



Gdańskie Dni Elektryki 2019

Konferencja elektroenergetyczna

9-10 maja 2019
Gdańsk

GDe

spis treści

4	Przedmowa
6	Program
16	Sponsorzy, Partnerzy
22	Partnerzy Merytoryczni
26	Referaty
146	Targi branżowe
154	Patronaty
158	Organizator

Przedmowa

**dr inż.
Stanisław Wojtas**
Prezes
SEP O. Gdańsk

Kamil Żeromski
Przewodniczący
GDE 2019

Szanowni Państwo,

SEP O. Gdańsk już po raz 43. organizuje Gdańskie Dni Elektryki. Odpowiadając na Państwa potrzeby, tegoroczne GDE odbywają się w nowej, odświeżonej odsłonie ze stałym elementem jakim jest konferencja elektroenergetyczna.

Gdańskie Dni Elektryki są okazją do wymiany doświadczeń ludzi nauki i przedstawicieli firm produkcyjnych z szeroką rzeszą elektryków Pomorza. Z każdą kolejną edycją przybywa coraz to więcej zainteresowanych naszym już prestiżowym i znanym w środowisku branży energetycznej wydarzeniem.

Mamy nadzieję, że tegoroczna edycja cieszyć się będzie jeszcze większym sukcesem.

GDE 2019

Konferencja elektroenergetyczna

Główny element wydarzenia na którym poruszone są aktualne i ważne dla branży energetycznej zagadnienia. Stanowi spotkanie najlepszych prelegentów z całego kraju, specjalistów, jak i przedsiębiorców zainteresowanych wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań.

Spotkanie branżowe

Zwieńczeniem pierwszego dnia jest uroczysty bankiet dla przedstawicieli środowiska biznesu, przemysłu i nauki.

Seminarium techniczne

Następnego dnia odbywa się seminarium techniczne dla zaproszonych gości. Prelekcje dotyczą zagadnień związanych z projektowaniem i rozwojem sieci elektroenergetycznych.

Konferencja elektroenergetyczna

Dzień I, 9 maja 2019

10:00 Inauguracja

10:15 Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokich napięć - wybrane zagadnienia techniczne projektowania słupów kratowych oraz badań wytrzymałościowych w skali rzeczywistej

Anna Scheibe, Paweł Szwarczewski,
Energa Invest

10:45 Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z uwzględnieniem aspektów środowiskowych

Alicja Stoltmann,
Politechnika Gdańska

11:15 Rozwiązania Siemens w kontekście stacji cyfrowej w technologii próżniowej na napięcie 110kV

Marcin Lizer,
Siemens

11:45 Przerwa kawowa

12:15 Krajowe stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć - przegląd rozwiązań i technologii

Waldemar Dołęga,
Politechnika Wrocławska

12:45 Ograniczniki przepięć WN - wybrane zagadnienia techniczne projektowania ochrony przepięciowej na stacjach elektroenergetycznych Wysokich Napięć

Krzysztof Kujawski,
Energa Invest

- 13:15 Stacje podziemne i transforma.smart – odpowiedź na generację rozproszoną i e-mobility**
Maciej Kowalski,
Ormazabal Polska
- 13:45 SORAL – badawczo rozwojowy projekt w zakresie wykorzystania diagnostyki kabli SN**
Sławomir Noske,
Katarzyna Zasada-Chruścińska,
ENERGA-OPERATOR SA
- 14:15 Lunch**
- 15:00 Zastosowanie standardu IEC 61850 do szybkiej rekonfiguracji sieci SN z wykorzystaniem adaptacyjnej zmiany banków nastaw**
Mirosław Włas,
Politechnika Gdańska

- 15:30 Realizacja projektów farm fotowoltaicznych przez Energa Invest**
Piotr Gruszecki,
Energa Invest
- 16:00 Laboratoryjne badanie skutecznej odległości ochronnej ograniczników przepięć niskiego napięcia**
Jarosław Wiater,
Politechnika Białostocka
- 16:30 Podstawowe wymagania stawiane urządzeniom do detekcji zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia**
Stanisław Czapp,
Politechnika Gdańska
- 17:00 Podsumowanie**
- 19:00 Bankiet**

Seminarium techniczne

Dzień II, 10 maja 2019

- 09:30** Rola Energa Invest jako inżyniera kontraktu przy budowie pierwszego w Polsce hybrydowego magazynu energii oraz modernizacji małych elektrowni wodnych
Dariusz Pawłowski,
Energa Invest
- 10:00** Linie kablowe wysokich napięć na terenie Warszawy
Janusz Jakubowski,
PTPiREE
- 10:30** Ocena uziemień słupów linii elektroenergetycznych posadowionych zwłaszcza

na gruntach o wysokiej rezystywności

Stanisław Wojtas,
Politechnika Gdańska

- 11:00** Przerwa kawowa
- 11:30** Projekty pilotażowe z uwzględnieniem wykorzystania magazynów energii przez **ENERGA-OPERATOR SA**
Dominik Falkowski,
Mirosław Matusiewicz,
ENERGA-OPERATOR SA
- 12:00** Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia
Mirosław Schwann,
KENTIA

12:30 **Perspektywa wykorzystania kogeneracji dla zagospodarowania złóż gazowych w rejonie środkowo-północnej Polski**

Michał Bajor,
Energa Invest

13:00 **Oddziaływanie zakłóceń i niebezpieczne linii kablowych 110 kV na kolejową infrastrukturę telekomunikacyjną**

Adam Rynkowski

13:30 **Zakończenie**

13:45 **Lunch**

Rada Prezesów Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Podczas GDE 2019 odbywa się równolegle Rada Prezesów Stowarzyszenia Elektryków Polskich objęta dodatkowym programem.

Sponsorzy, Partnerzy

ELFEKO S.A.
Grupa LOTOS S.A.
Ormazabal Polska Sp. z o.o.
Siemens Sp. z o.o.
SPIE Elbud Gdańsk S.A.

ELFEKO S.A.



Jest jedną z największych polskich firm budowlanych kompleksowo obsługującą inwestycje infrastrukturalne w energetyce.

Nasza Spółka specjalizuje się w realizacji obiektów energetycznych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym linii i stacji energetycznych o napięciach 110kV, 220kV i 400kV.

Grupa LOTOS S.A.



LOTOS to polska grupa kapitałowa, która wydobywa gaz ziemny i ropę naftową w Polsce, Norwegii oraz na Litwie. Należy do niej, zlokalizowana w Gdańsku, jedna z najnowocześniejszych europejskich rafinerii. LOTOS to także sieć 495 stacji paliw, zlokalizowanych przy autostradach i drogach ekspresowych. LOTOS zaopatruje w paliwa blisko 1/3 polskiego rynku. Zajmuje też pozycję drugiego przewoźnika kolejowego w kraju. Jest czołowym producentem asfaltów drogowych, olejów silnikowych oraz smarów do samochodów, samolotów, pociągów, statków, a nawet pojazdów techniki wojskowej.

Ormazabal Polska Sp. z o.o.



Firma Ormazabal to wiodący dostawca z grupy VELATIA spersonalizowanych rozwiązań dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych, użytkowników końcowych energii elektrycznej oraz do zastosowań w zakresie systemów odnawialnych źródeł energii opartych na naszych własnych technologiach. Firma ma wieloletnie doświadczenie w zakresie badań, projektowania, rozwoju, produkowania i montowania aparatury rozdzielczej i sterowniczej średniego napięcia (SN), transformatorów rozdzielczych (SN/nn) oraz stacji transformatorowych.

Siemens Sp. z o.o.



Polska spółka globalnego koncernu została utworzona w 1991 roku. Oferuje na polskim rynku rozwiązania i produkty Siemens, a także usługi inżynierskie, doradcze, serwisowe z zakresu automatyki przemysłowej i napędów, automatyki budynkowej, transportu szynowego i systemów zarządzania ruchem, wytwarzania energii, oraz jej przesyłu i rozdziału.

Od początku swego istnienia Siemens jest aktywnym partnerem polskiej gospodarki, przyczyniającym się do jej modernizacji i promującym technologie, które zapewniają efektywne wykorzystanie zasobów naturalnych i zmniejszenie skażenia środowiska.

SPIE Elbud Gdańsk S.A.



SPIE Elbud Gdańsk S.A. należy do Grupy SPIE SAG i jest jedną z największych Spółek w Polsce świadczących usługi w zakresie infrastruktury elektroenergetycznej dla firm zajmujących się dystrybucją i przesyłem energii elektrycznej.

Przy realizacji projektów oferujemy naszym Klientom najlepsze rozwiązania techniczne, dostosowane do ich potrzeb i oczekiwań. Nowoczesne metody pracy oraz Zintegrowany System Zarządzania gwarantują najwyższą jakość wykonywanych usług.

Partnerzy Merytoryczni

Politechnika
Gdańska
Energa Invest
PTPiREE

Politechnika Gdańska



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

Politechnika Gdańska, jedna z najstarszych w Polsce, jest autonomiczną uczelnią państwową. Obejmuje 9 wydziałów. Uczelnia zatrudnia niemal 2500 osób, w tym ponad 1260 nauczycieli akademickich.

Misją Politechniki Gdańskiej jest kształcenie dla potrzeb dynamicznego rozwoju gospodarki i społeczeństwa opartego na wiedzy oraz prowadzenie badań naukowych na najwyższym międzynarodowym poziomie w warunkach globalizującego się świata, w celu uczestnictwa w przemianach cywilizacyjnych i wzbogacania kultury kraju, a w szczególności nauki i techniki.

Energa Invest Sp. z o.o.



Należąca do Grupy Kapitałowej Energa spółka Energa Invest, jest jedną z największych w Polsce firm projektowych w obszarze energetyki konwencjonalnej, wodnej, wiatrowej, fotowoltaicznej oraz źródeł kogeneracyjnych. Zespół 200 specjalistów pracujących w siedzibie spółki w Gdańsku i 8 zamiejscowych biurach projektowych, realizuje aktualnie ponad 500 projektów z zakresu dystrybucji i źródeł wytwórczych, oraz pracuje nad innowacyjnymi rozwiązaniami technicznymi wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku.

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej



Powołane w 1990 r. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej wspiera operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych (OSD) i systemu przesyłowego (OSP) we wspólnie podejmowanych działaniach na rzecz wdrażania nowych rozwiązań w branży energetycznej. W ramach PTPiREE działają komisje i zespoły robocze, w których aktywny udział biorą przedstawiciele spółek energetycznych. PTPiREE kreuje nowe rozwiązania i wypracowuje stanowiska w sprawach wspólnych dla szeroko pojętego podsektora przesyłu i dystrybucji.

Referaty

Anna Scheibe
Paweł Szwarczewski

Marcin Lizer

Waldemar Dołęga

Krzysztof Kujawski

Mirosław Włas

Kacper Chyła

Filip Pankowiak

Tomasz Bednarczyk

Piotr Gruszecki

Jarosław Wiater

Stanisław Czapp

Dariusz Pawłowski

Stanisław Wojtas

Mirosław Schwann

Michał Bajor

Adam Rynkowski

Grzegorz Mazurek

Piotr Szatkowski

Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokich napięć – wybrane zagadnienia techniczne projektowania słupów kratowych oraz badań wytrzymałościowych w skali rzeczywistej na przykładzie projektu Pylon

mgr inż. Anna Scheibe
mgr inż. Paweł Szwarczewski
Energia Invest Sp. z o.o.

Dział Linii Elektroenergetycznych
Biuro Projektów
Elektroenergetycznych
Wysokich Napięć

1. Wstęp

Nieustający wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a także zwiększanie niezawodności pracy sieci i utrzymanie coraz wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii generują potrzebę rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. Skala wymaganych zmian jest bardzo duża, również ze względu na wiek znacznej części sieci 110 kV. Inwestycje tego typu obejmują budowę nowych linii, jak również zwiększanie obciążalności, czy modernizację już istniejących linii elektroenergetycznych 110 kV. Dodatkowo w celu zapewnienia niezawodności pracy sieci i utrzymania coraz wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii, wymagana jest pilna modernizacja i rozwój systemu dystrybucyjnego.

W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynkowe, inżynierowie z firmy Energia

Invest opracowują w ramach projektu Pylon katalog słupów kratowych dla linii elektroenergetycznych 110 kV. Konstrukcje projektowane są w oparciu o najnowszą normę PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemienne powyżej 1kV oraz załącznik krajowy dla Polski PN-EN 50341-2-22:2016-04. Założeniem projektu jest stworzenie rozwiązań pozwalających m.in. na redukcję liczby stanowisk słupowych poprzez zastosowanie długich przęseł do 380 m. Zaprojektowane słupy będą umożliwiały pełne wykorzystanie charakterystyki mechanicznej aż trzech różnych typów przewodów fazowych oraz dwóch najbardziej popularnych typów przewodów odgromowych. Pozwoli to na ograniczenie wysokości konstrukcji i jednocześnie stanowić będzie o szerokim obszarze możliwości ich stosowania.

2. Oddziaływania klimatyczne i dobór gabarytów słupa

Zasady projektowania linii elektroenergetycznych w Polsce, do roku 2010, definiowały normy:

- PN-E-05100-1:1998 - Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemysłowego z przewodami roboczymi gołymi.
- PN-B-03205:1996 - Konstrukcje stalowe. Podpory linii elektroenergetycznych. Projektowanie i wykonanie.

