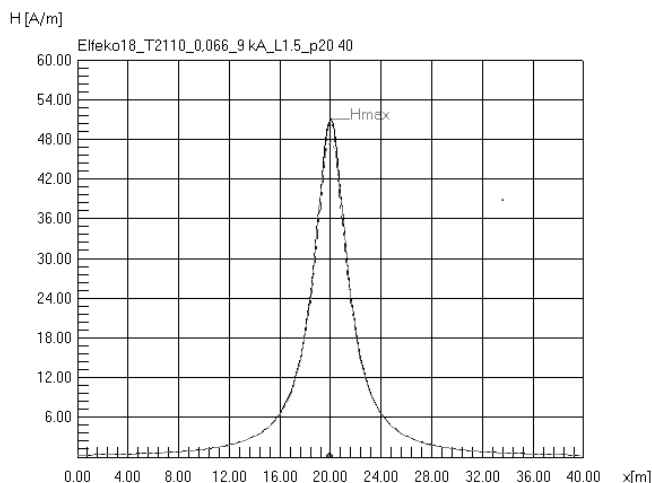
Zgodnie z wymaganiami (PN-IEC 60364) i ewentualnymi zagrożeniami porażeniowymi przyjęto, że sumaryczna wartość napięcia indukowanego w liniach telekomunikacyjnych (SEM) nie powinna przekroczyć 65 V w pracy ciągłej oraz 200 V podczas krótkotrwałego (tz ≤ 0,5 s) 1-fazowego zwarcia z ziemią. Wartość dopuszczalnego napięcia konduktancyjnego określono na poziomie 4 kV. Pod uwagę wzięto też wartości napięć probierczych przypisanych poszczególnym rodzajom kabli. Napięcia dopuszczalne dla kabli z uwagi na wytrzymałość elektryczną nie powinny przekroczyć 1200 V. Wymagania te, przytoczono z literatury przedmiotowej oraz wymagań VDE [2].

Obliczenia i analiza indukowanej wartości sumarycznej SEM poprzedzone zostały określeniem podstawowych parametrów linii kablowej, koniecznych do obliczenia współczynnika redukcyjnego linii z uwagi na proponowane zastosowanie kabli jednożyłowych typu XRUHAKXS 64/110 kV z żyłami powrotnymi o przekroju 50 mm². Obliczenia i określenia podstawowych parametrów linii wyznaczano wykorzystując metody związane z obwodami o składowych symetrycznych oraz z pojęciem obwodu ziemnopowrotnego [6]. Korzystano też z danych podanych w specyfikacji technicznej kabla 110 kV. Wyniki tych obliczeń porównywano z wynikami obliczeń uproszczonych, często stosowanych w praktyce. Pod uwagę brano wpływ systemu uziemieniowego znajdującego się w obszarze zbliżenia i oddziaływania.

Biorąc pod uwagę parametry elektryczne linii kablowej oraz założenia uzupełniające wykonano obliczenia sieciowe, na podstawie których obliczono prądy zwarciove decydujące o wartości indukowanych napięć wzdłuż całej linii ze zbliżeniami i skrzyżowaniami. Na podstawie obliczeń sieciowych określono przewidywane zmiany 1-fazowego prądu zwarciowego o wartości początkowej 13,7 kA i czasie zwarcia 0,5 s.

Na podstawie obliczeń rozkładów PM (rys.1.) stwierdzono, że wartość maksymalna natężenia pola magnetycznego na powierzchni ziemi, dla 1,5 m głębokości ułożenia linii, nie przekracza 60 A/m, a szerokość pasa oddziaływania pola o wartości większej od 3 A/m zamyka się w granicach 20 – 50 m. Obliczenia szerokości pasa oddziaływania pola magnetycznego były jedną z podstaw do

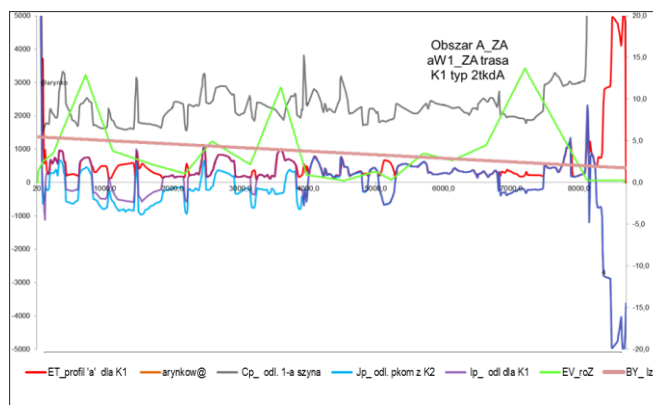
określenia zakresu odległości kabli telekomunikacyjnych branych pod uwagę w obliczeniach napięć zakłóceniewych.



Rys. 1. Rozkład natężenia pola magnetycznego na powierzchni ziemi, nad trasą 1-torowej linii kablowej 110 kV, podczas zwarcia 1-fazowego (1,5 m, 9,05 kA, T2)

Przeprowadzona analiza i szacunkowe obliczenia prądów uziomowych i napięć wywołanych oddziaływaniem konduktancyjnym pozwoliły na stwierdzenie, że odległość kabli telekomunikacyjnych i przewodów od miejsca uziemienia na końcach LK110, a więc w Głównym Punkcie Zasilającym i Podstacji Trakcyjnej jest wystarczająco duża, aby oddziaływanie prądu zwarcia płynącego do ziemi można uznać za bezpieczne.

W celu obliczenia napięć zakłóceniewych, generowanych w kablach infrastruktury kolejowej, określano długość zbliżenia d i wyznaczano odległości a1 i a2 dla każdego [3,4] kilku metrowego odcinka zbliżenia, będącego częścią całego zbliżenia trasy linii kablowej do określonego kabla telekomunikacyjnego. Odległości te zostały przeliczone na równoległe odległości równoważne 'a' (Rys. 2.). W dalszych obliczeniach przyjęto odcinki d o długości 5 m i 10 m. Przestrzegano zasady, aby iloraz odległości a1 i a2 był większy od 0,3 i mniejszy od 3. Dla każdej odległości równoważnej obliczano indukcyjność (reaktancję) wzajemną między obwodami ziemnopowrotnymi.



Rys. 2. Zmiany odległości kabla telekomunikacyjnego K1, przewodu kompensacyjnego z K2 i 1-ej szyny linii kolejowej od trasy LK110 kV. Na wykresie uwidoczniono zmiany rezystywności ziemi roZ w obszarze trasy linii kablowej 110 kV, a także przebieg zmian 1-fazowego prądu zwarciowego Iz1 w kierunku PT

Obliczenia wykonano dla rezystywności elektrycznej ziemi równej 50, 200 i 500 Ωm. Do obliczeń wynikowych

brano pod uwagę rezystywność 100 Ω m. Ostateczne przeliczenia wykonano dla pomierzonej rezystywności ziemi w obszarze trasy i zbliżeń, o średniej wartości 1083 Ω m. Różnice w oddziaływaniu, napięciu indukowanym, w zależności od rezystywności elektrycznej ziemi w zakresie 50 – 1083 Ω m dochodzą do rzędu 20 %.

2.3 Obliczenie SEM i współczynników redukcyjnych

Określenie indukowanego napięcia (SEM) w żyłach narażanych kabli wykonano początkowo dla symetrycznego obciążenia żył roboczych kabla XRUHAKXS 64/110 kV z żyłami powrotnymi 50 mm² tzn. dla obciążenia długotrwałego w zakresie 32 – 400 A oraz dla obciążenia 3-fazowym prądem zwarciovym o wartości 13,7 kA. Następne obliczenia dotyczyły przede wszystkim, wpływu 1-fazowego prądu zwarciovego o wartości 13,7 kA przy założeniu maksymalnej długości oddziaływania tzn. przy założeniu, że zwarcie wystąpi na końcu linii kablowej, w podstacji trakcyjnej. Może to być mało prawdopodobne, ale możliwe. W założonym przypadku indukowana SEM będzie największa. Natomiast zwarcia w każdym punkcie trasy, odległym od końca LK110, skutkować będą zawsze mniejszą wartością napięć zakłóceń w kolejowej infrastrukturze sygnalizacyjno - telekomunikacyjnej.

Obliczenie SEM dla przedmiotowych obiektów polegało na tym, że obliczone wartości jednostkowe sem na poszczególnych odległościach równoważnych sumowano i określano wartość indukowanego napięcia na całej długości zbliżenia, dla każdego wyspecyfikowanego kabla czy przewodu, bez uwzględniania elementów redukcyjnych (rk0). Wartość tego napięcia wyznaczano również dla sumarycznego współczynnika redukcyjnego wynikającego z oddziaływania redukcyjnego systemu uziemiającego występującego przedmiotowo w zbliżeniu (rkn). W skład tego systemu wchodziła obecność żył powrotnych kabli LK110 kV, metalowa powłoka jednego z kabli telekomunikacyjnych oraz szyny 2-torowej linii kolejowej. Obliczano również redukcyjny wpływ przewodów kompensacyjnych (rkpk) dla zbliżeń wzdłuż trasy LK110. Założono np. równoległe ułożenie do trasy kabla telekomunikacyjnego dodatkowego, gołego przewodu typu AFL - 6 240 mm², na głębokości ułożenia kabla, w odległości 0,4 – 1 m od kabla. W konsekwencji optymalizacji systemu redukcyjnego przedstawiono ostatecznie inne rozwiązanie. Za wyjściowe warunki redukujące przyjęto wpływ budowy kabla 110 kV z żyłą powrotną o przekroju 50 mm² i obecność szyn kolejowych.

Wykonane obliczenia i analizy oraz proponowane zmiany pozwalają na stwierdzenie, że rozpatrywana linia kablowa 110 kV relacji Główny Punkt Zasilający – Podstacja Trakcyjna, pracując w zbliżeniu do przewodów i kablowych linii telekomunikacyjnych wzdłuż całej trasy linii kablowej i kolejowej, nie stanowi zagrożenia zakłócającego ani niebezpiecznego dla przedmiotowej infrastruktury telekomunikacyjno - sygnalizacyjnej.

Napięcia indukowane podczas pracy długotrwałej linii kablowej, w najmniej korzystnym przypadku ($L=8,7$ km, $I_{dd}=400$ A, bez rk) są mniejsze od 4,1 V, po uwzględnieniu redukcji wyjściowej są mniejsze od 0,1 V. Napięcia indukowane podczas zwarcia 3-fazowego z prądem 13,7 kA też nie stanowią zagrożenia na etapie wyjściowym. Napięcie to indukowane w kolejowej infrastrukturze telekomunikacyjnej i przewodowej na całej długości zbliżenia, w najmniej korzystnym przypadku, nie przekracza

149 V, a po uwzględnieniu redukcji wyjściowej zmniejsza się do ok. 3,5 V.

Największe zagrożenie dla przedmiotowej infrastruktury telekomunikacyjno-sygnalizacyjnej może być generowane, jak wspomniano, na skutek wystąpienia zwarcia 1-fazowego w LK110 i przepływu prądu zwarciovego na całej długości zbliżenia. W tym przypadku wstępnie obliczone wartości SEM rzędu 52 – 38 kV, zredukowane wyjściowo do poziomu rzędu 1394 – 994 V, zostały w dalszych zmianach optymalizacyjnych budowy linii LK110 zmniejszone do poziomu poniżej 200 V, co spełniało warunek braku zagrożenia dla kolejowej infrastruktury telekomunikacyjno-sygnalizacyjnej.

Jedną ze zmian było uwzględnienie zbrojonej, uziemionej ołowianej powłoki kabla telekomunikacyjnego typu TKDFtA (K2) i wykorzystanie tego faktu dla uzyskania redukcji indukowanego napięcia w samym kablu telekomunikacyjnym ($rk_2=0,28$) oraz wprowadzenia uziemionej powłoki do całego systemu redukcyjnego i tym samym do ochrony pozostałych 4 grup kabli infrastruktury kolejowej (redukcja zależna od wzajemnych odległości, średnia $rkpk_2$ ok. 0,36 - 0,23). Takie podejście pozwoliło na zmniejszenie SEM do wartości rzędu 700 – 500 V ($I_{zw}=13,7$ kA).

Pod uwagę wzięto możliwość dalszego zmniejszenia indukowanych napięć w kablach kolejowych poprzez zastosowanie redukcyjnych właściwości uziemionego przewodu ułożonego równoległe do trasy linii kablowej 110 kV. Zaprojektowanie ułożenia przewodu np. typu AFL-6 240 mm² w odległości 0,5 m od osi LK110 umożliwiło redukcję SEM poprzez wprowadzenie kolejnego współczynnika $rkpk$ rzędu 0,23 - 0,29, a więc obniżenie wartości napięć indukowanych w granicach 205 - 220 V.

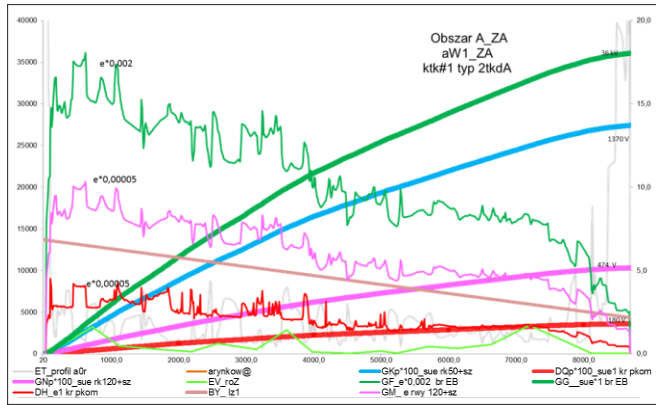
Analiza kosztów instalowania i eksploatacji dodatkowego przewodu wzdłuż trasy LK110 pozwoliła na wzięcie pod uwagę zmniejszenie kosztów budowy i eksploatacji linii poprzez zwiększenie przekroju żyły powrotnej i poprawienie właściwości redukcyjnych samych kabli 110 kV. Zwiększenie przekroju żyły powrotnej do wartości 120 mm² pozwoliło ograniczyć generowane napięcia do wartości poniżej 200 V podczas 1-fazowego zwarcia w linii. Wyniki obliczeń ujęto w Tablicy 2 i pokazano na wykresach rozkładu indukowanych napięć wzdłuż długości trasy LK110 (rys.3.).

Tablica 2. Wybrane wyniki obliczeń SEM [V] indukowanych w kablach infrastruktury kolejowej podczas 1-fazowego zwarcia w LK110

Żyła powrotna	-	-	$S_{zp}=50$ [mm ²]	$S_{zp}=50$ [mm ²]	$S_{zp}=120$ [mm ²]	$S_{zp}=120$ [mm ²]
Prąd zwarcia	$I_z=13,7$ kA	$I_z=f(L)$	$I_z=f(L)$	$I_z=f(L)$	$I_z=f(L)$	$I_z=f(L)$
Grupa	SEM rk0 [V]	SEM rk0 [V]	SEM rk0w [V]	SEM rkn [V]	SEM rk0w [V]	SEM rkn [V]
K1	52550	36700	1395	474	524	180
K2	52210	36015	1369	383	515	144
K3	12700	12200	463	166	175	60
K4	38120	25500	971	378	365	142
K5	42000	29700	1167	430	424	157

Końcowe obliczenia wykonano z uwzględnieniem zwiększonego przekroju żyły powrotnej kabla oraz faktu zmniejszania się wartości prądu zwarciovego wraz z odległością od GPZ do PT. Założono też, że zwarcie wystąpi w PT i indukowanie napięć będzie następowało na całej długości zbliżenia każdego z przewodów i kabli przedmiotowej infrastruktury kolejowej.

Dla oddania rzeczywistego charakteru zbliżeń całą długość trasy LK110 podzielono na odcinki obliczeniowe o długości 5 m oraz 10 m. Dla tych odcinków obliczono odległość równoważną 'a' dla zakłócanego odcinka kabla lub przewodu. Uwzględnienie zmiany prądu zwarciego (o średniej wartości rzędu 9,03 kA) spowodowało zmniejszenie sumarycznej SEM do wartości rzędu 180 – 131 V (bez przewodu kompensacyjnego AFL).



Rys. 3. Jednostkowe e i sumaryczne sue zmiany SEM indukowanego [V] w metalowych żyłach kabla telekomunikacyjnego typu ALTKDXpxFtx w różnych warunkach redukcyjnych, podczas przepływu w LK110 1-fazowego prądu zwarciego o wartości początkowej 13,7 kA. Kolor czerwony dotyczy zmian SEM do projektu końcowego

Na rysunku 3. przytoczono wykres dla kabla (K1) dla którego, w każdych warunkach analizy, indukowało się największe napięcie. Na wykresach przedstawiono zmiany SEM jednostkowego e (wykresy GF_, GM_, DH) oraz zmiany SEM sumarycznego sue (GG, GK, GN i DQ) dla warunków bez systemów redukcyjnych (GG i GF) oraz warunków wyjściowych ($S_{zp} = 50 \text{ mm}^2$, szyny) i końcowych oznaczonych kolorem czerwonym ($S_{zp} = 120 \text{ mm}^2$, szyny, kompensacja powłoką kabla nr 2). Dodatkowo na wykresie przedstawiono zmiany odległości (ET_profil) przedmiotowego kabla (K1) od osi trasy linii kablowej 110 kV oraz zmiany rezystywności elektrycznej ziemi roZ [Ωm] (EV_) i zmiany 1-fazowego prądu zwarciego Iz1 [kA] (BY_) płynącego w kablu pod czas zwarcia w Podstacji Trakcyjnej. Literka p przy symbolu obliczeniowym oznacza odczyt wartości z prawej skali wg odpowiadających jednostek pomiarowych.

3. WNIOSKI KOŃCOWE

Proces projektowy budowy linii kablowej 110 kV, w warunkach zbliżenia i możliwych generacji napięć zakłóceń oraz niebezpiecznych w kablach i przewodach przedmiotowej infrastruktury kolejowej, może prowadzić do optymalnego rozwiązania. Wskazane w niniejszym opracowaniu rozwiązanie projektowe zapewnia, że napięcie generowane w przewodach metalowych infrastruktury kolejowej nie przekroczy 180 V podczas 1-fazowego zwarcia w Podstacji Trakcyjnej. Warunek ten był najtrudniejszy do osiągnięcia, ale tym samym zapewnia on, że inne warunki z uwagi na oddziaływanie na izolację kabli oraz na bezpieczeństwo obsługi też zostają spełnione. Dotyczy to zarówno warunków podczas pracy długotrwałej linii kablowej LK110 oraz warunków podczas 1-fazowego lub 3-fazowego zwarcia.

Napięcia indukowane w pozostałych kablach podczas przepływu prądu zwarciego o wartości początkowej 13,7 kA zostały zmniejszone do rzędu odpowiednio: 144 V (K2), 60,4 V (K3), 142 V (K4) oraz 157 V (K5), co potwierdza brak zagrożenia dla wszystkich przewodów i kabli telekomunikacyjnej infrastruktury kolejowej pracujących w zbliżeniu do rozpatrywanej linii kablowej 110 kV.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Dawalibi F. P., Southey R. Da.: Analysis of electrical interference from power lines to gas pipelines, Part 1 Computation methods, Part 2 Parametric analysis; IEEE Trans. Power Del., vol. 4, vol 5, 1989, 1990.
2. Heinhold L.: Kabel und Leitungen für Starkstrom, Teil 1, Siemens AG, 1987.
3. Sibila J.: Ograniczenie oddziaływania prądu przemiennego na gazociąg ułożony równolegle do linii WN 400 i 220 kV, Materiały XII Konferencja "Pomiary w ochronie elektrochemicznej", Jurata, 2012.
4. Vakilian M.: A method for evaluation and mitigation of AC Induced Voltage on buried Gas Pipelines, Scientica Iranica Vol.9, No.4, 2002.
5. Wytyczne techniczne projektowania zabezpieczeń kabli telekomunikacyjnych układanych w pobliżu linii elektroenergetycznych, Energoprojekt Poznań, 1975.
6. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT, 2009.
7. Rynkowski A.: Zagrożenia i sposoby ograniczenia zakłóceń od linii kablowych WN, Materiały konferencyjne 48 KRGE, Łochów, 2014.