Od roku 2010 aktualną wytyczną do projektowania linii elektroenergetycznych jest system norm europejskich PN-EN 50341, który opiera się o normę podstawową – wspólną dla krajów europejskich oraz załącznik krajowy, który uwzględniła m.in. lokalne warunki klimatyczne. Ze względu na interdyscyplinarną specyfikę definiowanych zagadnień norma PN-EN 50341 często odwołuje się do Eurokodów, mimo iż została wyłączona z ich składu. W roku 2013 opublikowano polskie tłumaczenie zaktualizowanej części wspólnej normy, jako: PN-EN 50341-1:2013-03 – Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne. Załącznik krajowy ukazał się w roku 2016 jako: PN-EN 50431-2-22:2016.

Aktualizacja względem wersji poprzedniej wprowadziła m.in. następujące zmiany:

- Zwiększono zasięg strefy S2;

Strefa obciążenia oblodzeniem	Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem (na jednostkę długości przewodu o średnicy d [mm]) l_k [N/m]
S1	5,5+0,55 d
S2	8,2+0,82 d
S3	16,4+0,82 d
S _{spec}	wg specyfikacji projektowej lub danych meteorologicznych

Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokich napięć – wybrane zagadnienia techniczne projektowania słupów kratowych oraz badań wytrzymałościowych w skali rzeczywistej na przykładzie projektu Pylon

- Zwiększono obciążenie oblodzeniem w strefie S1;
- Zmieniono sposób określania oddziaływań wiatru;
- Zmodyfikowano przypadki układów obciążeń dla przewodów oraz słupów;
- Zmieniono stosowanie współczynników częściowych;
- Zmieniono sposób wymiarowania elementów ściskanych;
- Zniesiono wymóg badania słupów seryjnych.

Norma PN-EN 50341-1:2013-03 określa rodzaj obciążeń oraz sposób, w jaki należy je uwzględniać. Podstawowe obciążenia to:

- Oddziaływanie wiatru na dowolny podzespół linii określony wzorem:

$$Q_{wx} = q_p(h) G_x C_x A_x$$

gdzie:

$q_p(h)$ – szczytowe ciśnienie prędkości wiatru;

h – wysokość odniesienia nad terenem (stosowana dla konkretnego podzespołu linii);

G_x – współczynnik konstrukcyjny (dla konkretnego podzespołu linii);

C_x – współczynnik oporu aerodynamicznego;

A_x – pole rzutu danego podzespołu na płaszczyznę prostopadłą do kierunku wiatru.

- Obciążenie oblodzeniem uwzględnione na przewodach, elementach mocowanych na przewodach oraz na izolatorach. Stopień obciążenia przewodów oblodzeniem norma uzależnia od średnicy przewodu oraz regionu kraju (strefa obciążenia oblodzeniem).

Tabela 1. Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem wg PN-EN 50431-2-22:2016.

mgr inż. Anna Scheibe
mgr inż. Paweł Szwarczewski
Enerqa Invest Sp. z o.o.

Norma określa przypadki układów obciążeń przewodów wiatrem i oblodzeniem, wskazując jednocześnie dla każdego przypadku dopuszczalną naciąg określony jako % obciążeniowej siły zrywającej (RTS) przewodu (Tabela 2). Przypadki układu obciążeń słupów są bardziej rozbudowane i zawierają dodatkowe kombinacje wpływające na wymiarowanie konstrukcji.

Poniżej przedstawiono mapę Polski z rozgraniczeniem na strefy obciążenia wiatrem i oblodzeniem wg wytycznych z załącznika krajowego PN-EN 50341-2-22:2016-04, według której projektant dobiera konstrukcje słupów dla odpowiedniej kombinacji stref w ramach projektu Pylon.

Poza definicją rodzaju obciążeń oraz ich układów, norma określa także wymagania jakie powinny być spełnione dla poszczególnych przypadków.

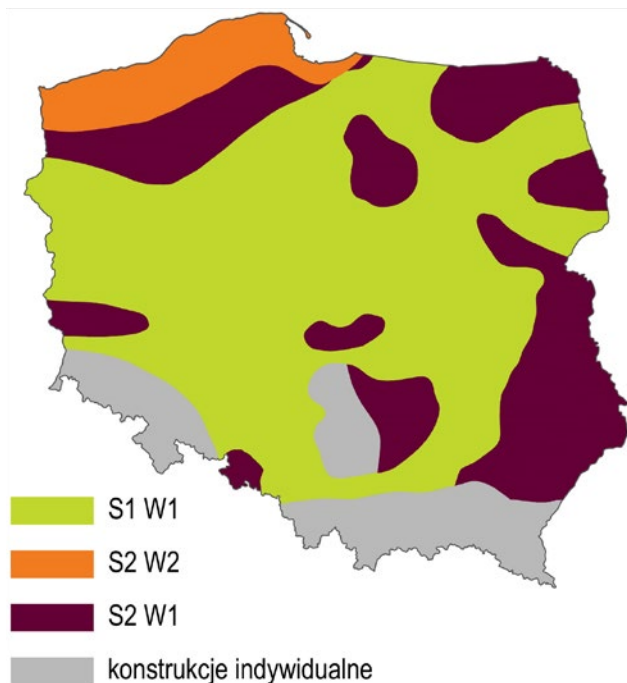
Powyższe dotyczy:

- zewnętrznych odstępów izolacyjnych - minimalnych wymaganych odległości do terenu i obiektów krzyżowanych;
- wewnętrznych odległości izolacyjnych – minimalnych odległości pomiędzy poszczególnymi przewodami jak również pomiędzy przewodami a konstrukcjami wsporczymi linii.

Projekt linii elektroenergetycznej musi być wykonany w sposób gwarantujący bezpieczną eksploatację zarówno

Tabela 2. Przypadki układu obciążeń przewodów wg PN-EN 50431-2-22:2016.

[illegible]



Rys. 2.1 Obszar zastosowania słupów PLN PN-EN 50341-2-22:2016

samemu obiektu, jak również terenów w bezpośrednim sąsiedztwie. Podstawowym zadaniem projektanta sieci wysokich napięć jest zapewnienie spełnienia wymagań normy w zakresie zewnętrznych i wewnętrznych odstępów izolacyjnych. W tym celu projektant może skorzystać z poniższych sposobów:

- dobór rzędnej posadowienia słupa (lokalizowanie z uwzględnieniem ukształtowania terenu);
- dostosowanie długości poszczególnych przęseł;
- dostosowanie wysokości słupów;
- wybór rodzaju zastosowanych słupów (z uwzględnieniem ich dopuszczalnych warunków pracy).

Niejednokrotnie sprostanie wymaganiom ukształtowania i zagospodarowania terenu, związane z wypełnieniem wymagań normowych, przysparza wielu problemów podczas projektowania linii napowietrznych. Często problemy te wynikają z ograniczonych właściwości użytkowych

Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokich napięć – wybrane zagadnienia techniczne projektowania słupów kratowych oraz badań wytrzymałościowych w skali rzeczywistej na przykładzie projektu Pylon

dostępnych konstrukcji wsporczych. Każdorazowe, indywidualne modyfikacje w zakresie wysokości czy gabarytów słupów są czasochłonne i kosztowne. Idealnym rozwiązaniem, wydawać by się mogło stworzenie konstrukcji maksymalnie uniwersalnych, zapewniających znaczne rezerwy względem wartości wymaganych w normie. Jednak takie podejście podniosłoby koszty realizacji inwestycji typowych, gdzie uwarunkowania terenowe nie są aż tak wymagające. Niewątpliwie rozwiązaniem pożądanym byłyby słupy udoskonalone tzn. słupy o szerokich możliwościach zastosowania, jednak zaprojektowane tak, aby ich powszechne stosowanie było uzasadnione ekonomicznie.

W związku z powyższym, idealnym momentem na wprowadzenie udoskonaleń w konstrukcjach wsporczych jest zmiana wymagań normowych, kiedy to tworząc nowe projekty słupów można uwzględnić aktualne potrzeby.

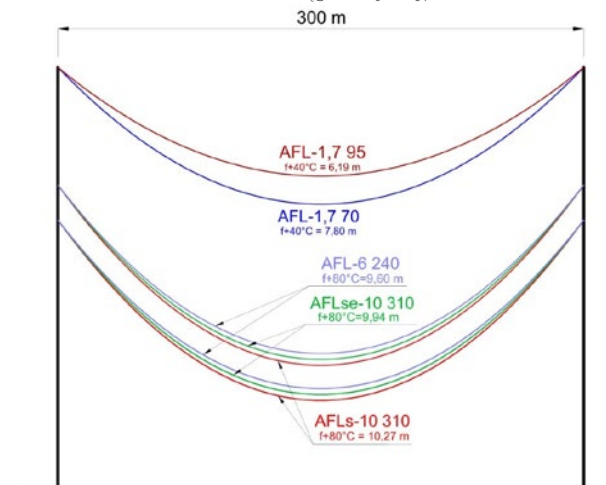
W ramach realizacji projektu Pylon udoskonalenia słupów stanowiły:

- dopuszczenie przęsła wiatrowego o długości do 380m – jako rozwiązanie na trudne warunki terenowe (problemy gruntowe lub własnościowe) jak również ekonomicznie uzasadnione (redukcja sumarycznej ilości użytej stali względem innych dostępnych słupów przy założeniu sekcji odciągowej o typowej długości 2,5 km);
- zakresy kątów pracy słupów (180° - 165° - 145° - 125° - 90°) – zapewniające maksymalne wykorzystanie gabarytów (ustalone na podstawie kątów załomów istniejących linii);
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej trzech najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych (AFL-6 240 mm², AFLs-10 310 mm², AFLse-10 310 mm²) – brak konieczności przeliczania słupów w przypadku projektów uwzględniających jeden z ww. przewodów;
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej dwóch najczęściej

stosowanych typów przewodów odgromowych (AFL-1,7 70 mm², AFL-1,7 95 mm²) – co pozwala na stosowanie dużej grupy przewodów skojarzonych ze światłowodem (OPGW), ograniczenie ilości przypadków kiedy gabaryt słupów stanowiłby o konieczności skrócenia przęsła lub modyfikacji sylwetki słupów.

Na poniższym profilu przedstawiono korelację różnych typów przewodów zawieszonych wg normy PN-EN 50341-2-22:2016-04 z naciągami zmniejszonym. Odmiennie charakterystyki mechaniczne przewodów wpływają na ich wzajemną korelację, a docelowo na gabaryt końcowy słupów.

Rys. 2.2 Profil porównawczy krzywych zwisania różnych typów przewodów (warunki zawieszenia przewodów wg PN-EN 50341-2-22:2016-04, naciąg zmniejszony)



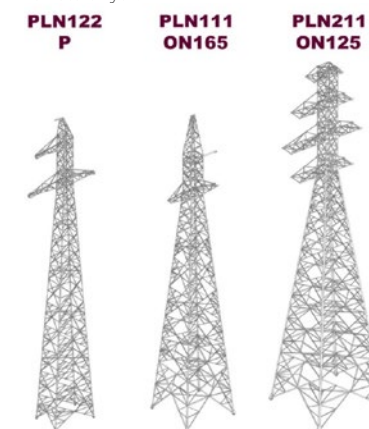
W efekcie zaprojektowano gabaryty konstrukcji wsporczych dla linii WN, cechujące się dopuszczalną długością przęsła, wyważoną do możliwości technicznych oraz ekonomicznego ich stosowania. Dodatkowo ograniczono ilość przypadków kiedy rzeczywiste kąty pracy słupa istotnie odbiegają od dopuszczalnych dla danego typu słupa, dzięki zawężeniu ich zakresów. Ponadto słupy umożliwiają wykorzystanie najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych i odgromowych

mgr inż. Anna Scheibe
mgr inż. Paweł Szwarczewski
Energia Invest Sp. z o.o.

przy zapewnieniu ich wzajemnej współpracy.

Przewidziano w wersji podstawowej 6 serii słupów, po 3 serie słupów odpowiednio jednotorowych i dwutorowych z podziałem na różne kombinacje stref klimatycznych.

Rys. 2.3 Przykładowe sylwetki słupów PLN jedno i dwutorowych.



3. Wymiarowanie i optymalizacja

Do obliczeń statycznych zastosowano przestrzenny model konstrukcji kratowej. Konieczność wymiarowania słupów energetycznych z zastosowaniem normy PN-EN 50341-1:2013 oraz Załącznika G i H normy PN-EN 1993-3-1:2008 zamiast ogólnych zasad zdefiniowanych w normie PN-EN 1993-1-1. Na podstawie uzyskanych z modelu obliczeniowego wartości sił wewnętrznych, przeprowadzono wymiarowanie prętów ściskanych i rozciąganych.

Punktem wyjścia przy projektowaniu konstrukcji wsporczych dla linii elektroenergetycznych jest analiza doboru optymalnej zbieżności trzonu słupa z uwzględnieniem najkorzystniejszych reakcji na fundament. W kolejnych krokach dobierane jest takie zakratowanie, aby przy spełnieniu normowych wartości granicznych smukłości, maksymalnie wykorzystać przekrój danego profilu. Smukłości graniczne elementów (wg PN-EN 50341-2-22:2016-04) powinny wynosić nie

więcej niż:

- 120 dla krawężników trzonu i kolumny oraz pasów ściskanych poprzeczników i wieżyczek;
- 200 dla prętów skratowania głównego;
- 250 dla prętów skratowania drugorzędowego.

Warto podkreślić, że mimo wymiarowania elementów ściskanych opartego na normie PN-EN 1993-3-1:2008, dopuszczono w załączniku krajowym PN-EN 50341-2-22:2016-04 większe smukłości prętów skratowania głównego (200 zamiast 180 dla wież i masztów). Dobór większości profili skratowań determinowany jest przez ograniczenie smukłości prętów. W przypadku prętów krzyżulców nie ma uzasadnienia stosowanie stali o podwyższonych właściwościach. Dobór układów skratowań wynika zwykle z ekonomicznie uzasadnionej konieczności zapewniania nośności i stateczności prętów przy optymalnym wykorzystaniu przekroju profilu. Po spełnieniu powyższych zaleceń następuje wymiarowanie prętów w stanie granicznym nośności oraz wymiarowanie połączeń śrubowych.