INTERFERENCE OF RAILWAY TELECOMMUNICATIONS INFRASTRUCTURE CAUSED BY 110 KV POWER CABLE LINES

The present work investigates the possibility of interference in underground railway infrastructure lines that are run parallel to 110 kV power cable lines. The analysis concerns an exemplary 110 kV cable line which runs in close proximity and crosses many times a groups of control and telecommunication cables. The scope of work includes the analysis of magnetic field (MF) distributions in steady state and short-circuit conditions, as well as the analysis of interference and calculation of the induced voltages in telecommunications infrastructure for the worst case. The analysis also includes the calculation to prevent interference effects. The analysis concerns mainly the telecommunications underground cables located up to 50 m away from the 110 kV cable line axis.

Keywords: power cables. interference. railway infrastructure lines.

ZASTOSOWANIE WKŁADEK TOPIKOWYCH O CHARAKTERYSTYCE SZYBKIEJ I BARDZO SZYBKIEJ W OBWODACH LINII NAPOWIETRZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA**Mirosław SCHWANN**KENTIA Firma Konsultingowa, Wejherowo
tel.: 605 432 907 e-mail: miroslaw.schwann@kentia.pl

Streszczenie: Pomiary eksploatacyjne wykazują w niektórych obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia nieskuteczną ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym. Powszechnie stosowane i sprawdzone metody na jej poprawę wymagają nakładów inwestycyjnych i czasu niezbędnego na ich realizację. Niekiedy w tych obwodach zastępuje się wkładki topikowe o charakterystyce gG na wkładki o charakterystyce szybkiej gF, o ile analiza wykaże, że samoczynne wyłączenie zasilania nastąpi w wymaganym przepisami czasie. W artykule zaproponowano zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce bardzo szybkiej (aR, gR, gS), stosowanych m.in. jako wkładki topikowe serwisowe oraz wykorzystywane do poprawy bezpieczeństwa przy wykonywaniu prac pod napięciem. Proponowane rozwiązanie będzie jako tymczasowe do czasu realizacji rozwiązań wymagających nakładów inwestycyjnych.

Słowa kluczowe: linie napowietrzne niskiego napięcia, ochrona przeciwporażeniowa, samoczynne wyłączenie zasilania, wkładki topikowe o charakterystyce szybkiej, wkładki topikowe o charakterystyce bardzo szybkiej.

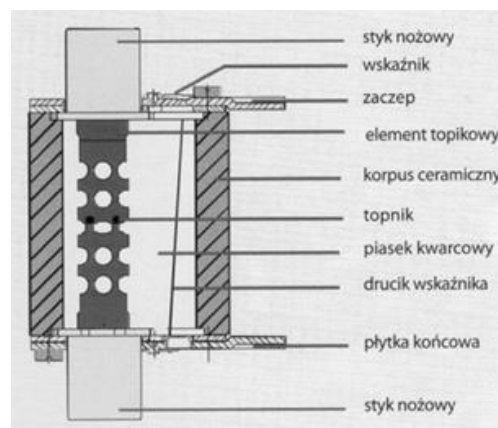
1. WSTĘP

Bezpieczniki są najstarszymi zabezpieczeniami stosowanymi powszechnie w urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych. Zabezpieczają przed przetężeniami, a przede wszystkim przed skutkami zwarć, ze względu na fakt, że ich przydatność jako zabezpieczeń przeciążeniowych jest dość ograniczona [1, 2].

Bezpieczniki, a dokładniej bezpieczniki topikowe, to aparaty, które wskutek przetopienia jednego lub więcej specjalnie skonstruowanych i dobranych topików przerywają obwód, w którym są umieszczone, wyłączając prąd, kiedy przekracza on określoną wartość w wystarczająco długim czasie. Bezpiecznikiem topikowym jest zestaw części tworzących kompletny aparat. Natomiast wkładka topikowa to część bezpiecznika zawierająca topik lub topiki, przeznaczona do wymiany po zadziałaniu bezpiecznika [3, 4]. Budowa wkładki topikowej niskiego napięcia została przedstawiona na rys. 1.

W obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia od wielu lat powszechnie stosowane są wkładki topikowe przemysłowe o wielkościach wymiarowych WT-00, WT-1 i WT-2. Najczęściej są to wkładki o pełzakresowej zdolności wyłączenia i ogólnego przeznaczenia często opisywane jako wkładki topikowe o charakterystyce gG [5].

W tych obwodach, gdzie pomiary eksploatacyjne wykazały nieskuteczną ochronę przeciwporażeniową (napięcia dotykowe przekraczają wartości dopuszczalne i nie można uzyskać samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie) od wielu lat w Polsce dość odważnie sięga się po wkładki topikowe o pełzakresowej zdolności wyłączenia i charakterystyce szybkiej często opisywane jako wkładki topikowe o charakterystyce gF [5].



Rys. 1. Budowa wkładki topikowej mocy niskiego napięcia [6, 7]

Są jednak takie obwody linii napowietrznej, gdzie zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce gF jest niewystarczające, aby wykazać skuteczne działanie ochrony przeciwporażeniowej. Konieczne wówczas jest zmniejszenie impedancji pętli zwarcia poprzez inwestycje wymagające nakładów, które wymagają pewnych przygotowań i przede wszystkim czasu na ich realizację.

Jako tymczasowe rozwiązanie, alternatywne do czasu zaplanowania i realizacji inwestycji, można przyjąć stosowanie wkładek topikowych o niepełno- i pełzakresowych zdolnościach wyłączenia i charakterystykach bardzo szybkich (niekiedy w literaturze opisywanych jako wkładki topikowe o charakterystykach ultraszybkich), dla tych obwodów, dla których możliwe będzie wykazanie skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej. Do tej pory wkładki topikowe o charakterystykach bardzo szybkich (aR, gR i gS) były stosowane powszechnie do zabezpieczania półprzewodników (obwodów zasilających urządzenia

półprzewodnikowe) i do specjalnego zastosowań [8, 9, 10, 11]. W ostatnich latach producenci i dostawcy ww. wkładek wskazali ich nowe zastosowanie – jako wkładki topikowe serwisowe [12, 13, 14, 15], w szczególności do ograniczania ryzyka związanego z zagrożeniem wystąpienia prądu zwarciowego w strefie prac pod napięciem (PPN) wykonywanych przy urządzeniach rozdzielczych i kablowych niskiego napięcia (nn).

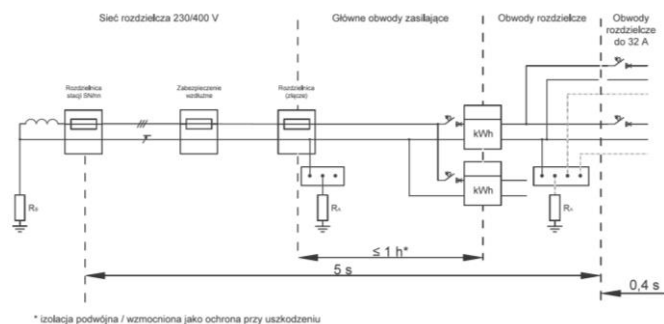
2. WYMAGANIA NORMATYWNE W ZAKRESIE OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ W LINIACH NAPOWIETRZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

Układ TN powinien być jedynym układem stosowanym w publicznych sieciach rozdzielczych. Należy też preferować ten układ w instalacjach odbiorczych, chyba że są szczególne powody uzasadniające inny wybór (TT, a wyjątkowo IT).

W układzie TN najpowszechniej stosowanym środkiem ochrony przeciwporażeniowej dodatkowej (ochrony przy uszkodzeniu) jest samoczynne wyłączenie zasilania. Ogół wymagań dla instalacji w układzie TN o napięciu 230/400 V przedstawiono w tablicy 1. i na rys. 2.

Tablica 1. Zestawienie wymagań odnośnie do czasu samoczynnego wyłączenia zasilania w trójfazowych instalacjach prądu przemiennego o napięciu 230/400 V w układzie TN [4, 16, 17]

Rodzaj obwodu	Układ TN
Obwody odbiorcze o prądzie znamionowym $I_n \leq 32$ A	0,4 s
Obwody odbiorcze o prądzie znamionowym: - $I_n = 32$ A zasilające tylko podłącz. na stałe urz. elekt. - $I_n = 63$ A zasilające co najmn. jedno gniaz. wtyk.	5 s
Obwody rozdzielcze o dowolnym prądzie znam.	5 s
Obwody sieci rozdzielczej zasilające instalację oraz główny obwód zasilający budynku w wykonaniu o izolacji podwójnej lub wzmocnionej	Samoczynne wyłączenie przez poprzedzający bezpiecznik o prądzie znamionowym I_{nf} Prąd wyłączający: $1,6I_{nf}$ – norma [4], $2I_{nf}$ – norma [17]
Obwody, w których nie sposób uzyskać samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie	Miejscowe połączenia wyrównawcze ochronne ograniczające długostrwałymi utrzymujące się napięcie dotykowe na poziomie dopuszczalnym długostrwałymi

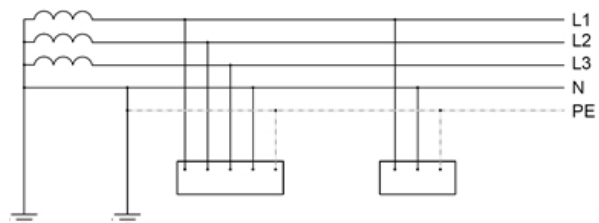


Rys. 2. Wymagany czas samoczynnego wyłączenia zasilania w instalacjach odbiorczych prądu przemiennego o napięciu 230/400 V w układzie TN

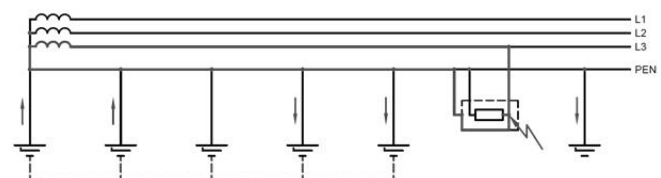
W układzie TN najmniejszy czas samoczynnego wyłączenia zasilania, nie dłuższy niż 0,4 s, wymagany jest w obwodach odbiorczych o prądzie znamionowym nie większym niż 32 A. Czas nie dłuższy niż 5 s dopuszcza się w obwodach odbiorczych, o prądzie znamionowym 32 A, zasilających tylko podłączone na stałe urządzenia elektryczne oraz w obwodach odbiorczych o prądzie znamionowym 63 A zasilające co najmniej jedno gniazdo wtykowe. Taki sam czas samoczynnego wyłączenia zasilania jest dozwolony w obwodach sieci rozdzielczych nn, w tym obwodach linii napowietrznych. Czas znacznie większy, nie dłuższy niż 1 godzina, dopuszczają normy w obwodzie głównym zasilającym budynek, łącznie z pierwszą rozdzielnicą, jeżeli mają one wykonanie równoważne izolacji podwójnej lub wzmocnionej (przewody kablukowe lub kable), a zwarcie doziemne zostanie wyłączone przez zabezpieczenie poprzedzające w sieci rozdzielczej.

3. STOSOWANIE WKŁADEK TOPIKOWYCH DO ZABEZPIECZANIA LINII NAPOWIETRZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

Sieci rozdzielcze niskiego napięcia eksploatowane w Polsce, w tym linie napowietrzne, są w większości w układzie TN-C (rys. 3). W poprawnie wykonanym układzie TN-C, z wielokrotnym uziemieniem przewodów ochronno-neutralnych (PEN), tylko znikoma część prądu zwarcia L-PEN (nawet mniej niż 1%) wraca do źródła poprzez uziemienia i ziemię (rys. 4) W takich przypadkach impedancja pętli zwarcia doziemnego L-PEN, w następstwie uszkodzenia izolacji podstawowej, jest w zasadzie w całości złożona z impedancji przewodów linii napowietrznych. Dzięki temu, że prąd przy takim zwarciu jest duży i wynosi od 50 do 60% prądu zwarcia trójfazowego, do samoczynnego wyłączenia zasilania wystarczają zabezpieczenia nadprądowe: wyłączniki nadprądowe lub bezpieczniki, przy czym w liniach napowietrznych niskiego napięcia w Polsce powszechnie stosuje się jedynie bezpieczniki - jako samodzielne aparaty w podstawach bezpiecznikowych lub w rozłącznikach izolacyjnych z bezpiecznikami albo w rozłącznikach bezpiecznikowych. Zabezpieczenia te i tak są wymagane w każdym obwodzie w celu ograniczenia cieplnych i elektrodynamicznych skutków zwarć. Tak więc rozszerzenie ich funkcjonalności, bez wzrostu dodatkowych kosztów, dla celów ochrony przeciwporażeniowej, jest jak najbardziej pożądane [18, 19].



Rys. 3. Sieć rozdzielcza niskiego napięcia w układzie TN-C i sieć odbiorcza w układzie TN-C-S



Rys. 4. Pętla zwarcia L-PEN w układzie TN-C w całości złożona z przewodów linii napowietrznej

4. POPRAWA DZIAŁANIA OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ W LINIACH NAPONOWYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

Pomiary eksploatacyjne wynikające z Prawa budowlanego [21], w szczególności z Art. 62 ust. 1 pkt 2, wykonywane cyklicznie przez służby eksploatacyjne operatora sieci rozdzielczych, m.in. w celu sprawdzenia skuteczności działania środków ochrony przed porażeniem, niekiedy wykazują nieskuteczne działanie tej ochrony, w szczególności w długich, przekraczających 500 m, a nawet i 1000 m, obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia.

Ze względu na fakt, że w układzie TN-C impedancja pętli zwarcia doziemnego L-PEN, w następstwie uszkodzenia izolacji podstawowej, jest w całości złożona z impedancji przewodów linii napowietrznych poprawa skuteczności działania ochrony przeciwporażeniowej sprowadza się do dwóch metod.

Pierwsza metoda polega na zmniejszeniu impedancji pętli zwarcia doziemnego L-PEN poprzez:

- wymianę istniejących przewodów obwodu linii napowietrznej niskiego napięcia na przewody o większym przekroju;
- skrócenie istniejących obwodów linii napowietrznej niskiego napięcia poprzez zmianę topologii sieci;
- montaż dodatkowego obwodu niskiego napięcia, poprzez podwieszenie go na istniejących konstrukcjach wsporczych) i przyłączenie do niego niektórych odbiorców.

Wszystkie trzy sposoby pierwszej metody wymagają nakładów inwestycyjnych, które muszą się pojawić w planie inwestycyjnym. W wielu przypadkach konieczne jest wykonanie i uzgodnienie dokumentacji projektowej, a co najmniej wytycznych, jako dokumentacji uproszczonej. Wykonanie tych czynności powoduje przesunięcie w czasie działań zmierzających do poprawy skuteczności działania ochrony przeciwporażeniowej, na co, biorąc pod uwagę odpowiedzialność za bezpieczeństwo, nie może sobie pozwolić operator sieci rozdzielczych.

Druga metoda polega na wymianie zabezpieczenia nadprądowego na inne o lepszych parametrach. W praktyce, zgodnie z zaleceniami operatorów sieci rozdzielczych, najczęściej wykonuje się [20]:

- montaż i przyłączenie zabezpieczenia wzdłużnego w obwodzie linii napowietrznej nn, najczęściej jako rozłącznika izolacyjnego bezpiecznikowego montowanego na słupie;
- wymianę bezpiecznika na inny, o szybszej charakterystyce czasowo-prądowej, w rozdzielni zasilającej obwód linii napowietrznej nn lub w zabezpieczeniu wzdłużnym.

Oba sposoby drugiej metody mogą być w zasadzie wykonane natychmiast bezpośrednio po ocenie wyników pomiarów przez osoby dozoru operatora sieci rozdzielczych i nie wymagają zarówno dokumentacji projektowej jak i sporych nakładów inwestycyjnych.

Do zabezpieczania obwodów linii napowietrznych nn, przed przepływem nadmiernego prądu wywołanego przeciążeniem lub zwarcie, stosuje się powszechnie wkładki topikowe o zakresie wyłączenia i kategorii użytkowania gG (zwanej często wkładką topikową o charakterystyce gG), czyli wkładkę topikową o pełnozakresowej zdolności wyłączenia („g”) i ogólnego przeznaczenia („G”) [4]. Wkładki o charakterystyce gG powinny być wykonane i przebadane na zgodność

z następującymi normami: PN EN 60269-1:2010 +A1:2012 +A2:2015-02 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 1: Wymagania ogólne [4] i PN-EN 60269-2:2014-06 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące bezpieczników przeznaczonych do wymiany przez osoby wykwalifikowane (bezpieczniki głównie do stosowania w przemyśle) - Przykłady znormalizowanych systemów bezpiecznikowych od A do K [22].

W przypadku braku ochrony przeciwporażeniowej dla obwodu linii napowietrznej nn zabezpieczonego wkładką topikową o charakterystyce gG operatorzy sieci rozdzielczych zalecają zastąpienie jej wkładką o charakterystyce gF i powtórne dokonanie oceny ochrony przeciwporażeniowej w przedmiotowym obwodzie [20]. Wkładki topikowe o charakterystyce gF to obecnie nieznormalizowane wkładki topikowe o pełnozakresowej zdolności wyłączenia („g”) i o charakterystyce szybkiej („F”) [4, 22].

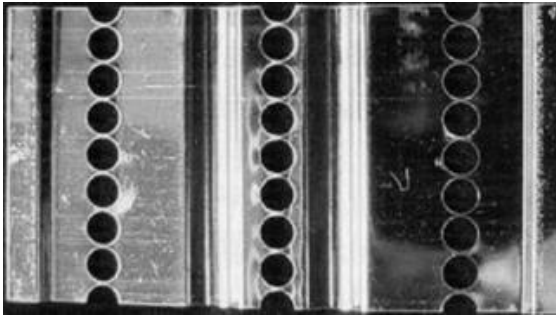
Są jednak takie obwody linii napowietrznych nn, w szczególności o długości powyżej 1000 m, których w polskich sieciach rozdzielczych jest jeszcze prawie 65 tys. [24], o napięciu na końcu obwodu poniżej $U_{zn} - 20\%$, gdzie wymiana wkładki topikowej o charakterystyce gG na wkładkę o charakterystyce gF nie spowoduje, że obwód ten będzie posiadał wymaganą przepisami ochronę przeciwporażeniową.

5. POPRAWA DZIAŁANIA OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ W LINIACH NAPONOWYCH POPRZEZ ZASTOSOWANIE WKŁADEK TOPIKOWYCH O CHARAKTERYSTYCE BARDZO SZYBKIEJ

Kiedy diody półprzewodnikowe mocy pojawiły się po raz pierwszy na rynku w latach 50 tych XX wieku, to wraz z nimi pojawiła się potrzeba skutecznej ochrony tak wrażliwych termicznie elementów. Zgodnie ze stanem ówczesnej wiedzy, tylko bezpieczniki topikowe były aparatami odpowiednimi do tego celu. Był jednak pewien problem z dopasowaniem charakterystyki topnienia topika do obciążalności termicznej półprzewodników, które charakteryzuje bardzo ograniczona pojemność cieplna i ściśle określona górna temperatura złącza p-n wynosząca około 125 °C, co dopuszcza tylko niewielki margines pomiędzy temperaturą pracy i temperaturą graniczną. Zatem w konsekwencji ta skuteczna ochrona sprowadzała się do tego, że prąd przetężeniowy musi być wyłączany niezwykle szybko [1].

Aby spełnić te wymagania opracowano bardzo szybkie wkładki topikowe o topikach z przewężeniami o wyjątkowo małym przekroju (rys. 5). Ze względu na bardzo wysoką temperaturę pracy jedynym odpowiednim materiałem topikowym o wystarczającej odporności na utlenianie jest czyste srebro. Opracowanym nowym wkładkom topikowym o charakterystykach bardzo szybkich przypisano charakterystyki aR i gR [6, 7, 8, 9, 10, 25, 26].

Do tej pory te wkładki były stosowane zgodnie z ich pierwotnym przeznaczeniem, czyli były stosowane powszechnie do zabezpieczania półprzewodników (obwodów zasilających urządzenia półprzewodnikowe) i do zastosowań specjalnych.

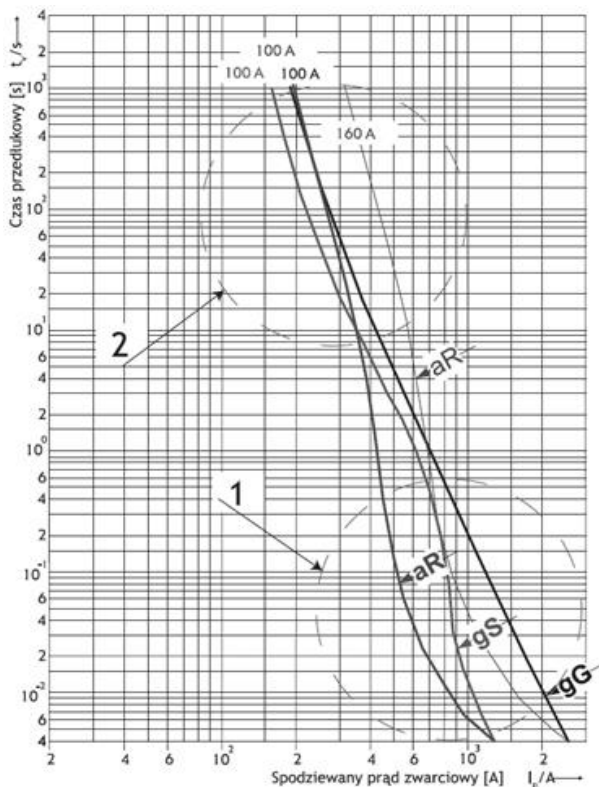


Rys. 5. Widok elementu topikowego wkładki topikowej do ochrony półprzewodników [6, 7]

W literaturze [12, 13, 14, 15] można znaleźć liczne publikacje z ostatnich lat, w których producenci i dostawcy ww. wkładek wskazali ich nowe zastosowanie – jako wkładki topikowe serwisowe, w szczególności do ograniczania ryzyka związanego z zagrożeniem wystąpienia prądu zwarciovego w strefie prac wykonywanych przy urządzeniach rozdzielczych i kablowych nn w PPN.

Producenci aparatów elektrycznych obecnie oferują wkładki topikowe o charakterystykach bardzo szybkich oraz następujących zakresach wyłączania i kategoriach użytkowania [1, 4, 26]:

- aR - wkładka topikowa o niepełnozakresowej zdolności wyłączania („a”) i charakterystyce bardzo szybkiej („R”), zwana wkładką topikową o charakterystyce aR;
- gR - wkładka topikowa o pełnozakresowej zdolności wyłączania („g”) i charakterystyce bardzo szybkiej („R”), zwana wkładką topikową o charakterystyce gR;
- gS – wkładka topikowa o pełnozakresowej zdolności wyłączania („g”) i charakterystyce bardzo szybkiej („S”), zwana wkładką topikową o charakterystyce gS.



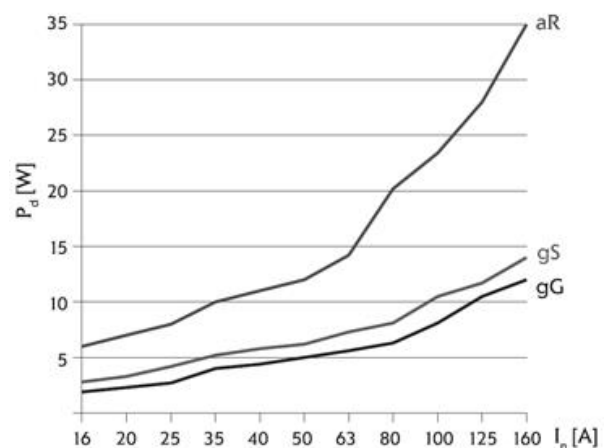
Rys. 6. Porównanie charakterystyk czasowo-prądowych wkładek topikowych o charakterystykach: gG, gS i aR [27]

Wkładka niepełnozakresowa wyłącza poprawnie prąd zawarty pomiędzy najmniejszym prądem wyłączalnym, a znamionowym prądem wyłączalnym, w przeciwieństwie do wkładki pełnozakresowej, która wyłącza wszystkie prądy powodujące przetopienie topika, aż do znamionowego prądu wyłączalnego włącznie.

Wkładka topikowa o charakterystyce gS jest to stosunkowo nowa koncepcja wkładek topikowych o zintegrowanej charakterystyce $gS = gG + aR$ (rys. 6), która została stworzona, aby wyeliminować jeden ze stopni zabezpieczeń (oszczędność miejsca w urządzeniu rozdzielczym i kosztów).

Ułatwiony został również dobór wkładek topikowych do zabezpieczeń, ponieważ zamiennikiem wkładki o charakterystyce gG jest wkładka o charakterystyce gS o tym samym prądzie znamionowym. Specjalna konstrukcja topiku tej wkładki pozwala na uzyskanie stosunkowo niskich strat w porównaniu do wkładek o charakterystyce aR (rys. 7).

Wkładki o charakterystyce aR, gR i gS powinny być wykonane i przebadane na zgodność z następującymi normami: PN-EN 60269-1:2010+A1:2012+A2:2015-02 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 1: Wymagania ogólne [4] i PN-HD 60269-4:2010+A1:2012+A2:2017-03 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 4: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania przyrządów półprzewodnikowych [28].



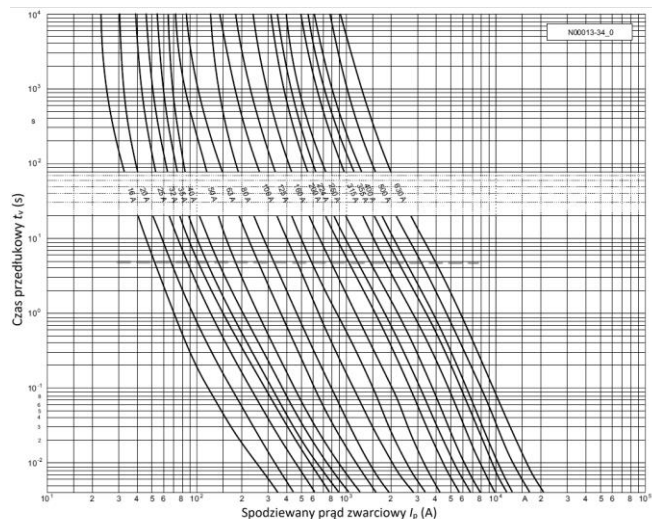
Rys. 7. Porównanie strat mocy wkładek topikowych o charakterystykach: gG, gS i aR [27]

W obwodach rozdzielczych nn, w szczególności długich obwodach linii napowietrznej, w których zastąpienie wkładek topikowych o charakterystyce gG wkładkami o charakterystyce gF, nie pozwoli na potwierdzenie skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej (w dalszym ciągu nie można uzyskać samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie) można podjąć próbę, zastosowania wkładek o charakterystyce bardzo szybkiej i sprawdzenia skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej dla tych wkładek. Z całą stanowczością należy podkreślić, że to rozwiązanie traktować trzeba jako tymczasowe, do czasu zaplanowania i realizacji inwestycji zmierzającej do zmniejszenia impedancji pętli zwarcia L-PEN, co pozwoli na powrót do stosowania wkładek topikowych o charakterystyce ogólnego przeznaczenia gG [1].

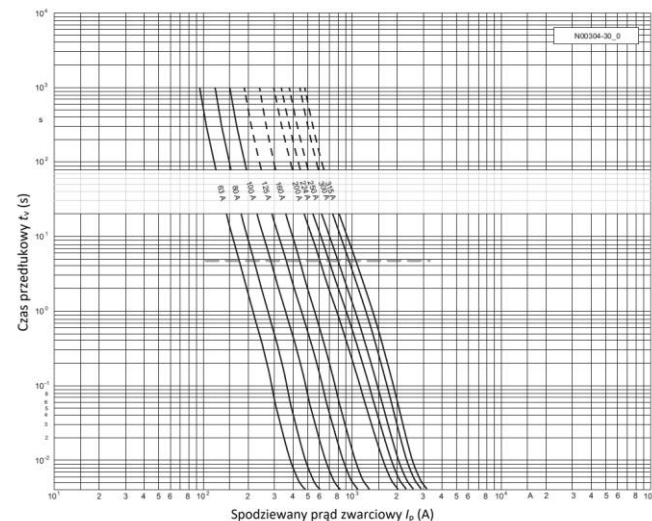
Na rys. 8 -15 przedstawiono charakterystyki czasowo-prądowe $t-I$ wkładek topikowych o charakterystykach: gG (rys. 8), gF (rys. 11-15), gR (rys. 9) i gS (rys. 10).

W charakterystykach czasowo-prądowych $t-I$, dla czasów dłuższych niż 100 ms czas przedłukowy i czas wyłączeniowy są praktycznie jednakowe. Czas łukowy musi być brany pod uwagę tylko w przypadku bardzo krótkich czasów wyłączeniowych o wartości kilku milisekund [6, 7].

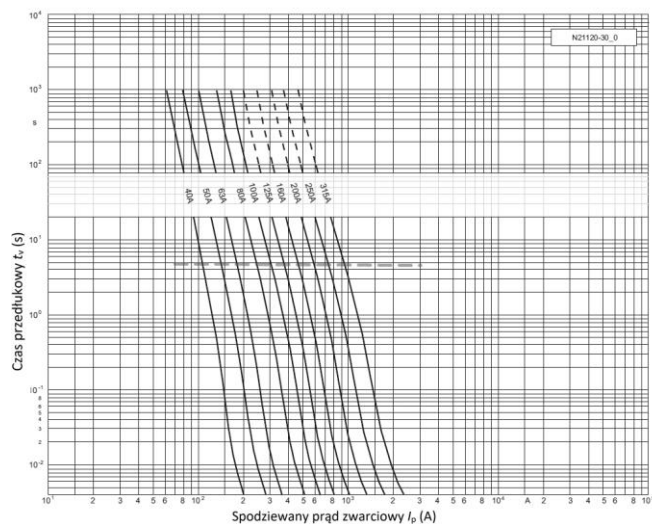
Najczęściej producenci wkładek topikowych nie wyznaczają dla nich charakterystyk pasmowych. Na kartach katalogowych podają uśrednione charakterystyki czasowo-prądowe, dopuszczając odchyłki $\pm 10\%$.



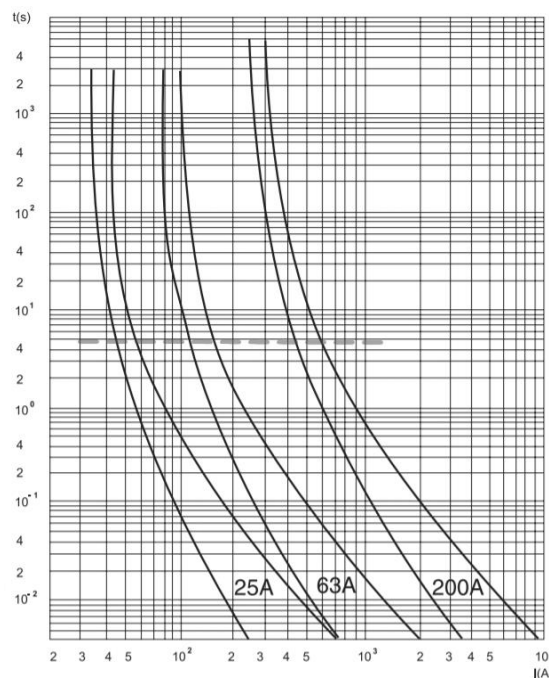
Rys. 8. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gG [25]



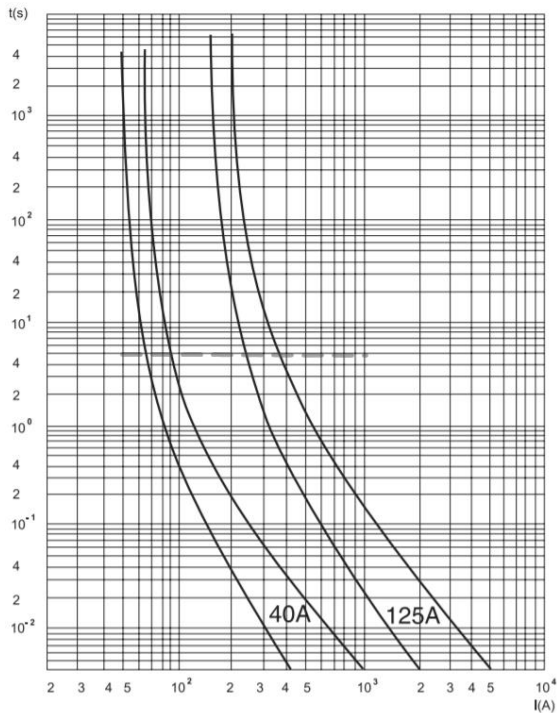
Rys. 9. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gR [26]



Rys. 10. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gS [26]

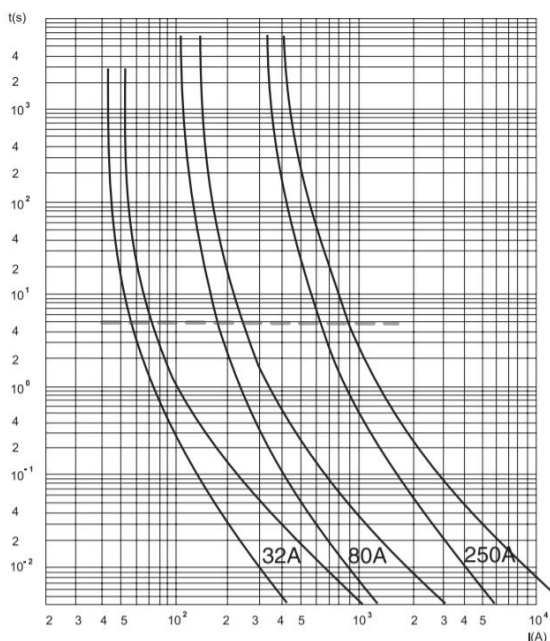


Rys. 11. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 25 A, 63 A, i 200 A o charakterystyce gF [29]

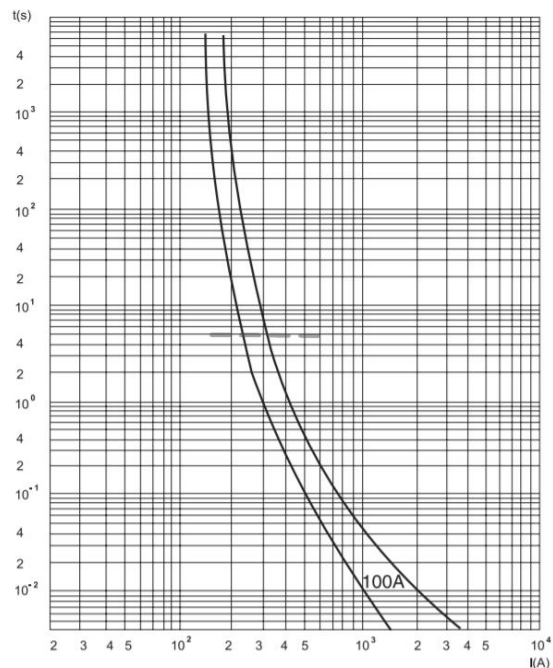


Rys. 12. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 40 A i 125 A o charakterystyce gF [29]

Przy wdrożonej kontroli jakości produkcji wkładek topikowych można spełnić ostrzejsze kryteria tolerancji nawet na poziomie $\pm 7\%$.



Rys. 13. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 32 A, 80 A i 250 A o charakterystyce gF [29]

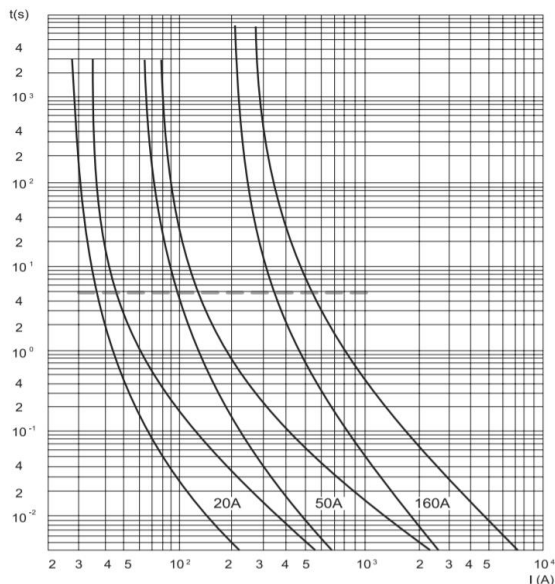


Rys. 14. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_v-I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym 100 A o charakterystyce gF [29]

Niemniej jednak, aby dokonać jednoznacznej oceny przydatności wkładek o charakterystykach bardzo szybkich do stosowania jako zabezpieczenia obwodów rozdzielczych niskiego napięcia, w szczególności długich obwodów linii napowietrznej, w których zastąpienie wkładek topikowych o charakterystyce gG wkładkami o charakterystyce gF, nie pozwoli na potwierdzenie skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej (napięcia dotykowe przekraczają wartości dopuszczalne i w dalszym ciągu nie można uzyskać samoczynnego wyłączenia zasilania w wymaganym czasie), należy wykonać szereg analiz, weryfikacji i badań.

Po pierwsze, należy wybrać wkładki topikowe, które mogą znaleźć zastosowanie do zabezpieczania obwodów linii napowietrznych nn i dla nich wyznaczyć charakterystyki czasowo-prądowe pasmowe $t-I$ (do wstępnej analizy można wyznaczyć je w oparciu o uśrednione charakterystyki z uwzględnieniem dopuszczalnej tolerancji).

Po drugie, należy sprawdzić ich selektywność działania z wkładkami topikowymi o charakterystykach gG, gF i wyłącznikami taryfowymi stosowanymi jako zabezpieczenia przedlicznikowe w szafkach licznikowych odbiorców. Również należy ocenić czy badania wkładek zgodnie z normami: PN-EN 60269-1:2010+A1:2012+A2:2015-02 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 1: Wymagania ogólne [4] i PN-HD 60269-4:2010+A1:2012+A2:2017-03 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 4: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania przyrządów półprzewodnikowych [28] będzie wystarczające. Być może konieczne będzie dodatkowe przebadanie tych wkładek zgodnie z normą PN-EN 60269-2:2014-06 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące bezpieczników przeznaczonych do wymiany przez osoby wykwalifikowane (bezpieczniki głównie do stosowania w przemyśle) - Przykłady znormalizowanych systemów bezpiecznikowych od A do K [22].



Rys. 15. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_v - I_p wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 20 A, 50 A i 160 A o charakterystyce gF [29]

Celowe wydaje się również przeprowadzenie badań w zakresie działania wkładek bardzo szybkich w obwodach rozdzielczych niskich napięć, w szczególności w tych obwodach linii napowietrznych, w których napięcia dotykowe przekraczają wartości dopuszczalne i nie można potwierdzić skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej. Wreszcie należy sporządzić wykaz wkładek topikowych o charakterystykach bardzo szybkich, w oparciu o straty mocy, dopuszczonych do instalacji w rozłącznikach izolacyjnych bezpiecznikowych [30].