4. Badania słupów w skali rzeczywistej

Do roku 2016 normy dotyczące projektowania linii elektroenergetycznych nakładały obowiązek badania jednego słupa przelotowego i jednego mocnego z nowoprojektowanej serii. Aktualnie załącznik krajowy PN-EN 50341-2-22:2016 zaleca jedynie wykonanie montażu kontrolnego, natomiast potrzebę przeprowadzania badań wytrzymałościowych pozostawia do określenia przez Zamawiającego w Specyfikacji Projektowej. W dbałości o jakość projektu, zostały przeprowadzone badania doświadczalne czterech wytypowanych słupów. Badania odbyły się na stacji badawczej Celpi, w Bukareszcie i zostały wykonane w oparciu o normę PN-EN-60652:2006 „Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych

Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokich napięć – wybrane zagadnienia techniczne projektowania słupów kratowych oraz badań wytrzymałościowych w skali rzeczywistej na przykładzie projektu Pylon

linii napowietrznych”.

Do badań wytrzymałościowych słupów PLN wytypowano pięć najcięższych dla wymiarowania konstrukcji przypadków obciążeń. W trakcie badania każdego słupa przeprowadzono pięć nieniszczących prób (do 100% obciążeń obliczeniowych) oraz jedną niszczącą próbę nośności, która była kontynuacją ostatniego przypadku. Do słupa zamontowane zostały na trzech kierunkach liny, przez które przyłożono wypadkowe obciążenia dla każdej kombinacji. Siły przykładano stopniowo do 50%, 75%, 90%, 95%, 100% wartości określonych obciążeń. Przypadek obciążenia nr 5 stopniowo przykładano powyżej 100% wartości sił, co 5% aż do zniszczenia konstrukcji.

Wyniki badań uznaje się za pozytywne, jeżeli podczas wszystkich testów konstrukcja wytrzyma obciążenia na każdym poziomie co najmniej przez 1 minutę, bez zniszczenia jej elementów. Natomiast dla 100% wartości obciążeń obliczeniowych przez 5 minut. Po zakończeniu badań wytrzymałościowych zostały pobrane próbki stali w celu przeprowadzenia badań podstawowych właściwości mechanicznych materiału. Elementy te zostały wskazane po badaniach, w zależności od przebiegu zniszczenia konstrukcji.

Zniszczenie wszystkich czterech słupów nastąpiło w dolnej części trzonu w postaci wyboczenia ściskanych krawężników.

Konstrukcje wsporcze kratowe wymiarowane były z uwagi na stan graniczny nośności. Stan graniczny użytkowości nie determinował doboru profili. Wartości ugięć obliczone w programie komputerowym i pomierzone w trakcie badań (zarówno przy obciążeniu 100% jak i tuż przed zniszczeniem) nie przekroczyły wartości dopuszczalnych normowych, a nawet wykazują znaczny zapas (ok. 70 % dla słupów przelotowych i ok. 50% dla słupów mocnych). Badanie wytrzymałości słupów



Rys. 4.1.1 Zniszczenie słupa PLN122 P

pów wykonano z przyjęciem obciążeń obliczeniowych (a nie charakterystycznych, które przyjmuje się dla stanu granicznego użytkowości), zatem porównanie wartości pomierzonych z normowymi ma jedynie charakter orientacyjny. Miarodajne jest porównanie przemieszczenia wyznaczonego w programie na modelu dla obciążenia obliczeniowego i przemieszczenia pomierzonego w badaniu po przyłożeniu 100% wartości tego obciążenia. Różnice są niewielkie (w granicy 10%), co dowodzi poprawności przyjętego modelu oraz procedury obliczeniowej.

mgr inż. Anna Scheibe
mgr inż. Paweł Szwarzewski
Energa Invest Sp. z o.o.

Tabela 3. Zestawienie porównawcze pomiędzy przemieszczeniami wyznaczonymi obliczeniowo a przemieszczeniami zbadanymi.

Po badaniach przeprowadzone zostały obliczenia na modelu z przyjęciem rzeczywistych wartości wytrzymałości stali zbadanej dla każdego testowanego słupa. Wyznaczono wartości obciążeń, przy których nastąpiłoby przekroczenie nośności przy uwzględnieniu wyników badania stali. Wykazano, że dodatkowo występuje zapas około 8% w obciążeniach modelowych w stosunku do wartości obciążeń, po których nastąpiłoby zniszczenie. Biorąc pod uwagę zapas wytrzymałości między parametrami normowymi dla stali a rzeczywistymi, zbadanymi w laboratorium, wyłączenie konstrukcji obliczone teoretycznie jest bardzo zbliżone do uzyskanego podczas badań. Wielkości wyznaczone na modelu obliczeniowym odpowiadają wielkościom uzyskanym doświadczalnie.

Rys. 4.1.2 Zniszczenie słupa PLN122 ON165



Typ słupa	Przemieszczenie wyznaczone obliczeniowo	Przemieszczenie pomierzone przy 100% obciążenia normowego	Różnica przemieszczeń pomierzonych w stosunku do wart. obliczonych	Przemieszczenie zbadane dla obciążenia, po którym nastąpiło zniszczenie	Dopuszczalne normowe ugięcia dla obciążeń charakter.
	cm		%	cm	
PLN122 P+10	35	32	9	42	130
PLN122 ON165+10	27	26	2	29	63
PLN211 P+0	33	31	6	38	114
PLN211 ON165+0	26	28	9	36	53

Tabela 3. Zestawienie porównawcze pomiędzy przemieszczeniami wyznaczonymi obliczeniowo a przemieszczeniami zbadanymi.

5. Wnioski

Zmiana wymagań normowych oraz konieczność przebudowy systemu dystrybucyjnego kraju jest idealną okazją do wprowadzenia udosko- naleń w konstrukcjach wsporczych, uwzględniających aktualne potrzeby rynkowe i techniczne. Największą zaletą opracowywanego katalogu słupów jest uniwersalność oraz kom- pleksowość rozwiązań, która pozwoli na zastosowanie konstrukcji na więk- szości obszaru Polski. Podkreślenia wymaga fakt, że przy założeniu udo- skonaleń słupów polegającego na zwiększeniu ich wartości użytkowych, Energa Invest stworzyła słupy, które na przykładzie typowej sekcji odciągo- wej o długości 2,5 km pozwalają na mniejsze zużycie materiałów do bu- dowy, ograniczają ingerencję w grunt prywatny oraz środowisko naturalne. Szerokie możliwości zastosowania po- zwalają na zunifikowanie konstrukcji wsporczych, przez co umożliwią m.in. szybsze usuwanie awarii, a modele ob- liczeniowe sprawną ocenę możliwości adaptacji do nietypowych warunków pracy.

Zasadniczą zmianą w projektowaniu konstrukcji wsporczych linii elektro- energetycznych jest wprowadzona w normie PN-EN 50341-2-22:2016-04 konieczność oceny nośności prętów ściskanych z uwzględnieniem Za- łącznika G i H normy PN-EN 1993-3- 1:2008. Wprowadzony współczynnik smukłości efektywnej, uwzględniający sposób zamocowania prętów w wę- złach, wpływa na wzrost teoretycznej nośności prętów, czego konsekwencją są korzyści ekonomiczne szczegól-

nie istotne w przypadku konstrukcji powtarzalnych występujących w obiektach liniowych. Poprawność przyjętego podejścia obliczeniowego, wcześniej niestosowanego, została potwierdzona badaniami wytrzymało- ściowymi słupów w skali rzeczywistej.

6. Bibliografia

- 1. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV. Część: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
- 2. PN-EN 50341-2-22:2016-04: Elektroenerge- tyczne linie napowietrzne prądu przemien- nego powyżej 1 kV. Część 2: Zbiór normatyw- nych warunków krajowych (NNA).
- 3. PN-EN 1993-3-1:2008: Projektowanie kon- strukcji stalowych. Część 3-1: Wieże, maszty i kominy. Wieże i maszty.
- 4. PN-EN-60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycz- nych linii napowietrznych.

Rozwiązania Siemens w kontekście stacji cyfrowej w technologii próżniowej na napięciu 110 kV

dr inż. Marcin Lizer
Siemens Sp. z o.o.

Klasyczne rozwiązania układów serowania i zabezpieczeń elementów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych bazują na podwalinach automatyki elektroenergetycznej tworzonych od początku historii elektryczności w służbie człowieka. Przez ponad 100 lat rozwiązania techniczne tego typu układów ewoluowały począwszy od elektromechanicznych układów przekaźnikowych, poprzez elektro-

niczne rozwiązania analogowe, aż po obecną technologię bazującą na mikroprocesorowych układach obliczeniowych. Choć obecna generacja układów EAZ przewyższa znacznie poprzednie rozwiązania, przede wszystkim w zakresie możliwości komunikowania się z innymi systemami automatyki, dziś stoimy przed kolejnym etapem naturalnego rozwoju tego typu układów.

Na kolejny krok ewolucji systemów EAZ składają się przede wszystkim następujące czynniki:

- rosnące moce obliczeniowe układów mikroprocesorowych stosowanych w automatyce zabezpieczeniowej, pozwalające na integrację funkcji zabezpieczeniowych wielu obiektów w pojedynczym, rozbudowanym urządzeniu zabezpieczeniowym,
- rosnące dalej możliwości komunikacyjne w ramach szyny stacyjnej, pozwalają na zwielokrotnienie wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi urządzeniami EAZ, co pozwala na budowanie znacznie bardziej rozbudowanych, adaptacyjnych logik działania zabezpieczeń, bez potrzeby tworzenia skomplikowanych powiązań drutowych.
- wkroczenie rozwiązań z zakresu komunikacji Ethernet w obszar obwodów pomiarowych w ramach szyny procesowej, co pozwala na wykorzystywanie spróbkowanych wielkości pomiarowych SMV (ang. sampled measured values) prądów i napięć z różnych punktów pomiarowych układu przez wiele urządzeń zabezpieczeniowych, bez potrzeby skomplikowanych połączeń drutowych pomiędzy przekładnikami i przekątnikami,
- możliwość prowadzenia rozszerzonej analityki i wnioskowania w ramach systemów eksperckich pracujących na danych pomiarowych zbieranych między innymi przez urządzenia EAZ, pozwalająca na zwiększenie obserwowalności i efektywności pracy sieci oraz na przewidywanie potencjalnych awarii jej elementów, a co za tym idzie na zwiększenie pewności zasilania odbiorców i lepsze planowanie prac modernizacyjnych.

Zmieniała się również technologia, na której bazowały aparaty pierwotne, głównie w zakresie stosowanych napędów i materiałów styków łączników oraz w stosowanych materiałach izolacyjnych. Dzięki czemu możliwe

jest podniesienie niezawodności i długowieczności pracy obwodów pierwotnych stacji, a także zmniejszenie gabarytów jej elementów, w szczególności poprzez stosowanie rozwiązań okapturzonych rozdzielnic w izolacji gazowej GIS (ang. gas insulated switchgear). Dzięki dalszemu rozwojowi techniki gazów izolacyjnych możliwe jest również zmniejszenie negatywnego wpływu dotychczas stosowanych mieszanek izolacyjnych bazujących na gazach cieplarnianych (np. SF₆) na środowisko. Dzięki wdrożeniu rozwiązań wysokonapięciowych próżniowych komór gaszeniowych wyłączników oraz rozdzielnic okapturzonych w izolacji z czystego, syntetycznego powietrza, stacja wysokiego napięcia może być zarówno ekologiczna, małogabarytowa, niezawodna jak i bezpieczna.

Możliwości optymalizacji układów sterowania i zabezpieczeń przy wykorzystaniu nowoczesnej techniki stacji cyfrowej

Idea stacji cyfrowej opisana normą IEC 61850 polega na wyparciu klasycznej wymiany informacji dwustanowych i analogowych w ramach obwodów wtórnych za pomocą połączeń drutowych, rozwiązaniami bazującymi na komunikacji Ethernet, bazującymi na połączeniach światłowodowych. W takiej konwencji, strukturę obwodów wtórnych stacji można podzielić na dwa podobszary, zwane szynami: stacyjną i procesową. Rozszerzona komunikacja pozwala również na gromadzenie i przesyłanie większej ilości danych, które mogą zostać wykorzystane przez systemy eksperckie, co przekłada się na osiągnięcie większego bezpieczeństwa pracy sieci.

Zastosowanie komunikacji Ethernet w ramach szyny stacyjnej IEC 61850 utworzonej pomiędzy urządzeniami zabezpieczeniowymi i sterownikami obiektowymi SSiN, umożliwia wymianę informacji dwustanowych w oparciu o mechanizmy GOOSE i MMS. Pozwala to na pozbycie się

większości połączeń drutowych pomiędzy tymi urządzeniami. Ponadto, redundantna struktura szyny stacyjnej (np. w układzie PRP lub HSR) oraz mechanizmy kontroli poprawności komunikatów GOOSE i MMS pozwala na zachowanie większej niezawodności wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi elementami obwodów wtórnych. Kolejną zaletą takiej wymiany informacji jest możliwość znacznego zwiększenia ilości sygnałów przekazywanych pomiędzy urządzeniami podłączonymi do szyny stacyjnej bez potrzeby tworzenia nowych połączeń, a jedynie za pomocą odpowiedniej konfiguracji. Pozwala to na rozbudowanie logik działania zabezpieczeń oraz zwiększa ich możliwości adaptowania się do zmiennych warunków pracy sieci.