6. PODSUMOWANIE

Bezpieczniki to nadal najpowszechniej stosowane w Polsce aparaty do zabezpieczania przed przetężeniami, a przede wszystkim przed skutkami zwarć w obwodach rozdzielczych niskiego napięcia.

W niektórych obwodach, w szczególności napowietrznych, zabezpieczanych wkładkami topikowymi o charakterystyce gG, a niekiedy o charakterystyce gF, pomiary wykonywane przez służby eksploatacyjne wykazują nieskuteczną ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym. Dla tych obwodów można podjąć próbę zastosowania wkładek o charakterystyce bardzo szybkiej i sprawdzenia skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej. Z całą stanowczością należy podkreślić, że to rozwiązanie traktować trzeba jako tymczasowe, do czasu zaplanowania i realizacji inwestycji zmierzającej do zmniejszenia impedancji pętli zwarcia L-PEN, co pozwoli na powrót do stosowania wkładek topikowych o charakterystyce ogólnego przeznaczenia gG.

Bez wykonania szeregu analiz, weryfikacji i badań nie da się jednoznacznie wykazać przydatności wkładek o charakterystykach bardzo szybkich do stosowania jako zabezpieczenia obwodów rozdzielczych niskiego napięcia, w szczególności długich obwodów linii napowietrznej, w których zastąpienie wkładek topikowych o charakterystyce gG wkładkami o charakterystyce gF, nie pozwoli na potwierdzenie skutecznego działania ochrony przeciwporażeniowej.

7. BIBLIOGRAFIA

- Schwann M., Poprawa ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym za pomocą szybkiego wyłączenia zasilania przy wykorzystaniu wkładek bezpiecznikowych w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia – [Materiały] XXVI Konferencja Szkoleniowo-Techniczna KABEL 2019 Elektroenergetyczne Sieci Kablowe i Napowietrzne, Janów Podlaski, 12-15.03.2019, s. 138-154
- Musiał E., Bezpieczniki w nowoczesnych układach zabezpieczeń urządzeń niskiego napięcia, W: [Materiały] Ogólnopolskie Szkolenie Techniczne „Zabezpieczenia niskonapięciowych instalacji i urządzeń elektrycznych” Poznań, październik 2001. Poznań: ENERGO-EKO-TECH. s. 1-19.
- Lipski T.: Bezpieczniki niskonapięciowe. WNT, 1968, s. 31-60.
- PN-EN 60269-1:2010+A1:2012+A2:2015-02 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 1: Wymagania ogólne.
- Kłopotki R.: Nowe bezpieczniki topikowe o charakterystyce szybkiej gF firmy ETI Polam. Elektrosystemy, Nr III/2009, s. 68-71.
- Bessei H., Bezpieczniki od A do Z. Wkładki bezpiecznikowe mocy. Podręcznik dla użytkowników wkładek bezpiecznikowych nisko- i średnionapięciowych, NH/HH-Recycling, Germany, czerwiec 2012.
- Bessei H., Power Fuses : Manual for User of Low-voltage and High-voltage Fuses, NH/HH-Recycling, Germany 2011.
- NH-Sicherungseinsätze. NH fuse-links. Katalog Jean Mueller, s. N-62 – N-65.
- Poradnik. Bezpieczniki topikowe ultraszybkie. SIBA 2011.
- Produkty elektroenergetyczne. Katalog wkładek topikowych do zabezpieczania półprzewodników i do specjalnego zastosowań. Edycja 04_2017. ETI Polam Sp. z o.o.
- The Fuse Manual. Ultra - rapid fuses. SIBA 2011.
- Kłopotki R.: Wkładki topikowe ochronne SWF silnie ograniczające. Elektrosystemy, Nr I/2012, s. 54-55.
- Kłopotki R.: Wkładki topikowe ochronne SWF firmy ETI Polam silnie ograniczające prąd zwarciovowy do prac pod napięciem. Fachowy Elektryk II/2012, s. 26-27.
- Wkładki topikowe serwisowe AC 500 V gR. Katalog Jean Mueller Polska Sp. z o.o.
- Wkładki topikowe serwisowe NH AS 500 V gR. Katalog Jean Mueller Polska Sp. z o.o.
- PN-HD 60364-4-41:2017-09+A11:2017-11 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
- Norma SEP N SEP-E-001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przed porażeniem elektrycznym. Warszawa, 2013 r.
- Musiał E., Obciążalność cieplna oraz zabezpieczenia nadprądowe przewodów i kabli, Miesięcznik SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”. 2008, nr 107, s. 3-41.
- Musiał E., Ochrona od porażań w układach IT, TT i TN. Współdziałanie dwóch różnych układów w jednej instalacji, Miesięcznik SEP INPE „Informacje o normach i przepisach elektrycznych”, marzec-kwiecień 2013 r., nr 162-163, s. 3-68

20. Behrent Z., Grzelka S., Łopat Ż., Orzechowski A., Schwann M., Wysocki K., Zasady wykonywania pomiarów w ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Gdańsku, Gdańsk, lipiec 2010.
21. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, t.j. Dz.U.2018.1202 z późniejszymi zmianami.
22. PN-EN 60269-2:2014-06 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące bezpieczników przeznaczonych do wymiany przez osoby wykwalifikowane (bezpieczniki głównie do stosowania w przemyśle) - Przykłady znormalizowanych systemów bezpiecznikowych od A do K.
23. Musiał E.: Instalacje i urządzenia elektroenergetyczne. WSiP, Warszawa 2008, s.146.
24. Ocena statystyczna stanu elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Lata 2015-2017. Etap I, ARE, Warszawa, maj 2018.
25. Niederspannungs – Hochleistungsa – Sicherungen. Katalog 2014 (Low – Voltage Fuses. Catalogue 2014) SIBA 2014.
26. Ultra – Rapid – Sicherungen (Ultra – Rapid – Fuses). SIBA 2014.
27. Kłopotcki R.: Bezpieczniki topikowe o charakterystyce gS firmy ETI Polam. Elektrosystemy, Nr I/2009, s. 42-45.
28. PN-HD 60269-4:2010+A1:2012+A2:2017-03 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 4: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania przyrządów półprzewodnikowych
29. WT – NH. Wkładki topikowe nożowe i osprzęt, podstawy bezpiecznikowe, rozłączniki bezpiecznikowe. Katalog ETI Polam. https://www.etipolam.com.pl/images/product_db/levels/pl-PL/5259_TD.pdf
30. Musiał E., Rozłączniki, czyli łączniki robocze, Automatyka – Elektryka – Zakłócenia, vol. 9, nr 2 (32) 2018, czerwiec, s. 8-9.
31. Rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 8 października 1990r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne w zakresie ochrony przeciwporażeniowej. Dz.U. Nr 81, poz. 473.
32. PN-IEC 60050-195:2001 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki - Uziemienia i ochrona przeciwporażeniowa (norma wycofana ze zbiorów PKN).
33. PN-IEC 60050-441:2003 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki – Część 441: Aparatura rozdzielcza, sterownicza i bezpieczniki.
34. PN-IEC 60050-466:2002 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki – Część 466: Elektroenergetyczne linie napowietrzne.
35. PN-IEC 60050-604:1999 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki - Wytwarzanie, przesyłanie i rozdzielanie energii elektrycznej – Eksploatacja.
36. PN-EN 61140:2016-07 Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym - Wspólne aspekty instalacji i urządzeń
37. Norma SEP N SEP-E-003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi. Warszawa, 2003 r.
38. PN-E-05100-1:1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne - Projektowanie i budowa - Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.

APPLICATION OF FUSE-LINKS WITH FAST AND ULTRA-RAPID CHARACTERISTICS IN CIRCUIT OF LOW-VOLTAGE OVERHEAD LINES

The article presents protection against electric shock by means of an automatic disconnection of supply using fuse-links in the circuits of low-voltage overhead lines.

Operational measurements show ineffective protection against electric shock in some low-voltage overhead line circuits. Commonly used and proven methods for its improvement require capital expenditures and the time necessary for the implementation.

Sometimes, in these circuits gG fuse-links are replaced with gF fast fuse-links, if the analysis shows that the quick power supply cut off will be done within the time required by the regulations. The article proposes the use of ultra-rapid fuse-links (aR, gR, gS), used, for example, as service fuse-links and to improve safety while performing works under voltage. The proposed solution will be temporary, for the time before the implementation of solutions requiring capital expenditures.

Keywords: low-voltage overhead lines, shock protection, automatic disconnection of supply, fast fuse-links, ultra-rapid fuse-links.

LABORATORYJNE BADANIE SKUTECZNEJ ODLEGŁOŚCI OCHRONNEJ OGRANICZNIKÓW PRZEPIĘĆ NISKIEGO NAPIĘCIA

Jarosław WIATER

Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny
tel.: 85 746 9979 e-mail: jaroslawwiater@we.pb.edu.pl

Streszczenie: W artykule zaprezentowano wyniki badań skutecznej odległości, dla której zapewniany jest wymagany poziom ochrony przeciwprzebieciowej urządzeń końcowych przy zastosowaniu ogranicznika przepięć typu 2. Badania przeprowadzono z wykorzystaniem wysokonapięciowego generatora prądów udarowych. Weryfikację zalecanego odstepu przeprowadzono dla trzech różnych wartości prądu udarowego (8/20 μ s) 5 kA, 11 kA, 15 kA oraz dla trzech różnych rodzajów obciążeń układu: żarówka, świetlówka, zasilacz impulsowy od komputera przenośnego. Normy [3,4] zalecają umieszczanie urządzenia końcowego w odległości do 10 metrów pomiędzy SPD a chronionym urządzeniem. Przeprowadzone badania wykazują, iż odległość proponowana w normach jest za duża i zależy od charakteru obciążenia.

Słowa kluczowe: ogranicznik przepięć (SPD), badanie, odstęp maksymalny, instalacje elektryczne niskiego napięcia (nn).

1. WSTĘP

Jednym z problemów z jakim spotykają się projektanci instalacji elektrycznych, jest pytanie kiedy należy zaprojektować kolejny stopień ochrony przepięciowej. Jest to ważne w rozbudowanych instalacjach elektrycznych nowoczesnych wielokondygnacyjnych budynków mieszkalno-biurowych lub w przypadku obiektów przemysłowych. Ustanowione nowe edycje norm z zakresu ochrony odgromowej [3] oraz instalacji elektrycznych [4] prezentują analogiczne podejście, ograniczając skuteczną odległość działania urządzeń ograniczających przepięcia (SPD) do około 10 m. Zwiększenie tej odległości jest możliwe, ale pod warunkiem spełnienia szeregu wymagań w zakresie napięciowego poziomu ochrony SPD oraz odporności udarowej chronionego urządzenia. W niektórych przypadkach wymagana jest również analiza zagrożenia przepięciami indukowanymi.

W artykule przedstawiono i porównano wymagania w zakresie konieczności stosowania kolejnych stopni SPD z aktualnych edycji norm [3,4]. Poddano weryfikacji laboratoryjnej skuteczność ochrony przeciwprzebieciowej urządzeń końcowych chronionych SPD umieszczonym w wymaganej normą [4] odległości 10 m.

2. WYMAGANIA NORMATYWNE W ZAKRESIE ODLEGŁOŚCI OCHRONNEJ

Wymagania stosowania środków zawarte zostały w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie Warunków Technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [2]. Instalacja i urządzenia elektryczne, przy zachowaniu wymagań Polskich Norm odnoszących się do tych instalacji i urządzeń, powinny zapewniać ochronę przed przepięciami łączeniowymi i atmosferycznymi. W załączniku Z1 do rozporządzenia [2] przywołane zostały Polskie Normy, których zastosowanie pozwala na spełnienie wymagań zawartych w w/w akcie prawnym.

W przypadku budynków wyposażony w urządzenie piorunochronne informacje o doborze i stosowaniu ograniczników przepięć chroniących przed udarami powodowanymi przez przepięcia atmosferyczne, podano w normie PN-EN 62305-4 [3].

Zgodnie z zapisami normy miejsce montażu SPD powinno uwzględniać wpływ określonego źródła uszkodzeń (wyładowania piorunowe w obiekt, w linię lub w ich pobliżu) oraz możliwości odprowadzenia prądu udarowego do ziemi (możliwie najbliższej punktu wejścia linii do obiektu).

Niższy poziom zagrożenia udarowego a tym samym większe bezpieczeństwo dla urządzeń zapewnia stosowanie skoordynowanego układu SPD. Jednak niektóre urządzenia mogą zawierać wewnętrzne SPD, których właściwości mogą wpływać na wymagania koordynacyjne. W budynkach z nieskoordynowanymi SPD jest możliwe wystąpienie uszkodzeń wewnętrznych urządzeń, jeżeli SPD od strony odbiorów lub SPD w obrębie urządzenia, przeszkodzi prawidłowemu działaniu SPD na wejściu linii do obiektu.

Zgodnie z załącznikiem C do PN-EN 62305-4 [3] przyjmuje się, że urządzenie jest chronione zainstalowanym przed nim ogranicznikiem przepięć jeżeli tylko występuje odpowiednia zależność pomiędzy poziomem ochrony zapewnianym przez SPD i poziomem wytrzymałości udarowej urządzenia. Rozpatruje się przedstawione poniżej przypadki opisujące wzajemne rozmieszczenie ogranicznika przepięć i chronionego urządzenia:

- a) długość obwodu między SPD i chronionym urządzeniem jest pomijalna (SPD zainstalowany jest przy zaciskach urządzenia),
 b) długość obwodu między SPD i chronionym urządzeniem jest $L < 10\text{m}$ (SPD zainstalowany został w piętrowej tablicy rozdzielczej albo przy gniazdku wtyczkowym), wtedy rzeczywisty poziom ochrony musi zapewniać warunek:

$$U_{P/F} \leq 0,8 U_w \quad (1)$$

gdzie: $U_{P/F}$ – rzeczywisty napięciowy poziom ochrony,
 U_w – znamionowe napięcie udarowe urządzenia końcowego.

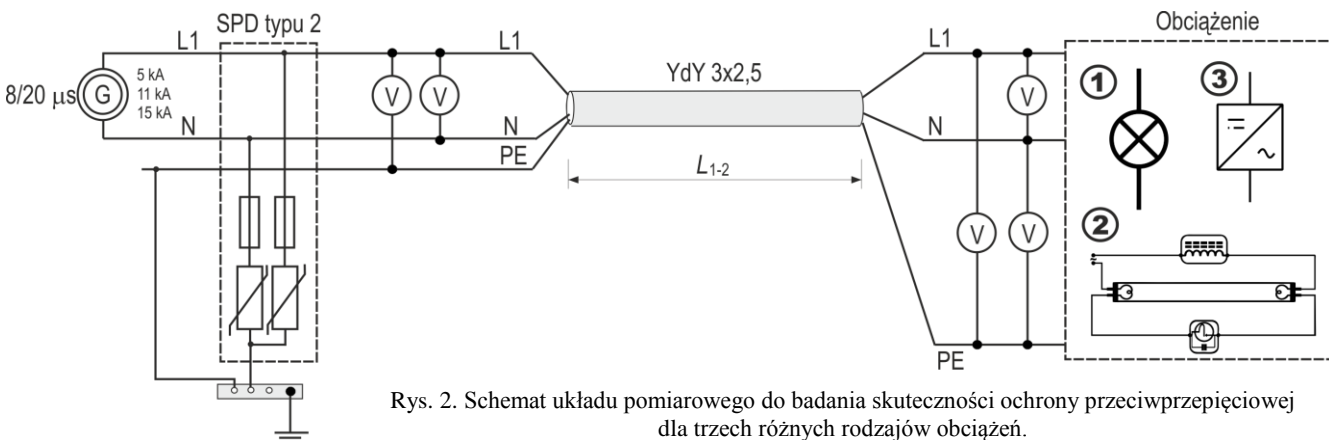
- c) długość obwodu między SPD i chronionym urządzeniem jest $L > 10\text{m}$ (SPD zainstalowany na wejściu linii do obiektu lub głównej/piętrowej tablicy rozdzielczej) to konieczne jest uwzględnienie wpływu przepięć indukowanych U_i , wtedy rzeczywisty poziom ochrony musi zapewniać warunek:

$$U_{P/F} \leq (U_w - U_i) / 2 \quad (2)$$

gdzie: U_i – napięcie indukowane.

W przypadku normy dotyczącej doboru i montażu SPD w instalacjach elektrycznych nn, nowa edycja arkusza PN-HD 60364-5-534 [4] nawiązuje do aktualnych zapisów zawartych w załączniku C do normy PN-EN 62305-4 [3]. W akapicie dotyczącym skutecznej odległości ochronnej zapewnianej przez SPD przyjęto, że ochrona przepięciowa jest skuteczna jeżeli odległość pomiędzy SPD a chronionym urządzeniem jest nie większa niż 10 m. Jeżeli odległość między SPD a chronionym urządzeniem jest większa niż 10 m, należy zastosować dodatkowe środki ochrony, takie jak np.:

- a) dodatkowy ogranicznik przepięć zainstalowany w blisko chronionego urządzenia, którego napięciowy poziom ochrony U_p jest mniejszy od znamionowego napięcia udarowego U_w chronionego urządzenia,
 b) zastosowane w złączu instalacji lub w jego pobliżu SPD o niższym napięciowym poziomie ochrony U_p wraz z innymi środkami ochrony, jak np. ekranowane przewody, we wszystkich chronionych obwodach.



Rys. 2. Schemat układu pomiarowego do badania skuteczności ochrony przeciwprzepięciowej dla trzech różnych rodzajów obciążeń.

Podobne zapisy występują w przypadku normy instalacyjnej PN-HD 60364-7-712 [5] zawierającej wymagania dotyczące fotowoltaicznych (PV) układów zasilania.

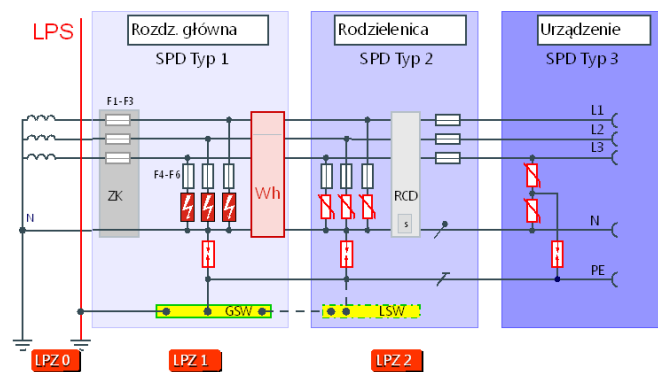
W instalacji elektrycznej dla części napięcia przemiennego (AC), gdzie wymagane jest zastosowanie SPD, a falownik znajduje się w odległości większej niż 10 m

od złącza instalacji, należy oprócz SPD znajdującego się w złączu instalacji – dodatkowo zainstalować SPD w pobliżu falownika.

W instalacji napięcia stałego (DC) ograniczniki przepięć powinny znajdować się jak najbliżej falownika. W przypadku odległości między wejściem kabla DC do budynku a falownikiem przekraczającej 10 m, mogą być wymagane dodatkowe SPD, poza falownikiem.

W rozległych instalacjach elektrycznych występuje zagrożenie wystąpienia przepięć wewnętrznych pomiędzy przewodami fazowymi oraz pomiędzy przewodami fazowymi a przewodem neutralnym. W takim przypadku przepięcia pojawiające się na wejściu urządzenia mogą osiągnąć wartości szczytowe przekraczające jego wytrzymałość napięciową U_w .

Zgodnie z normą [3] rozwiązaniem zapewniającym właściwe ograniczanie przepięć jest zastosowanie układu skoordynowanych ze sobą SPD – w tym też typu 3 przed bezpośrednio chronionym urządzeniem (rys. 1).