Jeszcze większe możliwości uelastyczenia działania układów zabezpieczeń oraz osiągnięcia wyższego poziomu ich rezerwowania, przy jednoczesnym obniżeniu kosztów związanych z instalacją obwodów wtórnych w oparciu o połączenia międziane daje wdrożenie komunikacji w ramach szyny procesowej. Rozwiązanie to pozwala na lokalne (po poziomie pola) przetwarzanie analogowych pomiarów prądów i napięć oraz sygnałów dwustanowych związanych z aparatami łączeniowymi na postać próbek cyfrowych SMV i ich przesyłanie do urządzeń zabezpieczeniowych poprzez optyczną sieć Ethernet procesowej. Za przetwarzanie sygnałów odpowiadają urządzenia Merging Unit (MU).

Urządzenia MU mogą współpracować z konwencjonalnymi przekładnikami prądowymi i napięciowymi. MU mogą

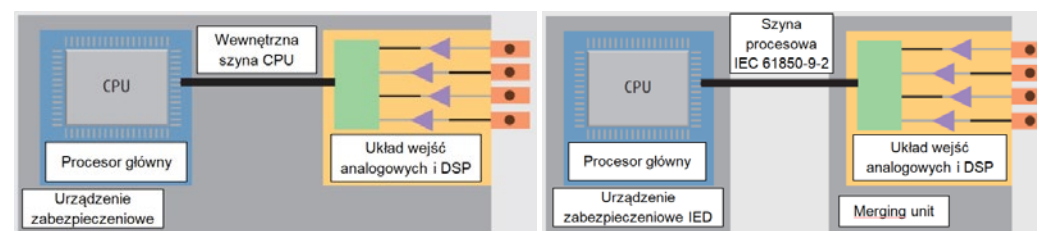
też być przystosowane do współpracy z niekonwencjonalnymi przekładnikami NCIT (ang. Non-conventional Instrument Transformers), które działają zwykle na zasadzie cewki Rogowskiego (pomiar prądu) i dzielnika pojemnościowego (pomiar napięcia) w przypadku NCIT przeznaczonych do instalacji w stacjach GIS lub na podstawie zjawiska Faradaya i Pockelsa w przypadku optycznych NCIT przeznaczonych do instalacji w stacjach AIS [1]. Uprozczone porównanie struktury toru pomiarowego konwencjonalnego urządzenia zabezpieczeniowego oraz urządzenia MU i zabezpieczenia współpracujących w ramach szyny procesowej pokazano na rys. 1.

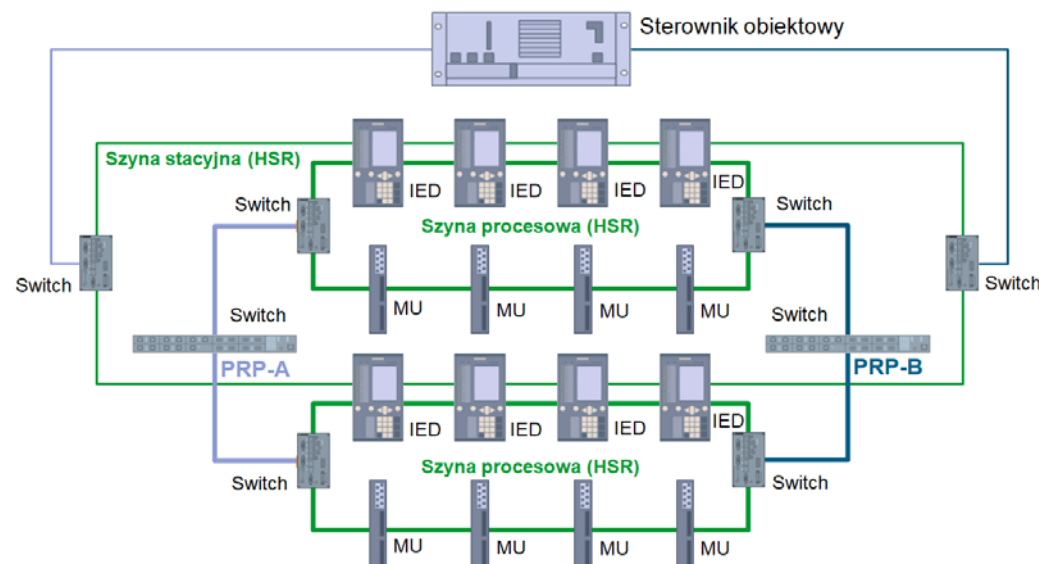
Niezależnie od rozwiązania układu wejściowego MU, sygnały prądów i napięć przetworzone przez te urządzenia na wielkości SMV przesyłane są do urządzeń zabezpieczeniowych i sterowników poprzez redundantną sieć komunikacyjną szyny procesowej w układzie PRP lub HSR. Próbkę te przesyłane są ze stemplem czasowym na zasadzie rozgłaszania. Dzięki czemu wszystkie urządzenia zabezpieczeniowe mogą z nich skorzystać. Pozwala to z jednej strony na znaczne ograniczenie długości i ilości połączeń drutowych, a z drugiej na tworzenie różnorodnych struktur działania zabezpieczeń i wzajemnego się ich rezerwowanie (rys. 2).

Rozwiązania Siemens w zakresie cyfrowej stacji GIS w technologii próżniowej

Do niedawna rozdzielnice GIS w izolacji SF₆ były uznawane za optymalne rozwiązanie z punktu widzenia bez-

Rys. 1. Uprozczone porównanie struktury toru pomiarowego konwencjonalnego urządzenia zabezpieczeniowego (po lewej) oraz urządzenia MU połączonego z zabezpieczeniem w ramach szyny procesowej (po prawej)





Rys. 2. Przykładowa struktura szyny stacyjnej i procesowej w układach mieszanych (HSR i PRP)

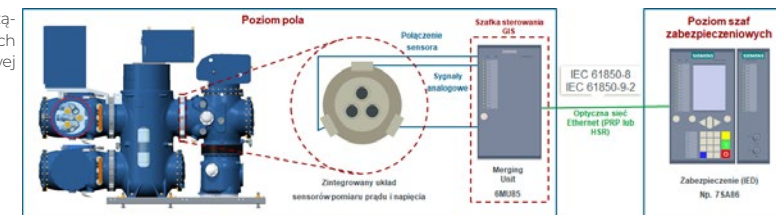
pieczeństwa pracy systemu i ekonomii. Z drugiej jednak strony gazy izolacyjne bazujące na fluorze mają negatywny wpływ na efekt cieplarniany. Zgodnie z Rozporządzeniem UE 517/2014 z dnia 1 stycznia 2015, aby zminimalizować emisję gazów fluorowanych zostały nałożone na ich użytkowników dodatkowe obowiązki związane ze szkoleniami personelu, prowadzeniem sprawozdań, oznaczeniami oraz obsługą. Wszystko to powoduje że stosowanie rozdzielnic GIS w izolacji SF₆ staje się kłopotliwe i kosztowne.

Odpowiedzią Siemens na tę niedogodność jest rozdzielnica Blue GIS 8VN1 w izolacji z czystego, syntetycznego powietrza oraz wyposażona w wyłączniki próżniowe. Rozwiązanie to jest przyjazne środowisku, niezawodne oraz praktycznie bezobsługowe. Dodatkową zaletą opisywanej rozdzielnicy jest możliwość zastosowania w jej konstrukcji kombinowanych niekonwencjonalnych przekładników NCIT w formie przegród międzykomorowych GIS. Przekładniki te bazują na cewkach Rogowskiego oraz dzielnikach pojemnościowych. Zastosowanie tego rozwiązania pozwala na

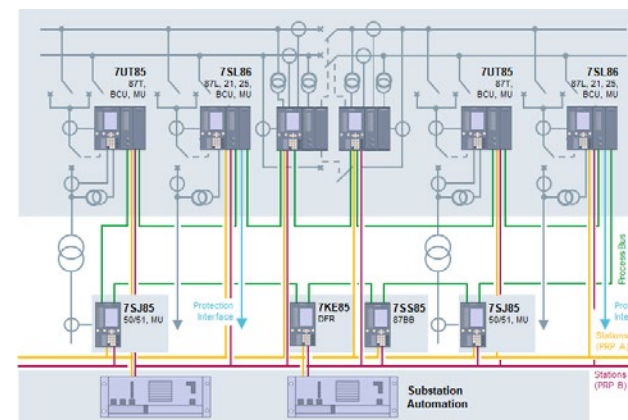
prostą implementację rozwiązania szyny procesowej, a także na znaczne zmniejszenie gabarytów rozdzielnicy. Porównanie wielkości pola rozdzielnic 8VN1 z zastosowanymi konwencjonalnymi przekładnikami prądowymi i napięciowymi oraz z NCIT pokazuje rys. 3.

Do przetwarzania sygnałów analogowych z niekonwencjonalnych przekładników na postać strumieni SMV można użyć urządzenia MU typu 6MU85, bazujące na modułowej konstrukcji SIPROTEC 5. Pozwala ona na dopasowanie ilości wejść analogowych oraz wejść i wyjść dwustanowych do potrzeb konkretnej lokalizacji sieciowej. Dzięki takiemu rozwiązaniu wszystkie sygnały analogowe i dwustanowe mogą zostać doprowadzone do MU zainstalowanego np. w szafce LCC pola, a następnie udostępnione w formie sygnałów SMV i GOOSE poprzez szynę procesową do urządzeń IED do niej podłączonych. Zasada podłączania urządzenia MU do NCIT oraz urządzenia zabezpieczeniowego w ramach szyny procesowej pokazuje rys. 4.

Funkcja MU może ponadto zostać

Rys. 3. Porównanie gabarytów
pola rozdzielnic Blue GIS 8VN1
przy zastosowaniu konwencjonal-
nych i niekonwencjonalnych
przekładnikówRys. 4. Struktura połączeń urzą-
dzeń NCIT, MU i IED w ramach
szyny procesowej

zintegrowana również w dowolnym urządzeniu zabezpieczeniowych serii SIPROTEC 5, dzięki czemu możliwe jest zminimalizowanie ilości urządzeń obwodów wtórnych. W takiej konwencji, w obrębie pola, przełącznik może pełnić funkcję stricte zabezpieczeniową, natomiast może on również być źródłem sygnałów SMV dla innych urządzeń pracujących w ramach szyny procesowej. Przykład takiej struktury działania zabezpieczeń pokazano na rys. 5.

Rys. 5. Przykład struktury szyny
procesowej i stacyjnej stacji
WN zbudowanej w oparciu o
urządzenia serii SIPROTEC 5

Podsumowanie

Rozszerzona komunikacja w ramach szyny procesowej i stacyjnej to

znaczny krok na przód, pozwalający na uproszczenie sposobu wymiany informacji pomiędzy urządzeniami obwodów wtórnych przy jednoczesnym zwiększeniu ilości przekazywanych danych. Pozwala to na tworzenie bardziej rozbudowanych, adaptacyjnych logik działania zabezpieczeń i automatyk, wzajemne резерwowanie się przełączników, przy jednoczesnym zmniejszeniu liczby połączeń drutowych pomiędzy urządzeniami EAZ. Układy bazujące na opisaniej technice stacji cyfrowej pozwalają również na ich prostą modyfikację w czasie późniejszej eksploatacji bez potrzeby instalacji dodatkowych kabli sygnałowych. Aspekty te jednoznacznie pokazują, że rozwiązanie stacji cyfrowej może znacznie uelastyczyć pracę obwodów wtórnych stacji przy jednoczesnym obniżeniu kosztów ich implementacji.

Bibliografia

1. Lizer M., Szwiecer W., Wróblewska S.: Niekonwencjonalne rozwiązania przekładników pomiarowych w ujęciu normy IEC 61850, Automatyka Elektroenergetyczna nr 1/2010;
2. Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2004 r.;

Krajowe stacje najwyższych napięć – przegląd rozwiązań i technologii

dr hab. inż. Waldemar Dołęga
Politechnika Wrocławska

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.

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 syste-

mie 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 elektrowni 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. 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

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 przebiegowe Systemowe	Stacje z miejscem dostarczania energii z bloków konwencjonalnych o mocy co najmniej 100 MVA.
2.	Stacje przebiegowe 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.

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 związanej. 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 rozdzielnicach 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). Odnaczają 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 budyn-

ków, przyszłą rozbudowę.

Z racji uwarunkowań lokalizacyjnych i środowiskowych rozdzielnice GIS są coraz częściej stosowane w stacjach elektroenergetycznych NN w rozdzielnicach 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 rozdzielnicy, 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 półtorawyłłącznikowy - 3/2W,
- układ dwuwyłłącznikowy bez wyłączników w polach transformatorów – czworobok,
- pełny układ dwuwyłłącznikowy 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 wielowyłłącznikowe 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 wielowyłłącznikowych 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 wg różnych aspektów środowiskowych, warunków przygotowania inwestycji, zasadniczych cech charakteryzujących poszczególne technologie na etapie ich budowy, eksploatacji, wymagań niezawodności oraz bezpieczeństwa ich pracy.

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

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			
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.			

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 wnętrzo- we 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.

6. 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 HILS. 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, 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/2005VI: 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].

Przedruk artykułu z zeszytu naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

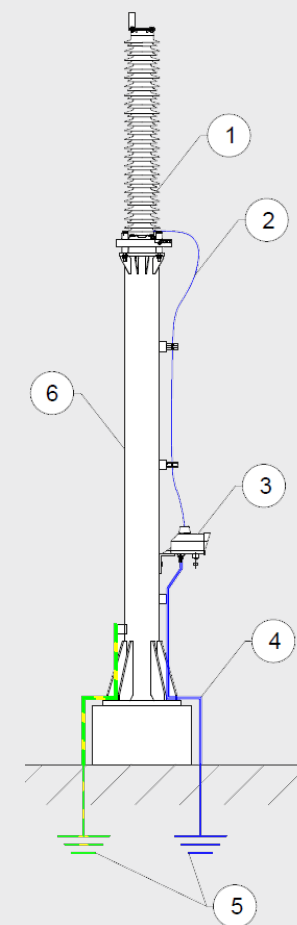
Ograniczniki przepięć WN – wybrane zagad- nienia techniczne projektowania ochrony przebiegiowej na stacjach wysokiego napięcia

mgr inż. Krzysztof Kujawski
Energa Invest Sp. z o.o.

Dział Stacji Elektroenergetycznych
Biuro Projektów
Elektroenergetycznych
Wysokich Napięć

1. Wstęp

Wyładowania piorunowe są jedną z przyczyn przerw w zasilaniu odbiorców oraz uszkodzeń urządzeń w sieciach elektroenergetycznych. Źródłem awarii może stać się bezpośrednie wyładowanie piorunowe, ale również wyładowania w sąsiedztwie stacji oraz linii. Z tego względu na stacjach elektroenergetycznych, do ochrony przed skutkami przepięć, instalowane są ograniczniki przepięć.



Rys. 1.1 Przykład zainstalowania ogranicznika przepięć
1 – ogranicznik przepięć, 2 – przewód uziemiający izolowany, 3 – licznik zadziałań, 4 – przewód uziemiający, 5 – uziemienie ogranicznika, 6 – konstrukcja wsporcza

2. Zasady ochrony stacji elektroenergetycznych od przepięć

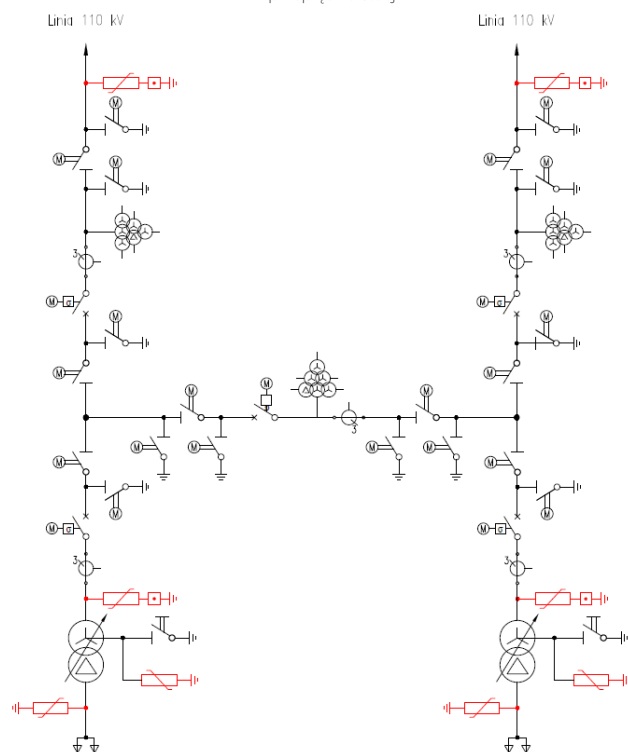
Przepięcia wywoływane są poprzez różnego rodzaju stany nieustalone, wywierając niekorzystny wpływ na urządzenia. Takie zakłócenia powodowane są przez wiele czynników, a ich skutki mogą być [10]:

- mechaniczne – siły elektrodynamiczne,
- cieplne – energia wydzielona w przewodach odprowadzających,
- elektromagnetyczne – przepięcia.

W celu zredukowania możliwości zaistnienia ww. zagrożeń, instaluje się ograniczniki przepięć. Na rysunku nr 2.1 przedstawiono typowy układ mostkowy rozdzielnic 110 kV, z oznaczonymi kolorem czerwonym ogranicznikami przepięć.

Mając na uwadze czynniki takie jak: sposób uziemienia punktu neutral-

Rys. 2.1 Miejsca zainstalowania ograniczników przepięć na stacji WN



Ograniczniki przepięć WN – wybrane zagadnienia techniczne projektowania ochrony przepięciowej na stacjach wysokiego napięcia

nego transformatorów, napięcie sieci, znaczenie chronionych urządzeń i koszt ochrony, w celu ograniczenia przepięć, stosuje się m.in. [10]:

- zwody pionowe chroniące przed bezpośrednimi uderzeniami piorunów,
- ograniczniki przepięć,
- uziemienie pkt. neutralnego sieci przez małą impedancję,
- automatykę samoczynnego ponownego załączenia,
- iskierniki ochronne prętowe na izolatorach.

Istotną kwestią, z punktu widzenia ochrony stacji przed uszkodzeniem związanym z możliwością wystąpienia przepięcia, jest koordynacja izolacji. Uszeregowanie poziomów napięcia wytrzymywanego można przedstawić w następujący sposób [3]:

- najwyższe napięcie sieci,
- przepięcie reprezentatywne U_{rp} – wywołuje taki sam skutek na izolacji jak przepięcia danej kategorii,
- wymagane napięcie wytrzymywane U_{rw} – napięcie probiercze, które izolacja powinna wytrzymać podczas próby wytrzymałości elektrycznej,
- znormalizowane napięcia wytrzymywane U_w – napięcie probiercze, które stosowane jest podczas prób wytrzymałości elektrycznej - parametr, który pozwala określić, czy izolacja odpowiada wymaganym napięciom wytrzymywanym,
- napięcie wytrzymywane koordynacyjne urządzeń U_{cw} – napięcie wytrzymywane układu izolacyjnego w rzeczywistych warunkach pracy, spełniające kryterium poprawnego działania,
- znamionowy poziom izolacji – zestaw napięć wytrzymywanych, które charakteryzują wytrzymałość elektryczną układu.

Norma [3] określa schemat procedury koordynacji izolacji, na podstawie którego można określić znormalizowany poziom izolacji.

3. Uproszczona metoda doboru ogranicznika przepięć

Przy doborze ograniczników przepięć w stacjach WN, należy uwzględnić parametry samego ogranicznika, ale również parametry sieci i chronionych urządzeń. Szczególną uwagę należy zwrócić na:

- najwyższe napięcie sieci U_m ,
- prąd zwarcia i czas jego trwania,
- częstotliwość napięcia sieci,
- warunki zabrudzeniowe,
- miejsce i sposób montażu,
- przewidywane obciążenie mechaniczne,
- odległości pomiędzy ogranicznikami a chronionymi urządzeniami,
- aparaturę, która będzie podlegała ochronie.

W przypadku tzw. metody uproszczonej możliwe jest wyznaczenie kilku podstawowych parametrów [6, 8, 9]:

a) Napięcie trwałej pracy U_c

$$U_c \geq \beta \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

b) Napięcie znamionowe ogranicznika U_r

$$U_r \geq 1,25 \cdot U_c$$

$$U_r \geq k_z \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

c) Energia związana z przepięciem piorunowym W

$$W = \left[2 \cdot U_r - N \cdot U_{pl} \cdot \left(1 + \ln \left(2 \cdot \frac{U_r}{U_{pl}} \right) \right) \right] \cdot \frac{U_{pl} \cdot T_l}{Z} \quad (3)$$

d) Energia związana z przepięciem łączeniowym W_{ps}

$$W = U_{ps} \cdot \frac{U_{rp} - U_{ps}}{Z} \cdot \frac{2 \cdot L}{c} \quad (4)$$

gdzie:

- U_m – największe napięcie sieci,
- β – współczynnik bezpieczeństwa uwzględniający wyższe harmoniczne,
- k_z – współczynnik zwarcia doziemnego,
- U_{pl} – poziom ochrony ogranicznika

- przy udarze piorunowym,
- U_f – napięcie przeskoku izolacji linii przy ujemnej biegunowości napięcia,
- T_l – zastępczy czas trwania wyładowania,
- N – liczba linii połączonych z ogranicznikiem,
- Z – impedancja falowa linii,
- U_{ps} – poziom ochrony ogranicznika przy udarze łączeniowym,
- U_{rp} – poziom przepięć łączeniowych,
- L – długość linii,
- c – prędkość światła.

Dodatkowo należy mieć na uwadze, iż ograniczniki przepięć:

- powinny być dostosowane do warunków zabrudzeniowych,
- winno się wyposażać w liczniki zadziałań,
- dla stacji 110 kV, ich odległość od chronionych transformatorów mocy powinna być jak najmniejsza, mierzona wzdłuż przewodów nie powinna przekraczać 40 m,
- zaleca się ich stosowanie w polach linii WN.

Uproszczonego doboru można dokonać mając na uwadze powyższe parametry, jednakże należy pamiętać, że szczegółowe wytyczne powinny być podawane przez operatorów sieci np. w standardach technicznych.

4. Uziemienie ograniczników przepięć na terenie stacji elektroenergetycznej

Ograniczniki przepięć znajdujące się w stacji powinny być przyłączone do wspólnej instalacji uziemiającej, projektowanej z uwzględnieniem m.in.:

- wytrzymałości mechanicznej, cieplnej oraz odporności na korozję,
- minimalizacji napięcia dotykowego,
- impulsowego charakteru wyładowania.

Obliczenia wymaganego przekroju przewodów uziemiających powinny

zostać wykonane w oparciu o rzeczywisty prąd zwarcioowy, z uwzględnieniem rozwoju sieci i wzrostu mocy zwarciowej oraz czasu jego trwania.

Zgodnie z zapisami normy [5], minimalny wymagany przekrój poprzeczny przewodów uziemiających, ze względu na obciążenie prądem zwarciowym, można wyznaczyć z zależności:

$$A \geq \frac{I}{K} \cdot \sqrt{\frac{t_F}{\ln \left(\frac{\theta_i + \beta}{\theta_i + \theta_f} \right)}} \quad (5)$$

W przypadku przewodów uziemiających izolowanych, można skorzystać z zależności:

$$A \geq \frac{\sqrt{I^2 t_w}}{K} \quad (6)$$

gdzie:

- A - powierzchnia przekroju poprzecznego przewodu uziemiającego,
- K - największa dopuszczalna jednosekundowa gęstość prądu (zależna od materiału),
- I - wartość skuteczna prądu, który płynie przez przewody/uziom,
- t_F - czas trwania zwarcia,
- β - odwrotność rezystancyjnego współczynnika temperaturowego przewodnika,
- θ_f - temperatura końcowa przewodu,
- θ_i - temperatura początkowa przewodu,
- $I^2 t_w$ - skutek cieplny pochodzący od prądu zwarciowego.

Największą dopuszczalną jednosekundową gęstość prądu przewodów izolowanych należy określić na podstawie danych udostępnianych przez producentów przewodów [2].

W przypadku ograniczników przepięć praktyka projektowa zaleca min. dwa przewody uziemiające:

- jeden uziemiający konstrukcję wsporczą aparatu (oznaczenie żółto - zielone),
- jeden uziemiający zacisk licznika zadziałania (oznaczenie niebieskie).

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia ochrony przepięciowej wykazują się mniejszą skutecznością, gdy droga przepływu wyładowania do ziemi ma znaczną wartość rezystancji oraz indukcyjności. Oznacza to konieczność stosowania możliwie prostych i krótkich połączeń uziemiających.

Uziemienia stacji muszą spełnić swoją rolę zarówno w przypadku zakłóceń o charakterze sieciowym, ale również w trakcie odprowadzania prądów piorunowych. Impulsowy charakter wyładowania piorunowego, powoduje, że istotna staje się reaktancja indukcyjna uziomów. W przypadku uziemienia kratowego znaczna długość elementów stalowych, zmniejsza składową rezystancyjną impedancji uziemienia, jednak zwiększa składową reaktancję. Oznacza to, że do odprowadzenia prądu piorunowego, wykorzystana jest jedynie część uziomu kratowego, znajdująca się bezpośrednio w pobliżu aparatu, a mała wartość rezystancji uziemienia wyznaczona dla prądów o częstotliwości 50 Hz, może być niewystarczająca.

Ze względu na powyższe, warto uwzględnić dodatkowe uziomy pionowe, zastosowane: w pobliżu ograniczników przepięć, masztów ochrony odgromowej, punktów neutralnych transformatorów mocy oraz na obrysie kraty uziomowej.

5. Dobór przewodu zacisku uziomowego

Instalując ograniczniki przepięć na stacjach należy mieć na uwadze przewód uziemiający prowadzony od zacisku uziemiającego do uziomu, określając jego przekrój, izolację oraz długość, uwzględniając możliwe stany pracy ogranicznika:

- stan izolowania – praca normalna ogranicznika, w której nie występuje przepięcie,
- stan uszkodzenia ogranicznika – przepływa przez niego prąd zwarcioowy,

c) stan przewodzenia – w wyniku przepięcia piorunowego bądź łączeniowego.