Rys. 1. Koordynacja energetyczna ochrony przepięciowej zgodnie z normą [3]

3. BADANIA LABORATORYJNE

Celem weryfikacji skuteczności ochrony przeciwprzepięciowej urządzenia końcowego dla zalecanego odstępów 10 metrów (pomiędzy SPD a chronionym urządzeniem) przeprowadzono pomiary laboratoryjne. Do tego celu wykorzystano wysokonapięciowy generator

prądów udarowych $8/20\ \mu\text{s}$. Schemat układu pomiarowego zamieszczono na rysunku 2. Zbudowane stanowisko pomiarowe odzwierciedla rzeczywistą instalację niskiego napięcia bez układów zabezpieczeń nadmiarowo-prądowych, różnicowych. Napięcie N-PE wyznaczono poprzez matematyczne odjęcie $L1-N$ i $L1-PE$.

Weryfikację zalecanego odstępu przeprowadzono dla trzech różnych wartości prądu udarowego o kształcie 8/20 μ s - 5 kA, 11 kA, 15 kA oraz dla trzech różnych rodzajów obciążeń układu:

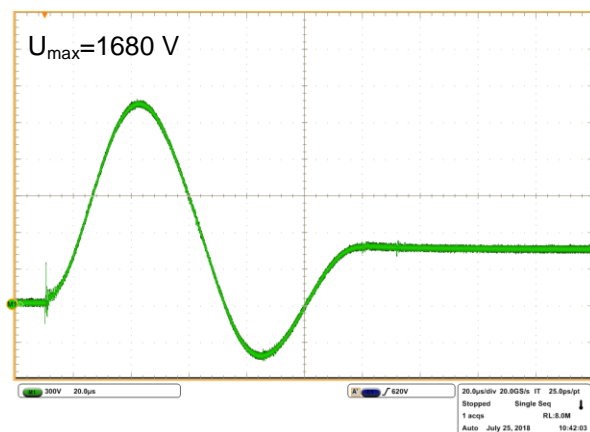
- żarówka (R),
- światłówka (RL),
- zasilacz impulsowy od komputera przenośnego (RC).

Zarejestrowane przebiegi napięć na wejściu poszczególnych rodzajów obciążeń zestawiono na rysunkach 3-11. Wraz ze wzrostem prądu generatora obserwowany jest wzrost napięcia na wejściu (U_{LI-N}) wszystkich rodzajów obciążenia. W przypadku zasilacza impulsowego do laptopa obserwowane są wysokoczęstotliwościowe oscylacje zbrocza narastającego napięcia. Przy prądzie na poziomie 15 kA wartość szczytowa napięcia osiąga wartość 1600 V (rysunek 4). W tym momencie na SPD chroniącym zasilacz występuje napięcie 1275 V. Obserwowany wzrost napięcia o 325 V na odcinku 10 metrów przewodu przekracza założony napięciowy poziom ochrony wynoszący 1500 V. Podobne zjawisko choć w mniejszej skali obserwowane jest dla obciążenia w postaci światłówki. Pozwala to stwierdzić, iż charakter obciążenia wpływa na wartość szczytową napięcia na urządzeniu końcowym oddalonym o 10 m od SPD.

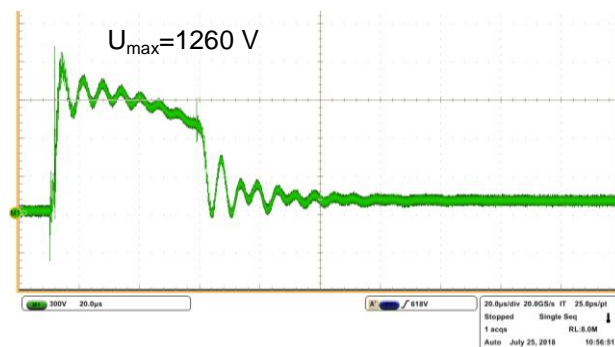
Przedstawione wyniki badań jednoznacznie wykazują, iż umieszczenie SPD w rozdzielnicach głównej jak i piętrowej jest w nie wystarczające z punktu widzenia ochrony przeciwprzepięciowej. Skuteczność ochrony, w niektórych przypadkach może być znikoma lub żadna. W dobie nagannyh praktyk producentów sprzętu elektronicznego (programowanie zużycia) ochrona przeciwprzepięciowa winna uwzględniać powszechnie stosowany w praktyce dobrego inżyniera zapas technologiczny.



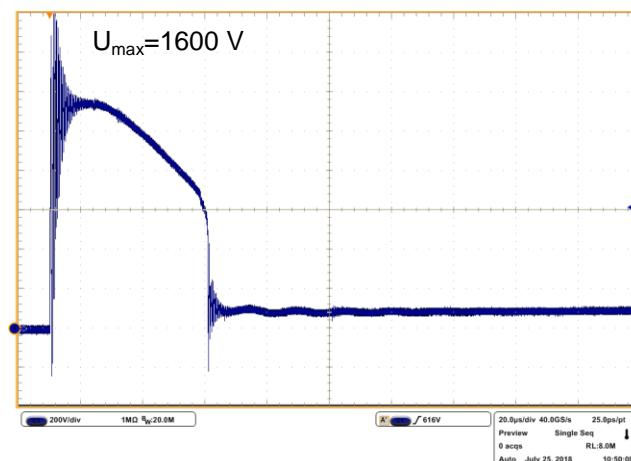
Rys. 3. Napięcie U_{LI-N} na wejściu żarówki (1) dla prądu generatora 15 kA – nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



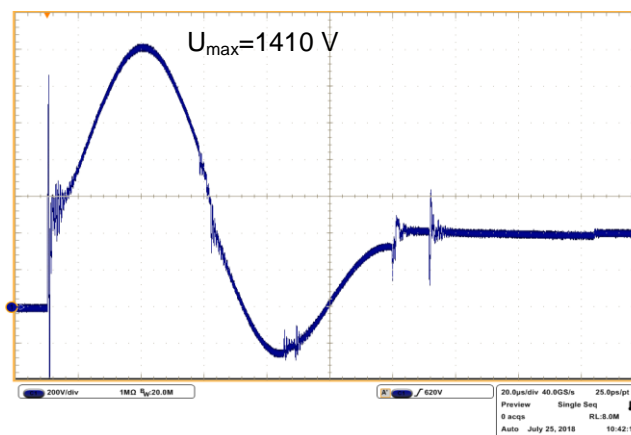
Rys. 4. Napięcie U_{LI-N} na zaciskach światłówki (2) dla prądu generatora 15 kA – nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



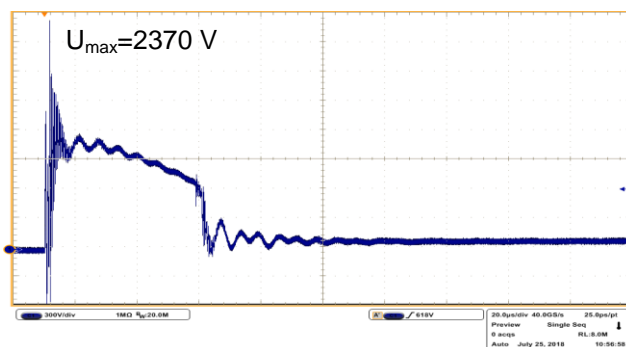
Rys. 5. Napięcie U_{LI-N} na zaciskach zasilacza impulsowego (3) dla prądu generatora 15 kA – nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



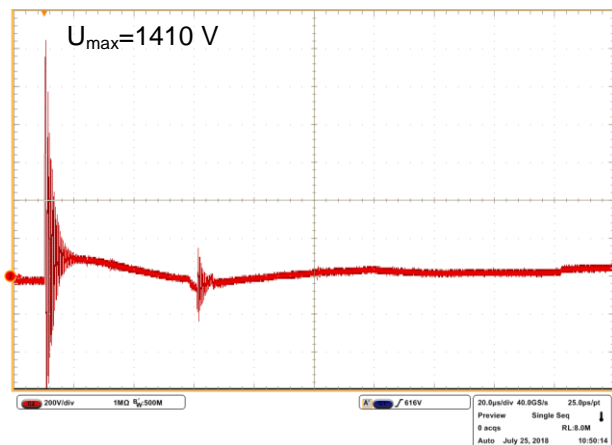
Rys. 6. Napięcie U_{LI-PE} na zaciskach żarówki (1) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div



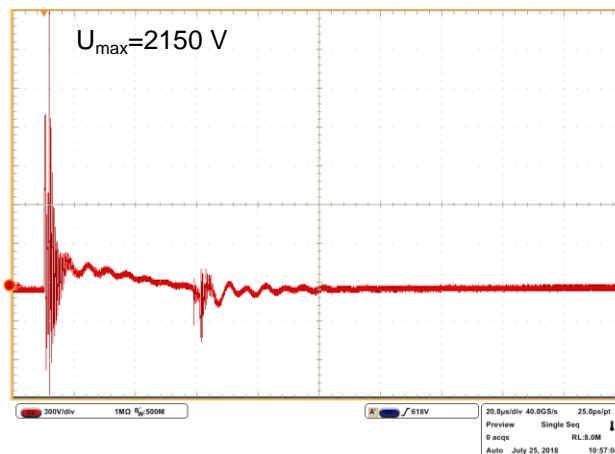
Rys. 7. Napięcie U_{LI-PE} na zaciskach światłówki (2) dla prądu generatora 15 kA, nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div



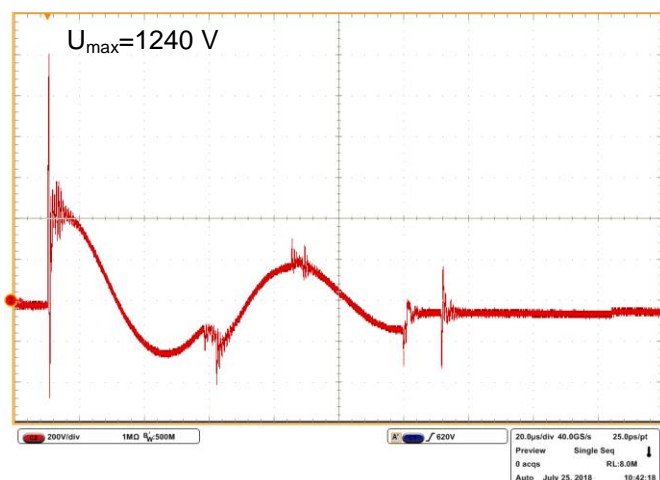
Rys. 8. Napięcie U_{LI-PE} na zaciskach zasilacza impulsowego (3) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



Rys. 9. Napięcie U_{N-PE} na zaciskach żarówki (1) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div



Rys. 11. Napięcie U_{N-PE} na zaciskach zasilacza impulsowego (3) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



Rys. 10. Napięcie U_{N-PE} na zaciskach świetlówki (2) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Przedstawione w normach zalecenia dotyczące wymagań w zakresie odległości ochronnych pomiędzy układami SPD a obwodami wejściowymi chronionych urządzeń pozwalają zmniejszyć zagrożenie przepięciowe urządzeń oraz uprościć zasady doboru ograniczników przepięć w instalacjach elektrycznych. Szczególnie ważne jest osiągnięcie porozumienia przez poszczególne komitety techniczne IEC oraz CENELEC w zakresie ujednoczenia wymagań i przyjęcie jednej wartości granicznej odległości ochronnej wynoszącej 10 m.

Przeprowadzone badania laboratoryjne pozwalają na stwierdzenie, iż odległość 10 m jest wielkością graniczną dla niektórych rodzajów obciążeń może dojść do uszkodzenia chronionego zgodnie z normą urządzenia. Mając na uwadze programowane zużycie (postarzenie) szczególnie urządzeń elektronicznych zaleca się stosowanie dodatkowych SPD do ochrony urządzeń już przy odległości 5 m pomiędzy zaciskami wejściowymi a poprzedzającym SPD. Szczególnie jest to istotne w przypadku urządzeń o wytrzymałości przepięciowej poniżej 2,5kV.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Sowa A.W.: Odległości pomiędzy urządzeniami do ograniczania przepięć a chronionym urządzeniem. Materiały VI Krajowej Konferencji Naukowo-Technicznej – Urządzenia piorunochronne w projektowaniu i budowie. Kraków 2011.
2. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2015 r. poz. 1422 i z 2017 r. poz. 2285).
3. PN-EN 62305-4:2011 Ochrona odgromowa. Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach
4. PN-HD 60364-5-534:2016 Instalacje elektryczne niskiego napięcia Część 5-534: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego Odłączanie izolacyjne, łączenie i sterowanie Urządzenia do ochrony przed przejściowymi przepięciami.
5. PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania

LABORATORY TESTING OF EFFECTIVE PROTECTIVE DISTANCE OF LOW VOLTAGE SURGE PROTECTION DEVICES

The article presents the results of effective distance testing, for which the required level of surge protection of equipment is provided using a type 2 surge arrester. The tests were carried out using a high voltage surge current generator. Verification of the recommended gap was performed for three different values of the surge current 8/20 μ s 5 kA, 11 kA, 15 kA and for three different types of system loads: light bulb, fluorescent lamp, switched mode power supply from a laptop. Standards recommend placing the terminal device within 10 meters between the SPD and the protected device. The tests carried out show that the distance proposed in the standards is too high and depends on the nature of the load.

Keywords: surge arrester, SPD, test, maximum distance, low voltage.

**ZASTOSOWANIE STANDARDU IEC 61850 DO SZYBKIEJ REKONFIGURACJI SIECI SN
Z WYKORZYSTANIEM ADAPTACYJNEJ ZMIANY BANKÓW NASTAW**Miroslaw WŁAS¹, Kacper CHYŁA¹, Filip PANKOWIAK¹, Tomasz BEDNARCZYK²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 23 37, fax: +48 58 341 08 80
2. OMICRON Energy Solutions Polska Sp. z o.o.
tel.: +48 32 621 1028, kom.: +48 882 803 661

e-mail: mirosław.wlas@pg.edu.pl

e-mail: tomasz.bednarczyk@omicronenergy.com

Streszczenie: W Polsce, operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobligowani do zapewnienia ciągłości zasilania u odbiorców końcowych oraz skracaniu przerw w dostawach energii. Obecnie w części sieci dystrybucyjnych polskiego systemu elektroenergetycznego komunikacja odbywa się z wykorzystaniem dyspozytorskiej sieci radiowej TETRA. Porównując ten standard do standardu IEC 61850, zauważyć można, że charakteryzuje się on wolną transmisją danych oraz długim czasem zestawienia połączenia. W artykule przedstawiono wyniki badań otrzymane w procesie rekonfiguracji sieci SN, badania zostały przeprowadzone na stanowisku symulującym sieć SN.

Słowa kluczowe: IEC 61850, rekonfiguracja sieci SN, przekaźnik zabezpieczeniowy REF 615, tester zabezpieczeń CMC 256-6.

1. WPROWADZENIE**1.1. Standard IEC 61850**

Standard IEC 61850 jest wykorzystywany do komunikacji urządzeń IED (*Intelligent Electronic Device*) na poziomie stacji elektroenergetycznych [1]. Dzięki standardowi IEC 61850 dano użytkownikowi możliwość do szybkiego transferu danych oraz do komunikacji pomiędzy urządzeniami IED na stacji wykorzystującej protokół TCP/IP oparty o Ethernet.

Z punktu widzenia standardu, nie ma dużego znaczenia czy skomunikowano ze sobą urządzenia znajdujące się na stacji elektroenergetycznej, czy urządzenia znajdujące się w sieci dystrybucyjnej – sieci SN. Przykładem może być sieć dystrybucyjna wyposażona w wyłączniki sterowane przez przekaźniki zabezpieczeniowe, inaczej wyłącznik sekcyjny (*recloser*) [2].

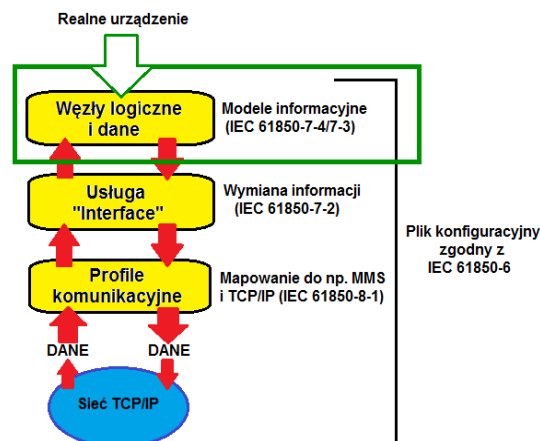
W standardzie IEC 61850 powołano trzy główne cele, które czynią z niego obecnie wiodący standard komunikacyjny. Pierwszy z nich to – interoperacyjność – możliwość skomunikowania ze sobą IED różnych producentów. Drugi – swobodna konfiguracja – standard powinien pozwalać producentom oraz użytkownikom na pewien stopień swobody, wspierając specyficzne wymagania różnych systemów. Ostatni cel – długoterminowa stabilność – standard musi mieć możliwość nadążania za postępem w technice komunikacji jak i również za wymaganiami układów.

Korzyści standardu IEC 61850 przedstawiają się następująco [3]: łatwość obsługi kompleksowego zestawu funkcji

podstacji, automatyczne wykrywanie obiektów, standaryzowane konwencje nazewnictwa obiektów w kontekście systemu elektroenergetycznego, formaty plików konfiguracyjnych umożliwiające wymianę konfiguracji pomiędzy urządzeniami oraz wyższa wydajność przesyłania informacji zawierających wiele danych.

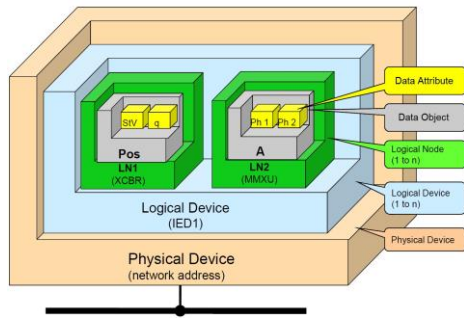
1.2. Modelowanie danych

W standardzie IEC 61850 opisano mechanizm wymiany informacji, w którym wyszczególniono cztery podstawowe aspekty (rys. 1): modele informacji, interfejs sieciowy, mapowanie do protokołów komunikacyjnych, konfigurację systemu.



Rys. 1. Uproszczone przedstawienie mechanizmu wymiany informacji [3]

W IEC 61850 wykorzystano koncepcję wirtualizacji w tworzeniu modelu danych innymi słowy, zastosowano podejście modelowania wspólnej informacji znalezionej w rzeczywistych urządzeniach stacyjnych. Model ten dostarcza systemowi automatyki stacyjnej obraz fizycznego świata tzn.: cyfrowy opis urządzenia IED (przekaźnika), którym steruje układ nadrzędny. Wszelkie informacje rzeczywistego urządzenia, jakie można wymieniać z innymi urządzeniami, opisano w standardzie IEC 61850. W IEC 61850-7-X przedstawiono model danych oparty na hierarchicznej strukturze organizacji danych. Struktura ta składa się z pięciu poziomów przedstawionych na rysunku 2.



Rys. 2. Przedstawienie hierarchii modelowania danych [4]

Poszczególne poziomy modelu informacji definiuje się w następujący sposób [3]:

Physical Device – urządzenie fizyczne, będzie to serwer reprezentowany przez IED, które zawiera dane, jest to najwyższy punkt struktury. Urządzenie to podłączone jest z zewnętrznym światem (sieć komunikacyjna).

Logical Device (LD) – urządzenie logiczne, pozwala na podział fizycznego urządzenia na kilka różnych części, gdzie każda z nich nazywana jest urządzeniem logicznym. Podział ten umożliwia, ułatwia organizację danych w zależności od ich zastosowania lub funkcji.

Logical Node (LN) – węzeł logiczny, węzły są zorganizowane wewnątrz urządzeń logicznych i są składnikami rzeczywistych urządzeń i funkcji realizowanych na stacji w procesie wirtualizacji. Węzły logiczne odpowiadają funkcjom w rzeczywistych urządzeniach. IEC 61850-7-4 standardyzuje nazwy węzłów logicznych w grupy (od A do Z) [5], np.: grupa P (*Protection functions*): PTOC – zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne; grupa X (*Switchgear*): XCBR – wyłącznik.