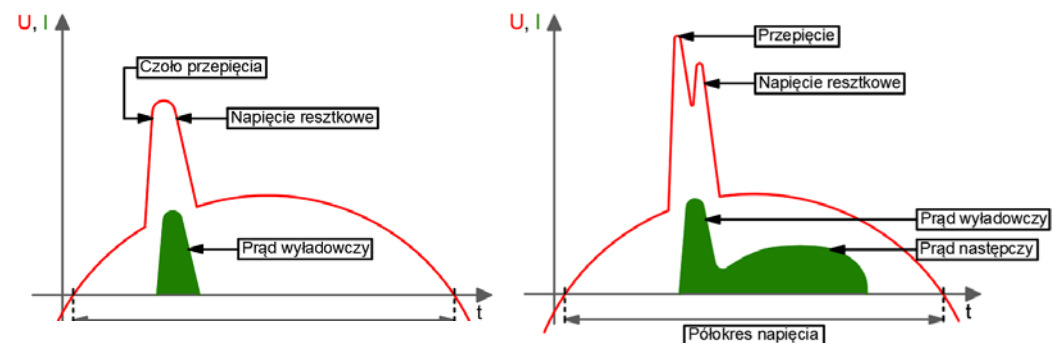
W stanie izolowania, prąd upływowy płynący przez ogranicznik płynie długotrwale, ale jego wartości są niewielkie i nie ma on znaczącego wpływu na dobór przewodów uziemiających. Sytuacja jest inna w stanie przewodzenia, gdzie przez ogranicznik przepływa prąd wyładowczy o dużych wartościach, lecz krótkotrwale. Po przepływie prądu wyładowczego możliwe są dwie sytuacje:

- w ogranicznikach zaworowych, wykorzystujących węglík-krzemu, płynie prąd następny, mogący osiągać wartości prądu zwarciowego stacji,
- w ogranicznikach beziskiernikowych, wykorzystujących tlenki metali (np. ZnO), nie występuje prąd następny i ogranicznik praktycznie od razu przechodzi w stan izolowania.

prądu wyładowczego, $I_n^2 t_n$ – całka Joule'a - skutek przepływu prądu następnego, k – największa dopuszczalna jednosekundowa gęstość prądu.

Skutek cieplny wywołany prądem wyładowczym należałoby wyznaczyć sugerując się wytycznymi operatora sieci, natomiast skutek cieplny, wywołany prądem następnym, można wyznaczyć znając prąd zwarcioowy stacji i czasu jego trwania.

W tablicy nr 2 przedstawiono przykładowe wyniki obliczeń stosując zależność (6), dokonując analizy dla parametrów podanych w tablicy nr 1 i czasu trwania zwarcia 0,6 s. Do obliczeń przyjęto przewód miedziany, w izolacji XLPE, o największej dopuszczalnej jednosekundowej gęstości prądu przy temperaturze początkowej 40 °C 170 A/mm²[4]. Na potrzeby arty-



Rys. 5.1 Przebiegi prądu i napięcia podczas wyładowania dla ogranicznika: beziskiernikowego (po lewej), zaworowego (po prawej)

Biorąc pod uwagę powyższe, przewody uziemiające powinno dobierać się z uwzględnieniem skutku cieplnego pochodzącego od prądu wyładowczego oraz prądu następnego (w przypadku ograniczników beziskiernikowych nie ma takiej potrzeby), korzystając z zależności (6) [10].

$$s \geq \frac{\sqrt{I_n^2 t_n + I_w^2 t_w}}{k} \quad (7)$$

gdzie:

s – minimalny przekrój przewodu, $I_w^2 t_w$ – całka Joule'a - skutek przepływu

kułu wykonano analizę dla przypadków [10]:

- wystąpi prąd wyładowczy, ale nie pojawia się prąd następny,
- płynie prąd wyładowczy, a następnie prąd następny przez czas 10 ms,
- przepływ prądu zwarciowego po przepływie prądu wyładowczego.

Przekrój przewodu wyznaczony z uwzględnieniem przepływu prądu zwarciowego jest bardzo duży, co może okazać się kłopotliwe: w eksplo-

Moc zwarciowa (MVA)	Znamion- owy prąd zwarciowy (kA)	Czas trwania zwarcia (s)
3500	18,37	0,6
5000	26,24	0,6
6000	31,5	0,6
7621	40	0,6

Tabela 1. Wartości standardowych prądów
zwarciowych rozdzielni WN [4]

atacji, gdyż okresowo należy sprawdzać prąd upływowy ogranicznika zakładając na ten przewód cęgi oraz podczas montażu, gdy na uwadze należy mieć gięcia przewodu. Z ww. względów należy się zastanowić, czy przewód uziemiający nie powinien być dobrany do aktualnych warunków zwarciowych lub spodziewanych w niedalekiej przyszłości.

Gdy na stacji występuje duża wartość prądów zwarciowych, należy przeanalizować, czy akceptowane jest zniszczenie przewodów uziemiających wraz z ogranicznikiem - po przepływie prądu zwarcioowego ogranicznik zostaje wyłączony z eksploatacji. Takie rozwiązanie nie może nieść za sobą negatywnych skutków np. powstania łuku elektrycznego [10].

Tabela 2. Wyniki obliczeń
przekroju przewodu uziemia-
jącego miedzianego

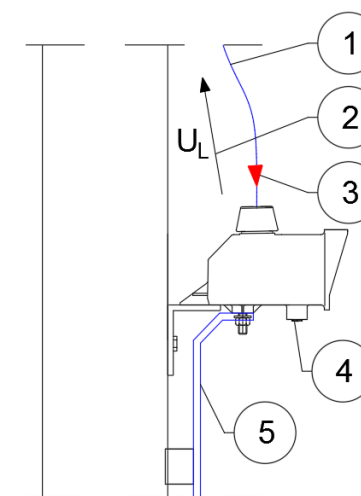
Prąd zwarcia kA	Prąd udarowy 8/20 μ s kA	Prąd udarowy 30/60 μ s kA	Najmniejszy dopuszczalny przekrój przewodu obliczony z uwzględnieniem prądu: mm ²						
			Udarowego 8/20 μ s	Udarowego 30/60 μ s	Następczego	Następczego i udarowego 8/20 μ s	Następczego i udarowego 30/60 μ s	Zwarcia	Następczego i zwarcioowego
18,37	20	2	<1	<1	11	11	11	76	77
26,24	20	2			15	15	15	109	110
31,5	20	2			19	19	19	131	132
40	20	2			24	24	24	166	168

6. Dobór izolacji przewodu uziemiającego

W przypadku mocowania licznika zadziałających wraz z ogranicznikiem przepięć przewód uziemiający doprowadzany jest do uziomu przez zaciski licznika. Odcinek pomiędzy zaciskiem uziemiającym a licznikiem zadziałających powinien być izolowany, co wynika z możliwości odprowadzenia prądu wyładowczego przez konstrukcję wsporczą i niezliczenie przepływającego udaru.

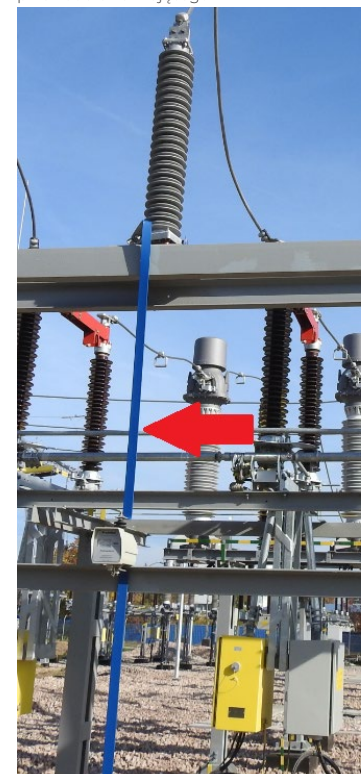
Prąd wyładowczy przepływający przez przewód uziemiający wywołuje na tym przewodzie indukcyjny spadek napięcia, na wartość którego wpływa głównie impedancja przewodu oraz kształt i amplituda prądu udarowego, a niewielki wpływ ma przekrój przewodu. Z powyższego wynika, iż niezależnie od przekroju przewodu, wymagany poziom izolacji będzie taki sam [10].

Dla zredukowania indukcyjnych spadków napięcia, przewód ten powinien być jak najkrótszy, zazwyczaj jego długość nie powinna przekraczać 3m, przy wytrzymałości izolacji przewodu na udary piorunowe min. 15 kV. Dopuszczalne jest zwiększenie długości przewodów, jeżeli wytrzymałość izo-



Rys. 6.1 Montaż licznika zadziałających
1 – przewód izolowany, 2 – indukcyjny spadek
napięcia UL, 3 – prąd wyładowczy, 4 – licznik
zadziałających, 5 – przewód nieizolowany

Rys. 6.2 Przykład niewłaściwego zaizolowania
przewodu uziemiającego



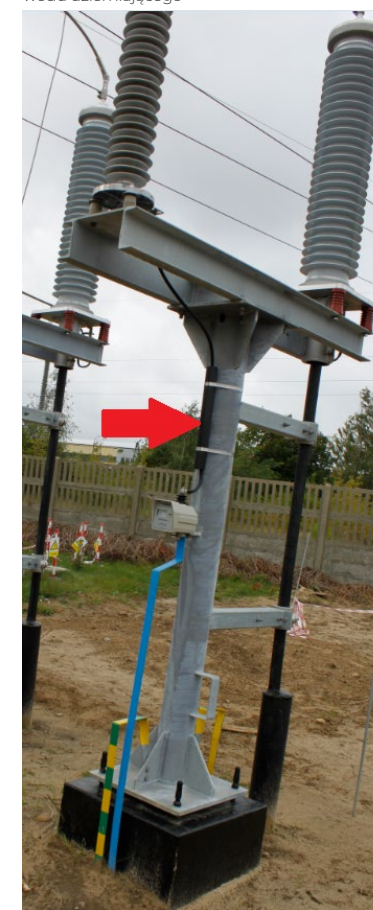
lacji przewodu uziemiającego jest nie mniejsza niż 5 kV na 1 m jego długości [1]. Mimo spełnienia tego warunku nie zalecane są dłuższe przewody, gdyż prowadzi to do pogorszenia poziomu ochrony.

W przypadku odcinka przewodu pomiędzy licznikiem a uziomem, nie jest konieczne stosowanie przewodu izolowanego, gdyż nie ma to negatywnego wpływu na rejestrację zadziałających ogranicznika.

7. Dobór przewodu i zacisku linowego

Najprostszą metodą doboru przewodu łączącego oszynowanie stacji

Rys. 6.3 Przykład właściwie zaizolowanego
przewodu uziemiającego



z ogranicznikiem przepięć jest zastosowanie takiego samego przewodu jaki został zastosowany dla pozostałej części rozdzielni, który powinien być dostosowany do prądów zwarciowych jak i roboczych występujących na stacji. Takie podejście jest rozwiązaniem bezpiecznym biorąc pod uwagę poprawności doboru takich połączeń.

Www. rozwiązanie nie zawsze można uznać za korzystne z punktu widzenia ekonomicznego jak i pracy samego ogranicznika. W przypadku doboru takiego przewodu należy mieć na

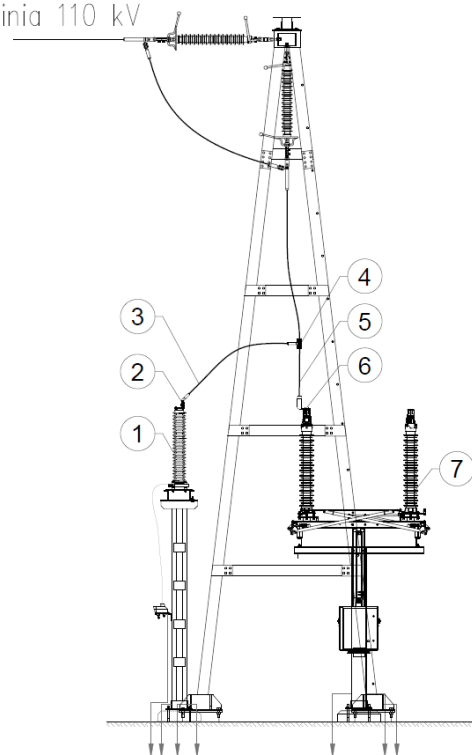
uwadze jedynie prąd, płynący przez ogranicznik w czasie zakłócenia, gdyż w stanie izolowania płynie przez niego niewielki prąd. Niejednokrotnie może się okazać, że mniejszy przekrój przewodu w stosunku do pozostałych zastosowanych na stacji, jest uzasadniony, gdyż jego wytrzymałość zwarciowa może być wystarczająca.

Ponadto należy mieć na uwadze obciążenia mechaniczne, którym poddany jest aparat. W przypadku długich odcinków przewodu łączącego oszynowanie stacji z ogranicznikiem

Typ przewodu	Obciążalność prądowa przewodu latem/zimą w temp. 80°C (A)	Dopuszczalna wartość 1-sekundowego prądu zwarciowego (kA)
AFL-6 120 mm ²	401/450	13,3
AFL-6 240 mm ²	609/686	25,6
AFL-8 525 mm ²	1050/1240	55,5

Tabela 3. Przykładowe dane przewodów typowo stosowanych na stacjach

Linia 110 kV



Rys. 7.1 Przykład zainstalowania ogranicznika przepięć w polu linii stacji 110 kV
1 – ogranicznik przepięć
2 – zacisk liniowy ogranicznika,
3 – przewód roboczy,
4 – zacisk odgałęźny,
5 – przewód roboczy,
6 – zacisk odłącznika,
7 – odłącznik.

istotna staje się jego długość oraz ciężar. W przypadku dużych obciążeń mechanicznych, gdy jest to możliwe ze względu na prądy zwarciowe, zasadnym jest zmniejszenie przekroju przewodu.

8. Wnioski

Z rozważań przedstawionych w niniejszym artykule wynika, że przy dobrze ograniczników przepięć i przewodów uziemiających należy zwrócić uwagę na szereg czynników, jak warunki zwarciowe oraz miejsce zainstalowania samego ogranicznika. Ważnym elementem przy doborze przewodu uziemiającego jest zastosowanie odpowiedniej jego długości i izolacji, by zapewnić prawidłową rejestrację liczby zdarzeń.

Należy również pamiętać, o poprawnej lokalizacji ograniczników przepięć tak by chronił on aparaturę rozdzielni, linie przesyłowe oraz były w stanie rozładować energię powstałą podczas uderów.

9. Bibliografia

1. EXCOUNT-I User's Guide, ABB, Edition2, 2011-03.
2. Kable i przewody elektroenergetyczne. TELE-FONIKA Kable, Wydanie II, 2016.
3. PN-EN 60071-1:2008 (wersja polska) - Koordynacja izolacji - Część 1: Definicje, zasady i reguły.
4. Standard techniczny projektowania i budowy stacji elektroenergetycznych 110 kV/SN, ENERGIA-OPERATOR SA, 12 luty 2019
5. PN-E-05115:2002 (wersja polska) Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
6. PN-EN 60099-5:2014-01 (wersja angielska) Ograniczniki przepięć – Część 5: Zalecenia wyboru i stosowania.
7. Product Guide, High Voltage Gapless Metal-oxide Surge Arresters. ABB High Voltage Products, Surge Arresters, Sweden, 2015.
8. D. Duda, Ograniczniki przepięć, Sektor elektroenergetyczny, wrzesień 2017.
9. A. Sowa, Ochrona odgromowa linii i stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia, Politechnika Białostocka.
10. S. Czapp, K. Kujawski, Kryteria doboru przewodu uziemiającego ograniczników przepięć w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, INPE, grudzień 2018.

Zastosowanie standardu IEC 61850 do szybkiej rekonfigu- racji sieci SN z wykorzy- staniem adaptacyjnej zmiany banków nastaw

Mirosław Włas
Kacper Chyła
Filip Pankowiak
Tomasz Bednarczyk
Politechnika Gdańska

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.

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].

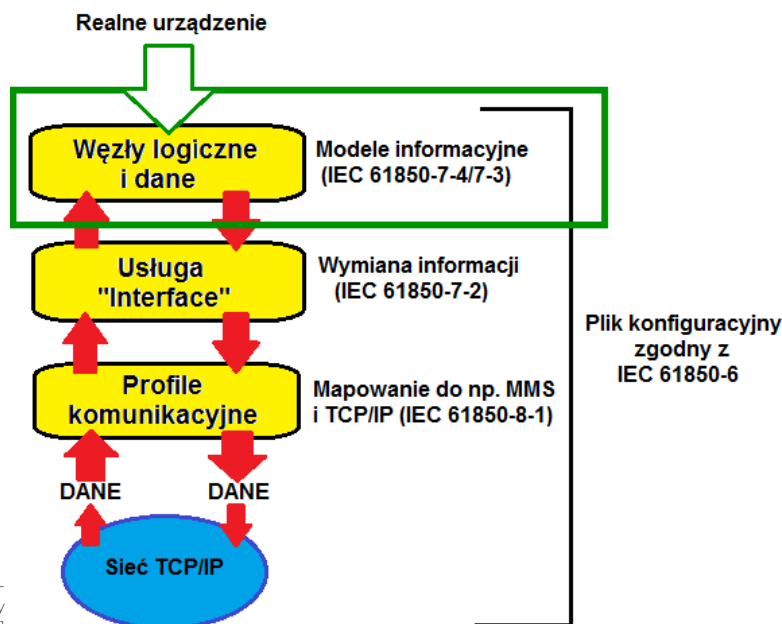
W standardzie IEC 61850 powołano trzy główne cele, które czynią z niego obecnie wiodący standard komunikacyjny. Pierwszy z nich to – interoperacyjność – możliwość skomunikowania

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 podstawy, 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

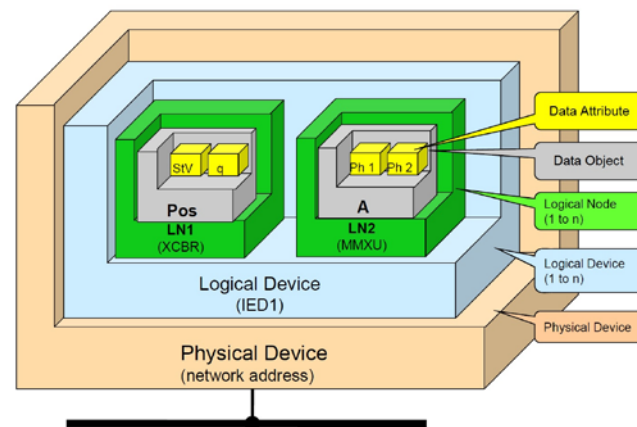
W standardzie IEC 61850 opisano mechanizm wymiany informacji, w którym wyszczególniono cztery podstawowe aspekty (rys. 1): modele



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

informacji, interfejs sieciowy, mapowanie do protokołów komunikacyjnych, konfigurację systemu.

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 (przełącznika), 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 rys. 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 standaryzuje 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 zestawiać pełną strukturę nazwy obiektu. Np. Realy1/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 łączącej 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 przełączniki zabezpieczeniowe REF 615 firmy ABB (z prawej i lewej strony stanowiska). Przełączniki zabezpieczeniowe są niczym innym jak urządzeniami IED. Ogólne przełączniki zabezpieczeniowe REF 615 mogą posłużyć do zabezpieczania, sterowania, wykonywania pomiarów i nadzoru pół liniowych i odpływowych. Wszystkie przełączniki połączono w sieć przewodem Ethernet za pośrednictwem switch'a AFS660 firmy ABB.

Każdy z przełączników 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 przełącznika). Zestaw ten ma za zadanie symulowanie operacji łączeniowych wyłączników średniego napięcia.

Rys. 3. Stanowisko badawcze [3]

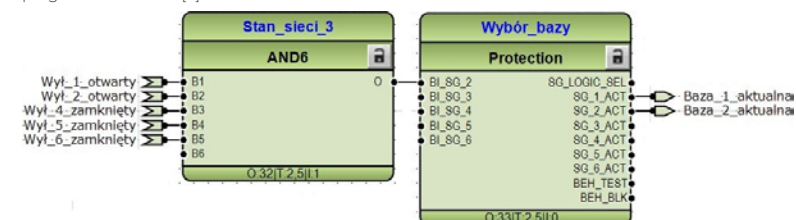


Rys. 4. Urządzenia tworzące stanowisko badawcze [3]

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

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.

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



2.2. Strona programowa

Dla każdego przełącznika 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 przełączników. Odpowiednie skonfigurowanie komunikacji pomiędzy przełącznikami oraz przesyłanie odpowiednich komunikatów GOOSE było podstawą do przeprowadzenia poprawnej rekonfiguracji w zamodelowanej sieci. Na przykładzie wyłącznika CB1 sterowanego przez przełącznik REF615_CB1 przedstawiono zdefiniowane komunikaty GOOSE [3]:

1. REF615_CB1.CTRL.CBXCBB1.Pos.stVal;
2. REF615_CB1.LD0.TRPPTRC1.Op.general.

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

Wysyłanie odpowiednich komunikatów GOOSE i ich odbiór przez odpowiednie przełączniki odpowiada m. in. za poprawne przeprowadzenie procesu rekonfiguracji oraz za zmianę grupy banku nastaw w przełącznikach. Po otrzymaniu odpowiednich komunikatów GOOSE z przełączników znajdujących się w sieci (komunikat REF615_CB1.CTRL.CBXCBB1.Pos.stVal), przełącznik 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 katalogowych 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. 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

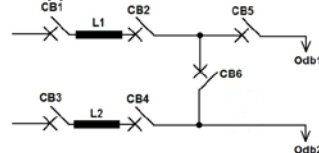
Celem przeprowadzonego badania było wykonanie pomiarów czasów rekonfiguracji w zamodelowanej sieci SN w której, przekaźniki zabezpieczeniowe skomunikowano zgodnie ze standardem IEC 61850. Pomiar czasów rekonfiguracji miał za zadanie pokazać jedną z głównych zalet stosowania standardu IEC 61850, jakim jest szybka transmisja danych. Szybkość transmisji (w sieci Ethernet – 100/1000 Mbit/s) wpływa bezpośrednio na skrócenie

Zastosowanie standardu IEC 61850 do szybkiej rekonfiguracji sieci SN z wykorzystaniem adaptacyjnej zmiany banków nastaw

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.

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].

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



3.2. Wyniki badań i analiza wyników

W tablicy 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 rozpoczynał lub kończył pomiar czasu.

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

Start	Stop	Czas [ms]
LD0_TRIP_CB1 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. Pomiary 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 różni-

Mirosław Włas, Kacper Chyła,
Filip Pankowiak, Tomasz Bednarczyk
Politechnika Gdańska

cą będzie oczywiście sposób przesyłania danych w obu standardach, standard IEC sieć Ethernet (skrętka, światłowód), TETRA – 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

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

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

Realizacja projektów farm fotowoltaicznych przez Energa Invest

Dział Jednostek Wytwórczych
Biuro Projektów
Elektroenergetycznych
Wysokich Napięć

inż. Piotr Gruszecki
Energa Invest Sp. z o.o.

1. Wstęp

Realizowane w Energa Invest zadania polegają w głównej mierze na projektowaniu infrastruktury energetycznej. Jednym z obszarów działania jest opracowywanie dokumentacji projektowej dla nowych lub modernizowanych źródeł energii. Odpowiedzialnym za to jest Dział Jednostek Wytwórczych, w którym swoje

miejsce ma branża fotowoltaiczna. Zakres wykonywanych projektów jest szeroki, gdyż rozpoczyna się od mikroinstalacji, a kończy na dużych farmach fotowoltaicznych, takich jak zrealizowana w Grupie Energa farma o mocy 3,77 MWp. Wolumen mocy ukończonych projektów instalacji fotowoltaicznych wynosi ponad 9,5 MWp, a aktualnie procedowanych prawie 17 MWp.

2. Lokalizacja inwestycji

Pierwszym, a zarazem kluczowym krokiem w przygotowaniu projektu farmy fotowoltaicznej jest wybór odpowiedniej lokalizacji. Od niej będą zależne takie aspekty jak moc instalacji, poziom produkowanej energii elektrycznej, a także nakłady inwestycyjne. Na potrzeby farmy fotowoltaicznej, której moc będzie oscylowała wokół 1 MWp niezbędny jest obszar około 2 hektarów. Ważne, aby szczególnie od strony południowej nie znajdowały się obiekty, które mogłyby powodować zacienienie instalacji. Dodatkową zaletą, powodującą redukcję kosztów przyłącza, jest bliska lokalizacja linii średniego napięcia, która może stanowić punkt przyłączenia instalacji do istniejącej sieci elektroenergetycznej. Istotne znaczenie ma również poziom zanieczyszczenia powietrza, gdyż wysokie zapylenie może w znacznym stopniu wpłynąć na nasłonecznienie terenu.

Rys. 2.1. Farma fotowoltaiczna Delta [1]



Rysunek 2.1 przedstawia zrealizowaną w 2014 r. w Gdańsku farmę fotowoltaiczną Delta. Instalacja zbudowana jest z 6292 sztuk paneli fotowoltaicznych o mocy 260 Wp każdy. Farma dysponuje inwerterem centralnym, a jej łączna moc wynosi 1,63 MWp.

3. Procedury administracyjne

Głównym celem podczas realizacji każdego projektu jest uzyskanie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę. Do tego etapu konieczne jest dopełnienie szeregu aspektów formalno – prawnych.

3.1. Prawo do terenu

Pierwszym krokiem podczas realizacji inwestycji jest pozyskanie prawa do terenu. Art. 3 pkt 11 ustawy [2] określa z jakich form własności może wynikać tytuł prawny do nieruchomości. W przypadku gruntów pod budowę farmy fotowoltaicznej inwestorzy najczęściej posługują się prawem własności lub stosunkiem zobowiązaniowym powstałym poprzez zawarcie umowy dzierżawy.

3.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest konieczne dla:

- przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko,
- przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 52 rozporządzenia [3] systemy fotowoltaiczne są zaliczane do przedsięwzięć mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko w przypadku, gdy ich powierzchnia zabudowy jest nie mniejsza niż:

- 0,5 ha na terenach objętych formami ochrony przyrody,
- 1 ha na pozostałych terenach.

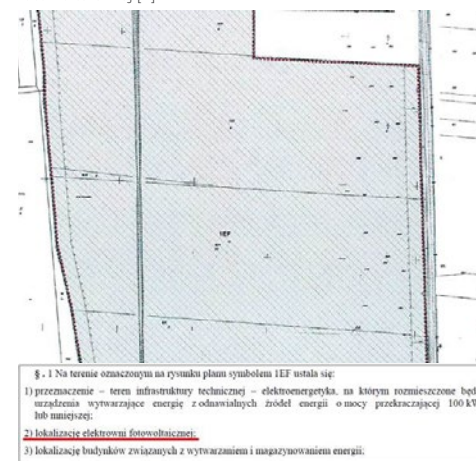
Rozporządzenie określa powierzchnię zabudowy jako „powierzchnię terenu

zajętą przez obiekty budowlane oraz pozostałą powierzchnię przeznaczoną do przekształcenia w wyniku realizacji przedsięwzięcia” [3]. Dla farm fotowoltaicznych z reguły graniczne wartości powierzchni zabudowy zostają przekroczone, co za tym idzie konieczne jest uzyskanie przedmiotowej decyzji. W praktyce, przy braku odwołań, procedura ta trwa około pół roku.

3.3. Miejskowy plan zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu

Podczas ustalania lokalizacji inwestycji należy przeanalizować obszar pod względem aktualnie obowiązujących dokumentów planistycznych. Najistotniejszym z nich jest miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (MPZP). W przypadku gdy farma fotowoltaiczna miałaby zostać zlokalizowana na terenie, gdzie uchwalony jest MPZP, w dokumencie tym musi widnieć zapis umożliwiający usytuowanie instalacji fotowoltaicznej bądź jednostki wytwórczej OZE bez względu na rodzaj. W przypadku braku takiego zapisu konieczna jest zmiana obowiązującego MPZP, co jest procesem kosztownym oraz długotrwałym, mogącym trwać nawet dwa lata.