Data Object (DO) – obiekt danych, węzły logiczne w oparciu o ich funkcjonalność zawierają listę danych. IEC 61850-7-4 definiuje jakie obiekty danych musi zawierać poszczególny węzeł logiczny, np.: węzeł logiczny XCBR, obiekt *Pos* oznacza pozycję łącznika (*Switch position*).

Data Attribute (DA) – atrybut danych, zawarty jest w każdym obiekcie danych. Atrybuty zawierają szczegółowe informacje lub wartości obiektu danych, ponieważ wiele obiektów danych posiada zawsze te same atrybuty danych. IEC 61850-7-3 definiuje tzw. CDC (*Common Data Classes*), CDC definiuje, które atrybuty znajdują się w poszczególnym typie obiektu danych. Przykładem DA będzie: *stVal* – atrybut zawierający informację o stanie wyłącznika (*intermediate-state*: 00, *off*: 01, *on*: 10, *bad-state*: 11).

Znając sposób w jaki standard IEC 61850 modeluje dane, można zestawić pełną strukturę nazwy obiektu. Np. *Realty1/XCBR1\$Pos\$stVal*, gdzie kolejno od lewej mamy: urządzenie logiczne, węzeł logiczny (XCBR), obiekt danych (*Pos*), atrybut danych (*stVal*).

1.3. Usługi czasu rzeczywistego - GOOSE

W standardzie IEC 61850-8-1 zdefiniowano usługi czasu rzeczywistego GSE (*Generic Substation Event*), umożliwiające szybką i pewną wymianę informacji pomiędzy urządzeniami. Standard definiuje dwa typy klas komunikatów GSE: **GOOSE** (*Generic Object Oriented Substation Event*) oraz **GSSE** (*Generic Substation State Event*), typ obecnie wycofywany z użycia.

W modelu GOOSE skorzystano z rozgłoszeniowego modelu komunikacji, umożliwiając dostarczenie tego samego komunikatu do więcej niż jednego urządzenia IED. Sygnał publikowany w sieci przez jedno urządzenie IED, może

być odbierany przez więcej niż jedno urządzenie IED. Głównie, model ten wykorzystano do przesyłania danych binarnych. Nadawca GOOSE wysyła w sieć komunikat bez wcześniejszego odpytywania pozostałych IED. Nie wymaga także potwierdzenia nadania zdarzenia. Komunikaty odbierane przez urządzenia IED mogą posłużyć do obliczeń danych (dla celów wewnętrznych) lub do aktualizacji wyjścia. Użycie GOOSE wspiera implementację aplikacji czasu rzeczywistego, np.: sygnały wyłącz – do wyłącznika lub pobudzenie funkcji SPZ.

Do głównych zalet GOOSE zaliczono: krótki czas instalacji, ograniczenie połączeń przewodowych, łatwość przeprowadzania testów połączeń oraz to, że zmiana połączenia ogranicza się tylko do zmiany w konfiguracji IED.

W modelu ISO/OSI GOOSE umieszczono w warstwie aplikacji, a komunikaty GOOSE są wysyłane cyklicznie, w cyklu o zmiennym czasie trwania (od kilku milisekund do kilku sekund) bezpośrednio do warstwy łącza danych.

2. STANOWISKO BADAWCZE

2.1. Strona fizyczna

Na rys. 3 przedstawiono stanowisko na którym wykonano badanie. Stanowisko posłużyło do zamodelowania sieci dystrybucyjnej średniego napięcia. Głównym elementem stanowiska są przekaźniki zabezpieczeniowe REF 615 firmy ABB (z prawej i lewej strony stanowiska). Przekaźniki zabezpieczeniowe są niczym innym jak urządzeniami IED. Ogólne przekaźniki zabezpieczeniowe REF 615 mogą posłużyć do zabezpieczania, sterowania, wykonywania pomiarów i nadzoru pól liniowych i odpiływowych. Wszystkie przekaźniki połączono w sieć przewodem Ethernet za pośrednictwem switch'a AFS660 firmy ABB.



Rys. 3. Stanowisko badawcze [3]

Każdy z przekaźników zabezpieczeniowych steruje wyłącznikiem niskiego napięcia XT2N firmy ABB za pomocą napędu silnikowego MOE. Na rys. 4 przedstawiono urządzenia, z których składa się stanowisko badawcze (z lewej strony znajduje się wyłącznik z zamontowanym napędem, z prawej strony listwy zaciskowe przekaźnika). Zestaw ten ma za zadanie symulowanie operacji łączeniowych wyłączników średniego napięcia.



Rys. 4. Urządzenia tworzące stanowisko badawcze [3]

Sygnalizacja wraz z przyciskami zamontowane na panelu przednim stanowiska zostały połączone z przekaźnikiem zabezpieczeniowym. Domyślnie odpowiadają za sterowanie wyłącznikiem oraz sygnalizację położenia jego styków. Na panelu, dodatkowo, z każdego przekaźnika wprowadzono pomiarowe wejścia przekładnikowe (prądowe), umożliwiające połączenie przekaźników w różną konfigurację, a także przetestowanie funkcji zabezpieczeniowych przekaźnika.

Ważnym urządzeniem, które umożliwiło przeprowadzenie badania, był tester zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON (rys 3, czwarte urządzenie od góry z lewej strony stanowiska). Tester z dołączonym oprogramowaniem umożliwił przeprowadzenie dokładnych pomiarów czasów rekonfiguracji w zamodelowanej sieci. Umożliwił także wygenerowanie odpowiednich sygnałów, które doprowadziły do procesu rekonfiguracji sieci. Tester posiada wbudowaną kartę sieciową, która współpracuje ze standardem IEC 61850.

2.2. Strona programowa

Dla każdego przekaźnika REF 615 napisano program zawierający odpowiednią logikę jego działania. Zrobiono to za pomocą programu PCM 600 firmy ABB. W poszczególnych programach zdefiniowano również odpowiednie komunikaty GOOSE, które były wysyłane do odpowiednich przekaźników. Odpowiednie skonfigurowanie komunikacji pomiędzy przekaźnikami oraz przesyłanie odpowiednich komunikatów GOOSE było podstawą do przeprowadzenia poprawnej rekonfiguracji w zamodelowanej sieci. Na przykładzie wyłącznika *CB1* sterowanego przez przekaźnik *REF615_CB1* przedstawiono zdefiniowane komunikaty GOOSE [3]:

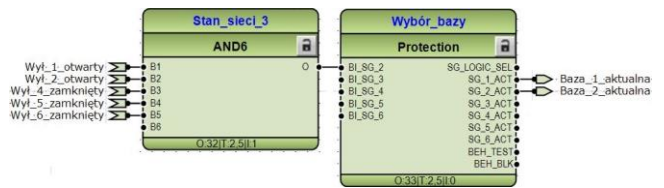
1. ***REF615_CB1.CTRL.CBXCBI.Pos.stVal***;
2. ***REF615_CB1.LD0.TRPTRC1.Op.general***.

Pierwszy z komunikatów GOOSE – komunikat o stanie położenia wyłącznika, drugi – informacja o zadziałaniu nadrzędnej funkcji zabezpieczeniowej *TRPTRC* (komunikat „*Trip*”). Analogiczne komunikaty GOOSE zostały zdefiniowane w pozostałych przekaźnikach.

Wysyłanie odpowiednich komunikatów GOOSE i ich odbiór przez odpowiednie przekaźniki odpowiada m. in. za poprawne przeprowadzenie procesu rekonfiguracji oraz za zmianę grupy banku nastaw w przekaźnikach. Po otrzymaniu odpowiednich komunikatów GOOSE z przekaźników znajdujących się w sieci (komunikat *REF615_CB1.CTRL.CBXCBI.Pos.stVal*), przekaźnik przełącza automatycznie grupę banku nastaw funkcji zabezpieczeniowych (rys. 5).

Dla wierniejszego odwzorowania działania wyłącznika średniego napięcia przez wyłącznik niskiego napięcia XT2N, w programie PCM 600 dodano opóźnienie do sygnałów sterujących wyłącznikiem (rys. 6). Czas opóźnienia zaprogramowany na każdym wyłączniku jest różnicą czasów kata-

logowych wyłącznika VD4 firmy ABB i czasów własnych wyłącznika XT2N. Czasy zadziałania wyłącznika niskiego napięcia wyznaczono przy pomocy testera CMC 256-6. Zostało to szerzej opisane w pracy [3].



Rys. 5. Realizacja zmiany grupy banku nastaw w programie PCM 600 [6]



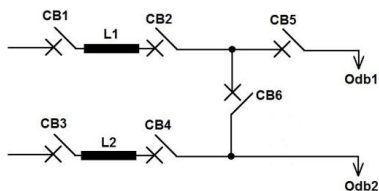
Rys. 6. Funkcja TONGAPC1 realizująca opóźnienie sygnałów sterujących wyłącznikiem [3]

Do pomiarów czasów rekonfiguracji w zamodelowanej sieci wykorzystano oprogramowanie OMICRON State Sequencer. W programie stworzono sekwencję działania testera CMC w procesie rekonfiguracji. Zdefiniowano na jakie komunikaty GOOSE tester ma reagować oraz stworzono logikę działania, tzn. po otrzymaniu jakich komunikatów tester ma przejść do kolejnego kroku sekwencji. Komunikaty GOOSE definiowały także punkty start/stop pomiarów czasów. Szczegółowy proces działania oprogramowania i stworzonej sekwencji został opisany w pracy [3].

3. BADANIA

3.1. Cel badań

Celem przeprowadzonego badania było wykonanie pomiarów czasów rekonfiguracji w zamodelowanej sieci SN w której, przekaźniki zabezpieczeniowe skomunikowano zgodnie ze standardem IEC 61850. Pomiar czasów rekonfiguracji miał za zadanie pokazać jedną z głównych zalet stosowania standardu IEC 61850, jakim jest szybka transmisja danych. Szybkość transmisji (w sieci Ethernet – 100/1000 Mbit/s) wpływa bezpośrednio na skrócenie czasu przerwy w dostawie energii u odbiorcy. Na rys. 7 przedstawiono uproszczony schemat modelu sieci SN, na którym wykonywano pomiary. Proces rekonfiguracji w przedstawionym modelu sieci polegał na tym, że po wystąpieniu awarii na linii *L1* następowało otwarcie wyłącznika *CB1*, następnie następowało odizolowanie uszkodzonego fragmentu sieci poprzez otwarcie wyłącznika *CB2*. Otrzymanie komunikatów GOOSE o pozycji *Open* wyłączników *CB1* oraz *CB2* przez wyłącznik *CB6* powodowało jego zamknięcie. Zamknięcie wyłącznika *CB6* kontynuowało dostawę energii do odbiorców. Komunikat o zamkniętym wyłączniku *CB6* wraz z pozostałymi komunikatami (zgodnie z rys. 6), powodował zmianę banków nastaw w przekaźnikach znajdujących się w linii *L2*. Nie jest wymagane wysyłanie oddzielnego komunikatu GOOSE do zmiany banku nastaw. Analogiczny proces rekonfiguracji można przedstawić dla przekaźników sterujących wyłącznikami *CB3* oraz *CB4*.



Rys. 7. Uproszczony schemat zamodelowanej sieci SN [3]

Wyniki niniejszych badań według standardu IEC 61850 można porównać z wykorzystywanym obecnie przez niektóre spółki energetyczne systemem dyspozytorskiej komunikacji radiowej- TETRA. System ten jest standardem cyfrowej radiotelefonicznej łączności dyspozytorskiej, stosowanym głównie przez służby bezpieczeństwa. System ten umożliwia poza łącznością na potrzeby komunikacyjne również, przesyłanie danych. Do głównych cech systemu TETRA można zaliczyć: wykorzystanie techniki wielodostępu z podziałem czasowym TDMA, transmisję danych na poziomie kbit/s oraz czas zestawienia połączenia wynoszący 500 ms (w trybie alarmowym 300 ms) [7].

3.2. Wyniki badań i analiza wyników

W tabelicy 1. [3] przedstawiono otrzymane wyniki pomiarów czasów rekonfiguracji w zamodelowanej sieci SN. Warunkami start/stop w pomiarach były komunikaty GOOSE. Tester zabezpieczeń CMC 256-6 po odebraniu komunikatu rozpoczął lub kończył pomiar czasu.

Tabela 1. Uśrednione wyniki pomiarów czasów rekonfiguracji (CB7 odnosi się do wyłącznika CB6 z rys. 7)

Start	Stop	Czas [ms]
LD0_TRIP_CB 1 0>1	CTRL_POS_CB7 0>1	100,75
LD0_TRIP_CB3 0>1	CTRL_POS_CB7 0>1	100,02

Otrzymane wyniki czasów są średnią z 30. prób. Pomiarzy zostały wykonane na modelu sieci skomunikowanym zgodnie ze standardem IEC 61850. Medium transmisyjnym była sieć Ethernet, działająca z prędkościami rzędu 100/1000 Mbit/s. Prędkość transmisji wpływa bezpośrednio na czasy rekonfiguracji na poziomie milisekund. Niestety spółki energetyczne nie przedstawiają średnich czasów rekonfiguracji sieci SN więc, nie można bezpośrednio odnieść się z otrzymanymi czasami do czasów występujących w rzeczywistych sieciach. Spółki podają już wartości współczynników SAIDI oraz SAIFI. Otrzymane czasy można jedynie odnieść do czasu zestawienia połączenia w systemie TETRA. Porównując już te parametry można zauważyć, że rekonfiguracja sieci skomunikowanej zgodnie ze standardem IEC odbywa się szybciej niż zestawienie połączenia w sieci TETRA. Warto wspomnieć, że medium transmisyjnym może

być również poza skrętka, światłowód, którego technologia i zastosowania wciąż wzrastają.

4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone badanie obrazuje to że, standard IEC 61850 w porównaniu z komunikacją radiotelefoniczną charakteryzuje się wyższą szybkością przesyłania informacji. Pierwszą różnicą będzie oczywiście sposób przesyłania danych w obu standardach, standard IEC sieć Ethernet (skrętka, światłowód), TERTA – sieć radiowa. Ścisłe są z tym związane prędkości przesyłu danych. Standard IEC – prędkości rzędu Mbit/s, standard TETRA – rzędu setek kbit/s. Porównując czasy, w standardzie IEC 61850 cały proces rekonfiguracji trwa średnio ok. 100 ms, w standardzie porównywanym samo wywołanie kanału komunikacyjnego trwa 500 ms (lub 300 ms). Czasy uzyskane w niniejszym badaniu wpłyną również na współczynniki niezawodnościowe SAIDI oraz SAIFI, lecz jest to temat do kolejnych badań. Czasy rekonfiguracji rzędu milisekund wpłyną pozytywnie na te współczynniki, zmniejszenie się ich wartości, a jak wiadomo spółki energetyczne dążą do zmniejszania wartości tychże współczynników.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Calderón J.R.G., González E.L.B., Arreola E.S., Peña R., Carvalheira E., Coronel J., „Simulation-Based Testing of the IEC 61850 Protection Logics at CFE Verónica Substation”, Comisión Federal de Electricidad, Mexico; OMICRON, United States; OMICRON, Mexico; Mexico, 2014.
2. Vandiver, B., „Technology that is Shaping Smart Grid in Distribution Networks”, OMICRON, USA, International Protection Testing Symposium, Presentation 14.1, 2011.
3. Chyła K., Pankowiak F., „Badania i testowanie zabezpieczeń średniego napięcia z wykorzystaniem testera zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON”, Praca dyplomowa, promotor dr inż. Mirosław Włas Politechnika Gdańska, 2018.
4. Udren E. A., „Protection and Control Communications with IEC 61850 1 – Introduction”, WSU Hands-On Realy School, Quanta Technology, Pittsburgh, 2013.
5. IEC 61850-7-4: Communication network and systems for power utility automation – Part 7-4.
6. Toruńczak D., Bartz J., „Wykorzystanie przekaźników serii Relion w sieciach średniego napięcia”, Praca dyplomowa, promotor dr inż. Mirosław Włas, Politechnika Gdańska, 2018.
7. <http://www.tetraforum.pl/tetra-overview/co-to-jest-tetra.html> (data dostępu: 05.02.2019).

APPLICATION OF THE IEC 61850 STANDARD FOR QUICK RECONFIGURATION OF MV NETWORKS USING AN ADAPTIVE CHANGE OF SETTING BANKS

In Poland, distribution system operators are obliged to ensure continuity of supply to final consumers and shortening interruptions in energy supplies. Currently, in some of the distribution networks of the Polish power system communication takes place using the dispatching radio network TETRA. Comparing this standard to the IEC 61850 standard, it can be noted that it is characterized by slow data transmission and long connection setup time. The article presents the results of the research received in the process of MV network reconfiguration, studies were carried out on the station simulating the SN network.

Keywords: IEC 61850, MV network reconfiguration, REF615 protection relay, CMC 256-6 security tester.

OCENA UZIEMIEN ŚLUPÓW LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH ZWŁASZCZA POSADOWIONYCH NA GRUNTACH O WYSOKIEJ REZYSTYWNOCI

Stanisław WOJTAS

Miejsce pracy: Politechnika Gdańska
tel.: 601328687 e-mail: stanislaw.wojtas@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule została omówiona problematyka pomiaru i oceny właściwości uzemień słupów linii elektroenergetycznych z wykorzystaniem przebiegów wolno- i szybkozmiennych. Uzyskanie odpowiednio niskiej wartości rezystancji uzimienia słupa posadowionego na gruncie o rezystywności powyżej 1000 Ωm może być trudne. Praca zawiera analizę zmian właściwości statycznych i udarowych uzemień w funkcji rezystywności otaczającego gruntu oraz amplitudy prądu. Zwrócono uwagę na dużą rolę fundamentów słupa, które mogą w znaczący sposób wpływać na rezystancję wypadkową uzimienia słupa. W podsumowaniu zamieszczono uwagi oraz wskazówki odnośnie konstrukcji i sposobów oceny uzemień pograżonych w gruntach o wysokiej rezystywności.

Słowa kluczowe: uzimienia, uzimienia słupów, pomiary uzemień, pomiary uzemień słupów.

1. WSTĘP

Systemy uzemień należą do ważnych elementów składowych systemu elektroenergetycznego. Prawidłowy dobór i wykonanie uzemień podnosi stopień bezpieczeństwa ludzi oraz urządzeń, które znajdują się w strefach oddziaływania niebezpiecznych zjawisk. Do takich zdarzeń należy pojawienie się groźnego prądu zwarciovego lub udaru prądowego wywołanego wyladowaniami atmosferycznymi. Wtedy prąd związany z zakłóceniami jest odprowadzany i rozpraszany w ziemi poprzez układ uzimiania. Wobec tego istnieje powszechne wymaganie, aby rezystancja systemu uzimiania była wystarczająco mała i spełniała wymagania znajdujące się w określonych normach i przepisach.

Uzimienia podlegają pomiarom kontrolnym nie tylko podczas procedury odbioru inwestycji, ale także okresowo w trakcie procesu eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Okresowe kontrole dotyczą przede wszystkim oceny rezystancji uzemień. Stosowane metody okresowej oceny powinny zapewniać wystarczającą dokładność oraz nie mogą być czasochłonne i zakłócające pracę systemu elektroenergetycznego. Uwagi te są szczególnie ważne w przypadku uzemień związanych ze słupami linii przesyłowych. Okresowa, zwykle odbywająca się co 4 – 5 lat, kontrola uzemień słupów linii jest zadaniem uciążliwym przede wszystkim ze względu na znaczną liczbę słupów w krajowym systemie elektroenergetycznym. Poza tym ocena uzemień słupów, które są połączone równolegle

przewodami odgromowymi następcza dodatkowe wymagania stawiane procedurze pomiarowej..

Zadaniem ochrony odgromowej i przepięciowej jest przede wszystkim redukcja amplitudy fali napięciowej do wymaganej wartości poniżej poziomu podstawowego izolacji systemu. W pracy linii elektroenergetycznych istotnym źródłem zakłóceń są przeskoki odwrotne na izolatorach spowodowane przepływem przez słup do ziemi prądu piorunowego. Impedancja uzemień słupów linii przesyłowych jest elementem, który ma znaczący wpływ na te zjawiska [1].

Celem prezentowanej pracy jest wskazanie możliwych procedur pomiaru i oceny uzemień słupów elektroenergetycznych linii przesyłowych zaopatrzonych w przewody odgromowe. Przedmiotem rozważań jest przede wszystkim analiza właściwości uzimienia na gruntach o wysokiej rezystywności. Zaprezentowane wyniki obliczeń teoretycznych i symulacji komputerowych zostały uzupełnione pomiarami uzemień słupów linii prowadzonymi podczas procesu budowy.

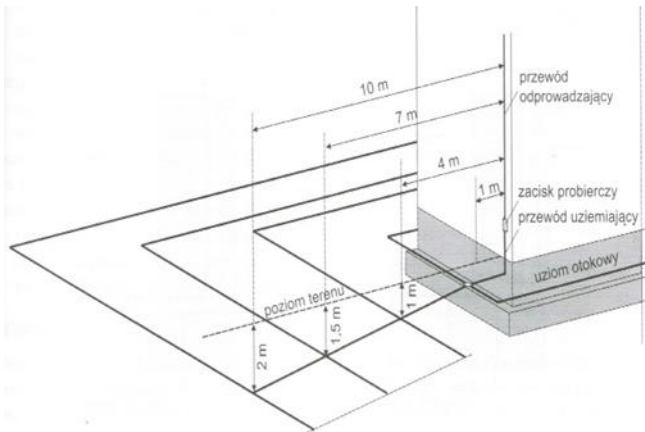
2. KONSTRUKCJE UZIEMIEN ŚLUPÓW

Dla obiektów budowlanych zalecane jest stosowanie uziumu otokowego układanego w odległości nie mniejszej niż 1 m od krawędzi chronionego obiektu. Jeżeli jednak pojedynczy uzium otokowy nie zapewnia wymaganych parametrów uziumu, wtedy można zastosować ułożenie dodatkowych uziumów otokowych w odstępach około 3 m od kolejnych otoków. W miarę zwiększającej się odległości od obiektu należy zwiększać głębokość układania uziumów. Przykładowa konfiguracja tak rozbudowanego systemu uziumów otokowych została przedstawiona na rysunku 1 [2].

Zgodnie ze standardami Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) uzimienia słupów powinny być dobrane do warunków zwarciovych linii, ale ich rezystancja nie powinna przekraczać 15 Ω [4]. Rezystancja uziumu otokowego może być obliczona na podstawie następującego wyrażenia [2]:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{5,53l^2}{hd} \quad (1)$$

gdzie l oznacza sumaryczną długość boków otoku kwadratowego, h – głębokość pograżenia otoku w gruncie, d – średnicę zastępczą elementu uziomu. Obrys słupa linii 400 kV u jego postawy może mieć wymiar kwadratu o boku ok. 9 m. W przypadku linii nadleśnych przepisy PSE stanowią, że „dla stanowisk słupów nadleśnych należy wykonać wycinkę drzew wokół słupa w obszarze czworokąta o bokach równoległych do obrisu słupa u podstawy i odległych minimum 7 m od tego obrisu” [5]. Tak wyznaczony obszar zgodnie z rysunkiem 1 daje możliwość wykonania 3 otoków. Dla pierwszego uziomu otokowego z rysunku 1 wykonanego z płaskownika o zastępczej średnicy 0,02 m umieszczonego na głębokości 0,7 m rezystancja obliczona według wzoru (1) utrzymuje się poniżej granicy 15 Ω w przypadku rezystywności gruntu do 300 Ωm .



Rys. 1. Zalecane rozmieszczenie kilku otoków w układzie uziemiającym rozbudowanym dookoła obiektu budowlanego [2]

Taki zakres rezystywności jest spotykany na znacznym obszarze Polski, ale są też miejsca o znacznie mniej przewodzących gruntach. Budowana na Pomorzu linia 400 kV na pewnym odcinku przebiega przez tereny leśne o rezystywności gruntu sięgającej nawet 3000 Ωm . Wyznaczony obszar wycinki drzew pozwala na pograżenie 3 otoków wymiarowanych według rysunku 1. Równoległe połączenie rezystancji takich 3 otoków daje wypadkową rezystancję równą 32 Ω . Zakładając współczynnik wykorzystania uziomów wynikający z ich wzajemnego oddziaływania na poziomie 0,8, rezystancja wypadkowa uziemienia jest dość skomplikowana i kosztowna w wykonaniu, a mimo to jego parametry znacznie przekraczają poziom dopuszczany przepisami. Ponadto podczas pomiarów odbiorczych nawet podczas suszy obowiązują współczynniki sezonowych zmian rezystywności, których minimalna wartość w zależności od rodzaju uziomu jest zawarta w granicach 1,1 - 1,4 [6]. W trudnym terenie nawet tak pozornie niewielkie współczynniki często decydują o klasyfikacji wyniku pomiaru i konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów np. poprzez uzupełnianie układu uziemiającego uziomami pionowymi.

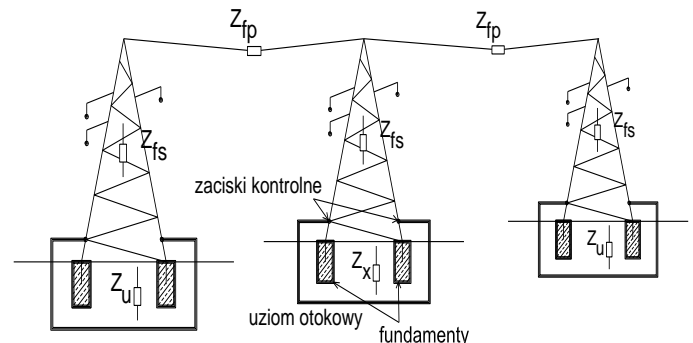
3. POMIARY UZIEMIEN ŚLUPÓW

Ocena rezystancji statycznej uziemień słupów linii elektroenergetycznych jest realizowana najczęściej za pomocą mierników pracujących przy częstotliwościach zbliżonych do częstotliwości sieciowej. Mierniki takie pracują zwykle w oparciu o metodę techniczną, a pomiar jest realizowany w układzie 3-elektrodowym z użyciem 2 sond

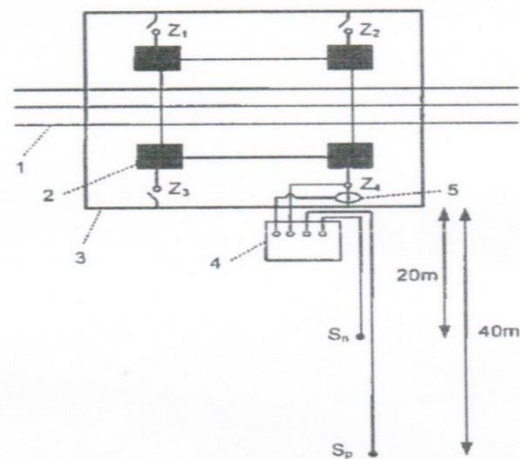
pomocniczych. Dodatkową trudnością jest fakt, że uziemienia linii są połączone równoległe ze względu na obecność przewodów odgromowych, jak to zostało przedstawione na rysunku 2. W takiej sytuacji są możliwe dwa zasadnicze sposoby realizacji pomiaru: odłączenie uziomu sztucznego od konstrukcji słupa lub zastosowanie miernika z cęgami prądowymi. W przypadku całkowitego odłączenia uziemienia od konstrukcji słupa przepisy zwykle wymagają wyłączenia linii na czas wykonywania pomiaru.

3.1. Pomiar uziemienia sztucznego z zastosowaniem cęgów

Wprowadzona przez PSE Standardowa Specyfikacja Techniczna dotycząca uziemień wprowadza pomiar rezystancji uziemień słupów takich linii metodą niskoczęstotliwościową z użyciem miernika wyposażonego w cęgi w sposób pokazany na rysunku 3 [6].



Rys. 2. Sposób połączenia mierzonego uziomu z uwzględnieniem bocznikującego wpływu słupów sąsiednich oraz stopy fundamentowe słupa wraz z uziomem otokowym



Rys. 3. Schemat układu pomiarowego (rzut z góry) do pomiaru rezystancji uziemienia słupa linii elektroenergetycznej WN z wykorzystaniem cęgów, z częściowo rozpiętymi zaciskami probierczymi; 1 – linia WN, 2- stopa (uziom fundamentowy) słupa, 3 – uziom otokowy, 4 – miernik rezystancji uziemienia, 5 – cęgi pomiarowe. $Z_1 - Z_4$ – zaciski probiercze uziomu otokowego, S_n, S_p – sonda napięciowa i prądowa [6]

Do zaproponowanej metody pomiaru można wnieść 2 podane niżej uwagi.

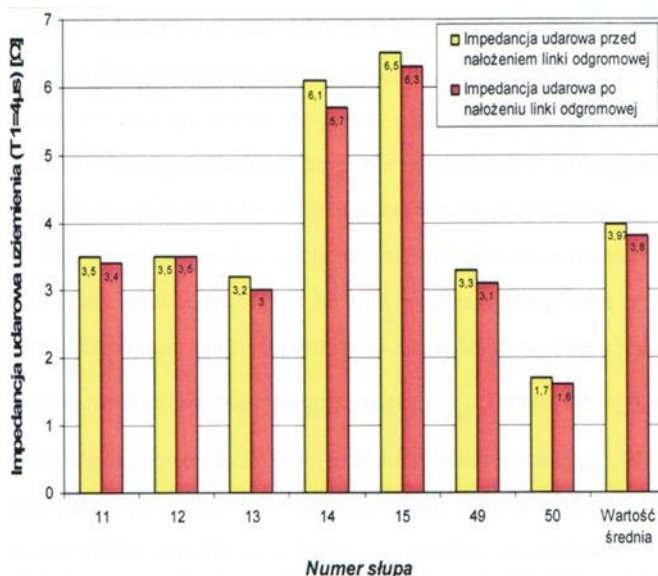
- Taki sposobu pomiaru nie uwzględnia prądu płynącego przez fundament słupa i uzyskany w taki sposób wynik pomiaru rezystancji uziomu jest zawyżony w stosunku do rezystancji, która byłaby rejestrowana podczas rozplywu rzeczywistego prądu wyładowania

atmosferycznego wykorzystującego także drogę przez fundament słupa.

- Uziemienie testowanego słupa jest podczas pomiaru połączone równoległe z uziemieniami wszystkich słupów danej linii. Prąd generowany przez miernik zamyka się przez uziemienia wszystkich słupów, a więc wartość prądu rejestrowanego przez cęgi stanowi niewielki ułamek prądu całkowitego miernika. Pomiar tak małych prądów jest obciążony większym błędem, a jeżeli taka procedura pomiarowa odbywa się dodatkowo przy załączonej linii, wynik końcowy może zawierać w sobie jeszcze większy błąd.

3.2. Pomiar uziemienia metodą udarową

Pomiar uziemień słupów linii elektroenergetycznych bez konieczności odłączania uziołów od słupa jest możliwy przy zastosowaniu mierników generujących wymuszenia szybkozmiennie. W praktyce oznacza to mierniki udarowe lub wysokoczęstotliwościowe. Długość przebiegu linii zwykle przekracza 150 m i dla takich przebiegów zamiast klasycznej impedancji przewodów odgromowych trzeba brać pod uwagę ich impedancję falową. Impedancja falowa w układzie przewodów odgromowy – ziemia wynosi około 500 Ω . Mierzone uziemienie słupa jest więc bocznikowane impedancjami falowymi przewodów odgromowych oraz słupów jak to zostało pokazane na rysunku 2. Taki sposób pomiaru umożliwia radykalne zmniejszenie wpływu bocznikowania testowanego uziemienia przez uziemienia innych słupów. Prezentowane w literaturze wyniki badań wskazują, że ten wpływ nie przekracza 10% [9,14].



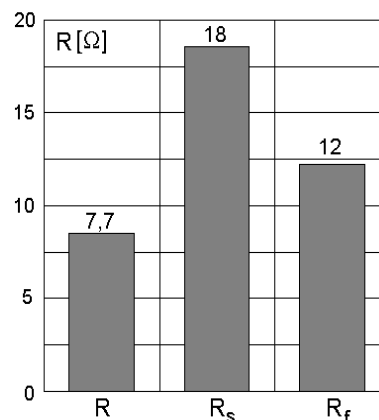
Rys. 4. Impedancja uziemienia 7 słupów linii 110 kV zmierzona przed i po nałożeniu przewodów odgromowych; ostatni histogram przedstawia wartości średnie z 7 pomiarów [7]

Potwierdzeniem wniosków o niewielkim wpływie bocznikowania uziemieniami sąsiednich słupów są przedstawione na rysunku 4 wyniki pomiarów impedancji uziemień 7 słupów linii 110 kV o podanych pod histogramami numerach. Pomiary impedancji zostały przeprowadzone za pomocą dostępnego na rynku udarowego miernika uziemień generującego prąd o amplitudzie ok. 1 A i czasie czoła udaru 4 μ s. Układ uziemienia każdego ze słupów składał się z uziołu otokowego połączonego równoległe z czterema fundamentami stopowymi stabilizującymi konstrukcję słupa. Histogramy wykresu

opisane jako „impedancja przed nałożeniem linki odgromowej” oznacza wyniki pomiarów uziemień słupów, które zostały wykonane przed zamontowaniem przewodów odgromowych, a histogramy z adnotacją „po nałożeniu linki odgromowej” – wyniki po zamontowaniu przewodów odgromowych. Różnica wartości obu wyników pokazuje wpływ bocznikowania przez uziemienia sąsiednich słupów na otrzymywane rezultaty pomiarów i średnia różnica obu wartości impedancji wskazana w ostatnim histogramie wynosi ok. 4% - spadek wartości z 3,97 do 3,80 Ω .

W rzeczywistych układach uziemień słupów, uzioł fundamentowy może w znacznym stopniu wpływać na wypadkową wartość rezystancji uziołu i decydować o końcowej ocenie wyniku pomiaru. Potwierdzeniem takiej sytuacji są wyniki pomiarów słupa posadowionego w gruncie o rezystywności ok. 200 Ω m zamieszczone na rysunku 5. Podczas pomiaru rezystancji odłączonego od słupa uziołu sztucznego otrzymano wynik R_s równy 18 Ω , co jest wartością zbyt wysoką w stosunku do wymagań normy. Wartość rezystancji fundamentu analizowanego słupa wynosi 12 Ω . Przy równoległym połączeniu obu elementów uziemienia uzyskano wynik 7,7, a to oznacza spełnienie wymagań przepisów.

W liniach przesyłowych 400 kV słupy przelotowe są osadzone zwykle przy wykorzystaniu fundamentów prefabrykowanych. Jednym z najczęściej stosowanych jest fundament ESF 300x380/330. Podczas budowy linii 400 kV przebiegającej przez Podlasie i Mazury w stronę granicy z Litwą były przeprowadzone badania polegające na pomiarze rezystancji statycznej każdej ze stóp fundamentu, a następnie pomiarze równoległe połączonych 4 stóp fundamentowych. Rysunek 6 przedstawia fotografię z procesu budowy z widokiem 2 stóp. Badaniom poddano 9 stanowisk słupowych osadzonych w różnorodnych gruntach – od terenów podmokłych do terenów gdzie występowały żwiry i piaski. Rezystywności gruntu były zawarte w szerokim przedziale od 30 do 700 Ω m. Wyniki badań zostały przedstawione na rysunku 7.



Rys. 5. Wyniki pomiarów rezystancji statycznej uziemienia słupa linii 110 kV z przewodem odgromowym odłączonym od jego konstrukcji: R - rezystancja równoległego połączenia fundamentu i uziołu sztucznego, R_s - rezystancja uziołu sztucznego, R_f - rezystancja fundamentu słupa

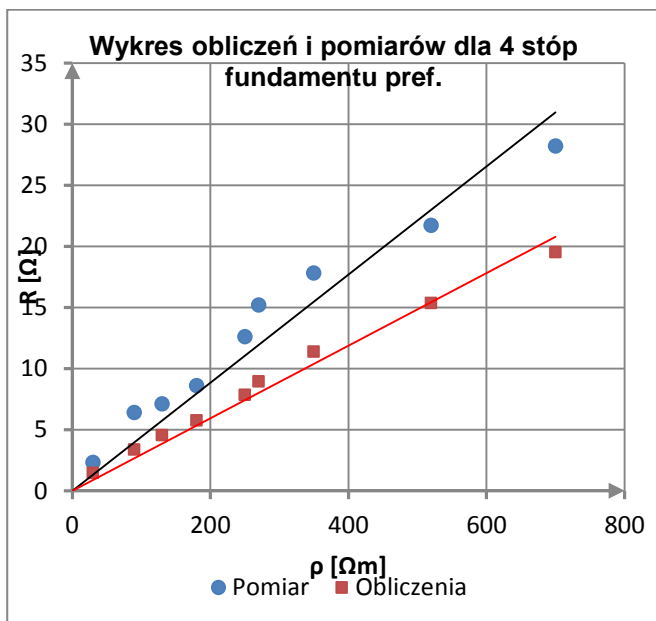
Prosta na rysunku 7 opisana jako „obliczenia” obrazuje wyniki obliczeń otrzymane jako rezultat równoległego połączenia indywidualnie zmierzonej rezystancji każdej z 4 stóp fundamentowych poszczególnych słupów. Prosta określona jako „pomiar” powstała jako interpolacja

wyników pomiarów wykonanych na równoległe połączonych 4 stopach fundamentowych każdego z analizowanych 9 słupów. Stosunek wyników otrzymanych w rezultacie „obliczeń” do rezultatów „pomiarów” oznacza współczynnik wykorzystania równoległe połączonych elementów uziemień i dla analizowanego przypadku wynosi ok. 0,68. Otrzymany współczynnik jest zbliżony do wartości podawanych w literaturze przedmiotu. Z zaprezentowanego wykresu wynika, że wartość rezystancji uziemienia do 10 Ω jest zapewniona przez fundamenty słupa w gruntach do ok. 200 Ωm, a wartość 15 Ω - w gruntach nawet do ok. 300 Ωm.

W oparciu o przedstawione wyniki pomiarów można zauważyć, że metody oceny uziemień słupów bez uwzględnienia roli fundamentów stosowane przez niektórych operatorów sieci mogą generować zbędne koszty dodatkowe zarówno na etapie inwestycji, jak również podczas eksploatacji.



Rys. 6. Fotografia 2 stóp fundamentu słupa linii 400 kV podczas budowy [8]



Rys. 7. Wyniki obliczeń i pomiarów rzeczywistych rezystancji fundamentów 9 słupów [8]

Schemat zastępczy uziomu poziomego może być przedstawiony w postaci n połączonych szeregowo czwórników, jak to zostało przedstawione na rysunku 8. Każdy z czwórników powstaje w wyniku obliczeń parametrów jednostkowego elementu długości uziomu. Rezystancja uziomu wyznaczana przy wymuszeniu $i(t)$ wolnozmiennym, np. zbliżonym do częstotliwości sieciowej, polega w praktyce na określeniu wypadkowej wartości przewodności doziemnej G , która jest rezultatem równoległego połączenia składowych od $G1$ do Gn według rysunku 8. System pomiarowy wskaże więc rezystancję uziomu jako $R_u = 1/G$. Uzyskany wynik reprezentuje rezystancję przejścia z uziomu do otaczającego gruntu. Wpływ na tę rezystancję ma rezystywność gruntu oraz wymiary uziomu. Przy wymuszeniach niskiej częstotliwości pozostałe elementy uwidocznione na schemacie zastępczym mają pomijalny wpływ na uzyskany wynik z następujących względów:

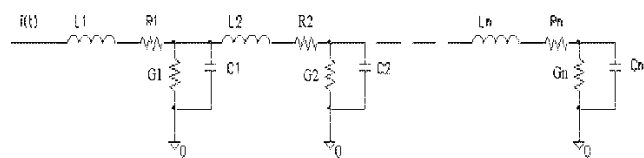
- rezystancja podłużna uziomu, która stanowi sumę elementów od $R1$ do Rn jest bardzo mała z powodu znacznego przekroju metalowego uziomu,
- indukcyjność uziomu jest szacowana w przedziale 1-2 $\mu H/m$, a więc elementy $L1$ do Ln stanowią niewielką reaktancję przy przebiegach o niskiej częstotliwości,
- pojemności własne uziomu reprezentowane przez elementy C są również do pominięcia przy przebiegach niskoczęstotliwościowych.

Podwyższenie częstotliwości sygnału wymuszającego $i(t)$ powoduje wzrost reaktancji indukcyjnej ωL poszczególnych elementów uziomu i to prowadzi w większości przypadków do wzrostu impedancji wypadkowej uziomu rejestrowanej na jego zacisku wejściowym.

Analiza linii modelującej uziom długi i uwzględnienie prędkości rozprzestrzeniania się fal w uziemiu wskazują, że wzrost długości uziomu powoduje obniżanie jego impedancji tylko do pewnej ograniczonej wartości nazywanej długością efektywną l_{ef} . Długość to może być wyznaczona jako [10]:

$$l_{ef} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{T}{GL}} \quad (2)$$

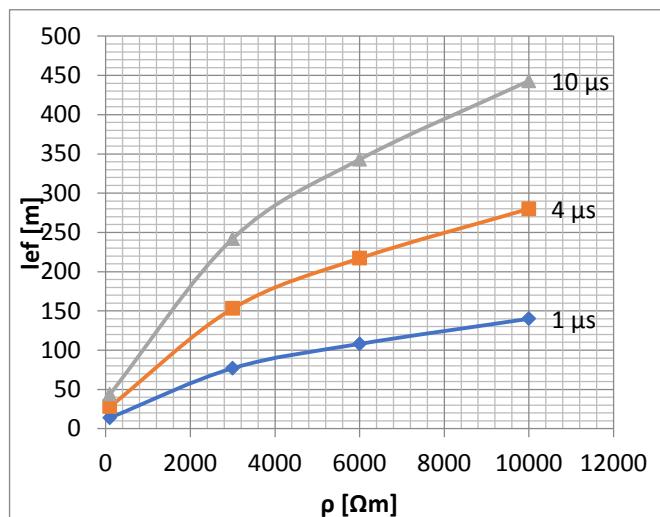
gdzie: T jest czasem trwania czoła udaru prądowego, L - indukcyjnością jednostkową i G - konduktancją jednostkową analizowanego uziomu.



Rys. 8. Schemat zastępczy uziomu poziomego złożonego z n elementów jednostkowych, R – rezystancja podłużna elementu, L – indukcyjność elementu, G – przewodność poprzeczna między uziomem a otaczającym gruntem, C- pojemność elementu

Długość efektywna uziomu obliczona z wyrażenia (2) zależy przede wszystkim od rezystywności gruntu otaczającego analizowany uziom oraz stromości czoła odprowadzanego do ziemi udaru. Na rysunku 9 zamieszczono krzywe przedstawiające długość efektywną uziomu w funkcji rezystywności gruntu dla udarów

o czasach czoła 1, 4 oraz 10 μs . Długość efektywna uziomu, która bierze udział w rozpraszaniu prądu piorunowego w ziemi rośnie wraz z rezystywnością gruntu. W przypadku najczęściej używanego w ocenie uziemień udaru o czasie czoła 4 μs w gruncie o rezystywności 3000 Ωm spotykanej w przypadku wspomnianej wyżej linii 400 kV osiąga wartość ok. 150 m. Tak duża długość efektywna uziomu umożliwia rozbudowę systemu uziemień do znacznych rozmiarów, co ułatwia osiągnięcie rezystancji wymaganej przez przepisy.



Rys. 9. Zmiany długości efektywnej uziomu w funkcji rezystywności gruntu dla podanych czasów czoła udarów [11]

4. WŁAŚCIWOŚCI UZIEMIENI NA GRUNTACH O WYSOKIEJ REZYSTYWNOCI

Parametry czwórnika schematu zastępczego uziomu z rysunku 8 zostały wyznaczone w oparciu o wyrażenia dostępne w literaturze przedmiotu [12]. W gruntach o wysokiej rezystywności wartość w ten sposób wyznaczonej przewodności poprzecznej G w schemacie zastępczym przyjmuje bardzo małe wartości. W takich warunkach znaczący wpływ na rozpraszanie w gruncie prądów może mieć pojemność C . Zwłaszcza dla prądów szybkozmiennych reaktancja pojemnościowa gałęzi poprzecznej nie może być pomijana w odniesieniu do bardzo małych wartości połączonej równolegle przewodności G . Na rysunku 10 zostały przedstawione zrealizowane w programie Matlab Simulink wyniki obliczeń symulacyjnych zmian współczynnika udarowego 1 m uziomu poziomego w funkcji rezystywności gruntu. Współczynnik udarowy uziomu jest definiowany jako:

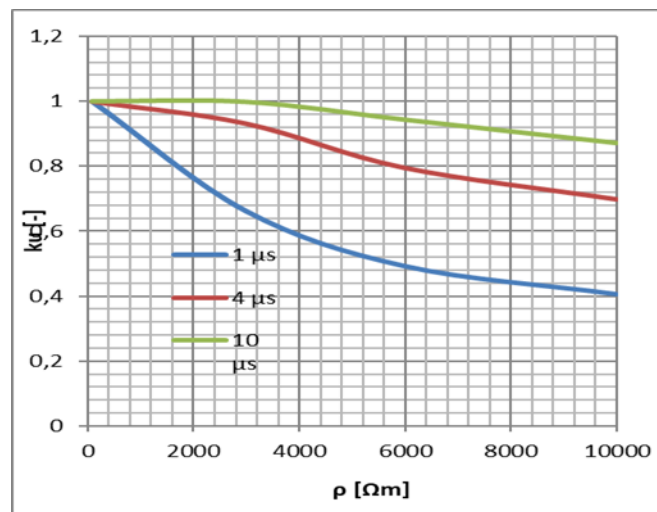
$$k_u = Z_u / R_{st} \quad (3)$$

gdzie R_{st} oznacza rezystancję statyczną uziomu, a Z_u – jego impedancję udarową. Wymienione obliczenia symulacyjne parametrów uziomu zostały przeprowadzone przy prądach rzędu pojedynczych amperów, które nie mogą powodować wyładowań w gruncie.

W przypadku najczęściej używanego podczas pomiarów udaru o czasie czoła 4 μs współczynnik udaru uziomów skupionych pogrążonych w gruncie o rezystywności poniżej 1000 Ωm jest równy 1 lub niewiele przekracza tę wartość. Wyniki przedstawione na rysunku 10 wskazują, że dla gruntów o wysokiej rezystywności

współczynnik udaru może przyjmować wartości poniżej 1, np. dla udaru 4 μs i rezystywności gruntu 3000 Ωm wynosi ok. 0,9, a dla udaru 1 μs – ok. 0,7. Publikowane w literaturze wyniki pomiarów uziemień stanowisk słupowych linii przesyłowych w Brazylii posadowionych na gruntach o bardzo wysokiej rezystywności wskazują, że współczynnik udarowy osiąga wartości w granicach 0,7 – 0,8. Prezentowane tam wartości współczynnika udarowego są definiowane według wyrażenia (3) i zostały zarejestrowane przy prądach rzędu kilku amperów, a więc nie może być rozważane zjawisko wieloprądowe [14,15].

Występowanie współczynnika udaru poniżej wartości 1 zostało potwierdzone pomiarami uziemienia słupa linii 400 kV przeprowadzonymi na etapie budowy przed zamontowaniem przewodów odgromowych. Pomierzona wartość rezystywności gruntu w sąsiedztwie słupa wynosiła 3080 Ωm , a rezystancja statyczna uziemienia słupa w formie kombinacji uziomu otokowego i uziomów pionowych łącznie z jego fundamentami wynosiła 27,8 Ω . Impedancja udarowa tego układu uziemiającego osiągnęła wartość 24,4 Ω przy udarze pomiarowym o czole 4 μs oraz 19,7 Ω przy udarze 1 μs . Otrzymane stąd wartości współczynnika udarowego uziemienia słupa wynosiły 0,88 i 0,71 odpowiednio dla udarów 4 μs raz 1 μs .



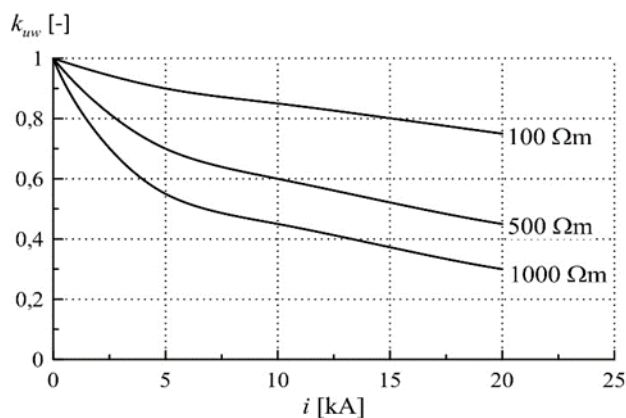
Rys. 10. Wyniki obliczeń symulacyjnych wpływu rezystywności gruntu na współczynnik udarowy uziomu o długości 1 m [11]

Przytoczone wartości współczynnika udaru są wprawdzie rezultatem pomiarów tylko pojedynczego słupa, ale pokazują tendencję zbliżoną do charakteru krzywych otrzymanych drogą symulacji i przedstawionych na rysunku 10 oraz wyników pomiarów prezentowanych w literaturze światowej [14, 15]. W gruntach o wysokiej rezystywności współczynnik udarowy zwłaszcza skupionych uziemień może więc mieć wartości poniżej 1. Wobec tego trudno zgodzić się ze stwierdzeniem w przepisach operatora sieci, że „nie należy wykonywać pomiarów przyrządami udarowymi, gdyż mierzone nimi wartości są zawyżone, co może prowadzić do błędnych wniosków” [6]. Duże wartości impedancji udarowej uziemień w porównaniu z ich rezystancją statyczną są notowane w rozległych uziemieniach wykonanych zwłaszcza na dobrze przewodzących gruntach, których rozmiary przekraczają długość efektywną szacowaną według wyrażenia (2). Uwagi o ograniczeniach rozległości uziemień przeznaczonych do celów ochrony odgromowej można znaleźć także w przepisach normalizacyjnych [3, 20]

Jeżeli podczas przepływu prądu piorunowego w uziemiu natężenie pola elektrycznego na styku uziomu z gruntem przekroczy wartość krytyczną E_k , na powierzchni uziomu pojawiają się wyładowania niezupełne. Zjonizowana strefa otaczająca uziom zwiększa efektywny promień uziomu. Takie pozorne zwiększanie promienia uziomu, a więc również powierzchni jego styku z gruntem, prowadzi do spadku rezystancji uziomu w miarę wzrostu natężenia rozpraszanego prądu i jest często określane jako zjawisko wielkopądowe.

Dane literaturowe wskazują, że wyładowania w gruntach żwirowych i piaszczystych są inicjowane przy mniejszych wartościach natężenia pola E_k [13]. Wobec tego można przypuszczać, że spadek rezystancji uziomu wskutek wyładowań wywołanych zwiększaniem prądu powinien być bardziej zauważalny w gruntach o wysokiej rezystywności. Miarą tych zmian może być wielkopądowy współczynnik udaru k_{uw} obliczany jako stosunek impedancji uziomu wyznaczonej przy wysokiej wartości amplitudy prądu udarowego do rezystancji statycznej uziomu mierzonej przy niewielkim prądzie przemiennym generowanym przez standardowe mierniki.

W podręcznikach rosyjskich z ubiegłego wieku są prezentowane wyniki badań impedancji udarowej uziomów prowadzone na obiektach rzeczywistych przy amplitudach prądów do kilkudziesięciu kA [17,18,19]. Na podstawie wyników zamieszczonych w tych źródłach w postaci tabelarycznej zostały sporządzone i przedstawione na rysunku 11 wykresy zmian wielkopądowego współczynnika udaru k_{uw} uziomu pionowego o długości 3 m w funkcji amplitudy prądu. Badany uziom był umieszczany w gruntach o rezystywności 100, 500 i 1000 Ωm . Wskutek wyładowań powstających w gruncie otaczającym uziom jego impedancja reprezentowana przez współczynnik k_{uw} maleje ze wzrostem amplitudy prądu. Największy spadek impedancji uziomu obserwuje się w gruntach o wysokiej rezystywności. Przy prądzie o amplitudzie 20 kA współczynnik k_{uw} w gruncie 100 Ωm maleje do wartości 0,75, a w gruncie 1000 Ωm – do wartości 0,3. Z zaprezentowanych danych wynika, że w gruntach o wysokiej rezystywności można oczekiwać większego spadku impedancji uziemienia podczas rozpraszania prądu piorunowego, niż w gruntach o małej rezystywności.



Rys. 11. Wartości współczynnika udaru wielkopądowego w funkcji amplitudy prądu uziomu pionowego o długości 3 m umieszczonego w gruntach o rezystywności 100, 500 i 1000 Ωm

5. PODSUMOWANIE

Stosowane w praktyce eksploatacyjnej metody pomiaru uziemień słupów linii elektroenergetycznych powinny umożliwiać uwzględnianie w końcowej ocenie wpływu fundamentów słupa. Zaprezentowane wyniki badań wskazują, że rezystancja fundamentów słupa jest często porównywalna z rezystancją uziomu sztucznego, a na gruntach o dobrej przewodności wartość rezystancji uziemienia fundamentowego może już być wystarczająca.

Długość efektywna uziomów rośnie w gruntach o dużej rezystywności i to umożliwia rozbudowę oraz zwiększanie wymiarów uziemienia w celu osiągnięcia wymaganej rezystancji. Przepisy ograniczające rozmiary stanowiska słupowego na gruntach leśnych mogą blokować tę możliwość.

Zaprezentowane wyniki symulacji komputerowych oraz pomiarów na obiektach rzeczywistych wskazują, że wartość impedancji udarowej uziemienia, zwłaszcza niezbyt rozległego, pograżonego w gruncie o bardzo wysokiej rezystywności może być mniejsza niż jego rezystancja mierzona przy wymuszeniach o niskiej częstotliwości. Współczynnik udaru takiego uziemienia może więc osiągać wartości poniżej 1. Uwzględniając fakt pomijalnego wpływu uziemień sąsiednich słupów linii na wynik pomiaru, metoda udarowa oceny uziemień linii umożliwia dość wszechstronną ocenę uziemień.

Wyładowania niezupełne w gruncie otaczającym uziom podczas rozpraszania prądu piorunowego powodują obniżenie jego impedancji w porównaniu do wartości uzyskanych przy pomocy mierników pracujących przy niewielkich wymuszeniach prądowych. W gruntach suchych o wysokiej rezystywności spadek impedancji pod wpływem wzrostu amplitudy prądu jest większy niż w gruntach dobrze przewodzących – dane literaturowe wskazują, że w takich gruntach wielkopądowy współczynnik udarowy uziemienia jest mniejszy.

Przytoczone w podsumowaniu uwagi są argumentami za pozostawieniem maksymalnej dopuszczalnej wartości uziemienia słupa linii na poziomie 20 Ω w przypadku gruntów o podwyższonej rezystywności [20], a nie obniżanie jej w każdym gruntach do 15 Ω [4].

6. BIBLIOGRAFIA

1. Nowak W., Identyfikacja narażeń przepięciowych układów elektroenergetycznych wysokich napięć przy wyładowaniach atmosferycznych, Rozprawy monograficzne 139, Wydawnictwo Uczelniane AGH, Kraków 2005.
2. Markowska R., Sowa A.: Ochrona odgromowa obiektów budowlanych, Dom Wydawniczy MEDIUM, Warszawa, 2009
3. PN-EN 62305 Ochrona odgromowa. Części 1 - 4
4. Standardowa Specyfikacja Techniczna PSE: Linia napowietrzna 400 kV, Nr kodowy PSE-SF.Linia 400 kV.0 PL/2017v1
5. Standardowa Specyfikacja Techniczna PSE: Linia napowietrzna 400 kV, Uziemienia, Nr kodowy PSE-SF.Linia 400 kV.3 PL/2014v1
6. Standardowa Specyfikacja Techniczna PSE: Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN, Nr kodowy „PSE-SF. Badanie uziemień. PL/2013v1

7. Piwko A.: Wpływ przewodów odgromowych na pomiary uziemień słupów linii przesyłowych, praca dypl. mgr, Wydz. AiE Politechniki Gdańskiej, 2008 rok
8. Wronowski K.: „Analiza możliwości wykorzystania konstrukcji fundamentów słupów linii elektroenergetycznej 400 kV jako uziomów w systemie ochrony odgromowej”, praca dypl. mgr, Wydz. EiA Politechnika Gdańska, 2015 rok .
9. Wojtas S. Pomiary uziemień słupów linii elektroenergetycznych, Acta Energetica, Nr 1, 2011
10. Wojtas S., Lightning impulse efficiency of horizontal earthings, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10b, 2012.
11. Budka P., Wpływ parametrów gruntu na współczynnik udarowy uziemienia, praca dypl. mgr, Wydz. AiE Politechniki Gdańskiej, 2018 rok
12. Almeida M.E., Correia de Barros M.T., Modelling of long ground electrodes for lightning studies. Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering, 22-27 August 1999, Conference Publication No. 467
13. Łoboda M., Udarowe właściwości uziemień ochrony odgromowej obiektów budowlanych i elektroenergetycznych, WPW, Warszawa 2000.
14. S. Visacro, G. Rosado, Response of Grounding to Impulsive Currents: An Experimental Evaluation, IEEE Trans. on Electromagnetic Compatibility, Nr 1, 2009.
15. Visacro S., Guimaraes M.B., Oliveira C.H.D, Achievements in the Measurement of Tower-footing. Impulse Impedance of Transmission Lines. 34 th International Conference on Lightning Protection, 02-07 September 2018, Rzeszów, Poland
16. Wojtas S.: Impulse measurement accuracy of transmission line earthings, W: 29th International Conference on Lightning Protection ICLP2008, 23rd–26th June 2008, Uppsala, Sweden, 2008. s. 112
17. K.S. Stiefanow, Technika Wysokich Napriażenij, Wyd. Energija, Leningrad, 1967
18. N. A. Tiniakow, K. F. Stiepanczuk, Technika Wysokich Napriażenij, Wyd. Wszejnaja Szkoła, Mińsk, 1971.
19. M. E. Jerusalimow, N.N. Orłow, Technika Wysokich Napriażenij, Wyd. Kijewskij Uniwersitet, , 1967
20. PN-E/05003-1:1986 Ochrona odgromowa obiektów budowlanych - Wymagania ogólne

ASSESSMENT OF POWER LINE TOWER EATHINGS, ESPECIALLY THOSE LOCATED ON HIGH RESISTIVITY GROUNDS

The article discusses the issues of measurement and evaluation of earthing properties of power line towers using low and high-frequency waveforms. Obtaining a sufficiently low resistance value of the earthing tower located on the ground of over 1000 Ωm can be difficult. The work contains an analysis of changes in static and impulse properties of earthing as a function of resistivity of the surrounding ground and current amplitude. Attention is paid to the large role of the tower foundations, which can have a significant influence on the resulting resistance of the tower's earthing. The summary contains a number of comments and advices on the design and methods for assessing earthing plunged in high resistivity grounds.

Keywords: earthing, earthing of line towers, earthing measurements, measurements of line tower earthings.

SPONSORZY I PARTNERZY