Rys. 3.1. Fragment miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego zezwalającego na usytuowanie elektrowni fotowoltaicznej [4]



Na rysunku 3.1 przedstawiono przykładowy fragment miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, który zezwala na lokalizację elektrowni fotowoltaicznej.

W sytuacji, gdy na analizowanym terenie nie ma uchwalonego MPZP, niezbędne jest uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, przy czym farma fotowoltaiczna nie jest inwestycją celu publicznego zatem konieczne jest uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy [5]. Zgodnie z najnowszym orzecnictwem sądów instalacje fotowoltaiczne są klasyfikowane jako urządzenia infrastruktury technicznej, zatem nie ma obowiązku dostępu do drogi publicznej oraz spełnienia tzw. zasady dobrego sąsiedztwa, co w wielu przypadkach mogłoby być problematyczne. Zwykle proces uzyskiwania decyzji o warunkach zabudowy trwa około dwóch miesięcy.

3.4. Wyłączenie gruntów z produkcji rolnej

Zazwyczaj lokalizacja przedsięwzięcia przewidywana jest na gruntach ornych, łąkach bądź pastwiskach. Kluczową sprawą jest tutaj klasa bonitacyjna gleb. W przypadku gdy na analizowanym terenie występują grunty o klasach IV lub niższej, organ wydaje pismo informujące o braku konieczności wyłączenia gruntów z produkcji rolnej. Sytuacja jest całkiem odmienna w przypadku występowania klas od I do III. Wówczas, zgodnie z art. 7 ust. 1, 2 pkt 1 ustawy [6], konieczna jest zmiana przeznaczenia gruntów, którą przeprowadza się poprzez MPZP przy zgodzie właściwego ministra, co jest procesem bardzo kosztownym i długotrwałym.

3.5. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

Wyprowadzenie mocy z farmy fotowoltaicznej wymaga określenia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, które wydawane są

przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) właściwego dla sieci, do której planowane jest przyłączenie. Niezbędnym załącznikiem do wniosku o określenie warunków przyłączenia jest decyzja o warunkach zabudowy lub, w przypadku gdy jest uchwalony, wypis i wyrys z MPZP.

W sytuacji spełnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy [7], przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci, w pierwszej kolejności z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie instalacji OZE. Farmy fotowoltaiczne o mocach zainstalowanych rzędu kilku megawatów przyłączane są do sieci średniego napięcia. Przed wydaniem warunków przyłączenia konieczne jest uiszczenie zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej, której wysokość określona jest w art. 7 ust. 8a ustawy [7]. Od momentu wniesienia zaliczki OSD ma obowiązek wydania warunków przyłączenia w terminie 150 dni, które ważne są dwa lata, a ich formalnym potwierdzeniem jest zawarcie umowy o przyłączenie.

3.6. Pozwolenie na budowę

Po pozytywnym przejściu powyżej opisanego etapu koncepcyjnego, ostatnim krokiem jest uzyskanie pozwolenia na budowę. Jednym z załączników do wniosku o pozwolenie na budowę jest projekt budowlany, którego szczegółowy zakres oraz formę określa rozporządzenie [8]. Pozostałe, niezbędne załączniki do wniosku wskazuje art. 33 ust. 2 pkt 1-8 ustawy [2].

Organ zobowiązany jest wydać decyzję w terminie 65 dni od dnia złożenia wniosku. Decyzja jest ważna 3 lata od momentu stania się ostateczną.

4. Technologia systemów fotowoltaicznych

Głównymi elementami systemu fotowoltaicznego są:

- panele fotowoltaiczne,
- inwertery (falowniki),
- konstrukcje pod panele fotowoltaiczne,
- stacja transformatorowa z rozdzielnicami średniego i niskiego napięcia,
- szafki kablowe,
- okablowanie oraz zabezpieczenia DC i AC.

Dobór właściwych komponentów na etapie projektowym będzie miał wpływ nie tylko na całkowite wydatki inwestycyjne, ale również na poziom produkcji energii elektrycznej.

4.1. Panele fotowoltaiczne

Najważniejszym komponentem farmy fotowoltaicznej są panele fotowoltaiczne. W dużej mierze to od nich zależy produktywność instalacji. Aktualnie przy realizacji projektów elektrowni o mocy zainstalowanej do 1 MWp za optymalny uznaje się wybór paneli polikrystalicznych, których moc mieści się w przedziale 275 – 280 Wp. Mimo, iż moduły monokrystaliczne osiągają lepszą sprawność (większa moc pojedynczego panelu o tej samej powierzchni) względem modułów polikrystalicznych, ich wyższy koszt warunkuje wybór technologii polikrystalicznej.

Rys. 4.1. Polikrystaliczne panele fotowoltaiczne [1]



Podczas doboru paneli fotowoltaicznych (na przykład wykonanych z ogniw polikrystalicznych, jak te przedstawione na rysunku 4.1) należy skupić szczególną uwagę na następujące parametry:

- temperaturowy współczynnik mocy – parametr ten określa o ile

procent spada moc znamionowa modułu wraz ze wzrostem jego temperatury. Dla paneli poli- i monokrystalicznych wynosi on ok. -0,4%/°C. Wartość ta jest odniesiona do temperatury otoczenia 20 °C.

- tolerancja mocy – jest to współczynnik określający tolerancję mocy względem mocy znamionowej modułu. Dla dobrych modułów parametr ten ma tylko tolerancję w kierunku dodatnim sięgającą 5 Wp,
- liniowy spadek mocy – parametr ten określany jest charakterystyką i mówi o naturalnym spadku mocy znamionowej panelu w związku z upływem lat. Dla dobrej jakości paneli wartość ta po 25 latach wynosi ok. 83 % mocy znamionowej.
- warunki nominalnej temperatury pracy modułu – czyli NOCT (ang. Normal Operating Cell Temperature), oddają wiarygodne warunki pracy modułu kiedy natężenie promieniowania słonecznego wynosi 800 W/m², temperatura otoczenia 20 °C a prędkość wiatru 1 m/s. Standardowo parametry paneli podawane są dla warunków STC (ang. Standard Test Condition), które są warunkami bardzo rzadko występującymi, wręcz laboratoryjnymi. Moc modułu w warunkach NOCT może być niższa nawet o 30 %.

Rysunek 4.2 przedstawia tabliczkę

Rys. 4.2. Tabliczka znamionowa modułu fotowoltaicznego

ENGINEERED, DESIGNED AND QUALITY TESTED BY Q CELLS IN GERMANY			
Q.PRO-G3 260			
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS*			
Nominal Power (P _{max})	P _{max} [W]	260	
Short circuit current	I _{sc} [A]	8.99	
Open circuit voltage	V _{oc} [V]	38.00	
Current at maximum power	I _{mp} [A]	8.45	
Voltage at maximum power	V _{mp} [V]	30.78	
Maximum system voltage	V _{sys} [V]	1000 (IEC)	
Weight	M [kg]	19.0	
*STC: 1000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5 Spectrum. Data given are rated (nominal) values.			
SERIAL No. 524014112155600863 			
Made in Poland DANGER: Risk of electric shock. DO NOT connect or disconnect plug conductors while system is under load current. Refer to the installation and Operation Manual before installing, operating or servicing this unit. Fire Rating: Class C			
Q CELLS GmbH, Sonnenallee 22-24, 08106 Klein-Aue, Germany Assembled by JSC - Assembly Plant, W. G. 32, P. 80-500 Kwidzyn			
EMAIL: service@q-cells.com WEB: www.q-cells.com			

znamionową modułu fotowoltaicznego polikrystalicznego o mocy 260 Wp, na której znajdują się jego podstawowe parametry.

4.2. Inwertery

Drugim z kolei najważniejszym komponentem jest inwerter (falownik). Na etapie projektowym projektant dokonuje wyboru pomiędzy falownikami szeregowymi lub jednym falownikiem centralnym. Każde z tych urządzeń posiada pewne zalety. W przypadku przedstawionego na rysunku 4.3 inwertera centralnego są to między innymi niższy koszt w przeliczeniu na jeden kilowat mocy zainstalowanej oraz optymalizacja instalacji prądu przemiennego.

Rys. 4.3. Inwerter centralny [9]



Zastosowanie inwerterów szeregowych, takich jak przedstawiony na rysunku 4.4, zwiększy niezawodność całej instalacji, gdyż w sytuacji gdy falownik ulegnie awarii, tylko część paneli będzie wyłączona z produkcji energii. Dodatkowo serwis takich urządzeń jest tańszy, a montaż łatwiejszy. Ponadto niższy jest koszt przewodów stałoprądowych.

W głównej mierze dzięki powyższym atutom podczas projektowania farm fotowoltaicznych o mocy do 1 MWp, zakłada się zastosowanie inwerterów szeregowych. Obecnie najkorzystniejszym rozwiązaniem jest wybór falowników o mocach z przedziału 30 – 60 kW.

Podczas doboru inwerterów należy zwrócić uwagę na sprawność. Parametr ten jest silnie zależny od obciąż-

Rys. 4.5. Systemy konstrukcji wsporczych firmy Corab [10]

a) wkręcana
w gruntb) mocowana do
fundamentuc) wbijana
w grunt

żenia oraz parametrów napięcia po stronie stałoprądowej. Z tego względu należy analizować sprawność europejską, gdyż wartość ta mówi o średniej ważonej sprawności falownika dla różnych warunków nasłonecznienia, jakie panują w centralnej Europie oraz różnych stanach obciążenia. Często podawana przez producentów sprawność maksymalna odnosi się do optymalnych warunków pracy inwertera, które podczas eksploatacji instalacji prawdopodobnie nie wystąpią.

Ważnym elementem wyposażenia falownika jest monitorowanie pracy farmy. Dzięki temu parametrowi możliwe jest kontrolowanie uzysków energii oraz odczytywanie ewentualnych alertów o błędach, co może znaczenie przyspieszyć proces reakcji ekip serwisowych.

4.3. Konstrukcje wsporcze pod panele fotowoltaiczne

Istotnym elementem instalacji fotowoltaicznej są konstrukcje wsporcze. Wśród dostępnych na rynku można wyodrębnić trzy podstawowe typy:

- wbijane w grunt,
- wkręcane w grunt,
- montowane do fundamentu.

Przy budowie farm fotowoltaicznych najbardziej popularnym typem konstrukcji są te wbijane w grunt. Jest to najtańszy system mocowania, jednakże ograniczenie przy jego stosowaniu stanowi sytuacja, w której grunt pod konstrukcję jest nienośny. W takim przypadku odpowiednim rozwiązaniem będą konstrukcje wkręcane bądź mocowane do fundamentów. Na rysunku 4.5 przedstawiono podstawowe systemy konstrukcji wsporczych.

W celu dobrania odpowiedniego systemu montażowego konieczne jest wykonanie badań geotechnicznych, które ustalą warunki gruntowo – wodne terenu. Ich wykonanie jest niezbędne również w przypadku ustalania lokalizacji stacji transformatorowej.

5. Podsumowanie

Biorąc pod uwagę obecny stan systemu elektroenergetycznego, w którym największe zapotrzebowanie na energię elektryczną przypada na porę dzienną oraz fakt, że instalacja fotowoltaiczna wytwarza energię właśnie w tym okresie, można stwierdzić, że technologia ta idealnie dopasowuje się do reżimu pracy systemu. W półroczu letnim uzyskiwane jest około 70 % całkowitej rocznej produkcji, co dodatkowo czyni instalacje fotowoltaiczne doskonałym uzupełnieniem dla, niestabilnych w tym okresie, farm wiatrowych. Ponadto stosunkowo łatwa budowa i niemal bezobsługowa eksploatacja mogą korzystnie wpłynąć na udział fotowoltaiki w bilansie energetycznym kraju.

6. Bibliografia

1. Grupa ENERGA, <https://media.energa.pl/> (data dostępu 12.04.2019 r.).
2. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, Dz. U. 1994 Nr 89 poz. 414.
3. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2010 nr 213 poz. 1397.
4. Uchwała nr 0007.181.2017 Rady Gminy Przykona z dnia 29 marca 2017 r. w sprawie: miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla części działki nr 189 położonej w miejscowości Aleksandrow.
5. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, Dz.U. 2003 nr 80 poz. 717.
6. Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych, Dz.U. 1995 Nr 16 poz. 78.
7. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348.
8. Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego, Dz.U. 2012 poz. 462.
9. ABB, <https://new.abb.com> (data dostępu 12.04.2019 r.).
10. Corab, <https://corab.eu/> (data dostępu 12.04.2019 r.).

Laboratoryjne badanie skutecznej odległości ochronnej ograniczników przepięć niskiego napięcia

dr inż. Jarosław Wiater
Politechnika Białostocka

W artykule zaprezentowano wyniki badań skutecznej odległości, dla której zapewniany jest wymagany poziom ochrony przeciwprzepięciowej urządzeń końcowych przy zastosowaniu ogranicznika przepięć typu 2. Badania przeprowadzono z wykorzystaniem wysokonapięciowego generatora prądów udarowych. Weryfikację zalecanego odstępu 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.

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 przeciwprzepięciowej 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:

- długość obwodu między SPD i chronionym urządzeniem jest pomijalna (SPD zainstalowany jest przy zaciskach urządzenia),
- 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 zapewniającej 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 oprzewodowanie, we wszystkich chronionych obwodach.

Podobne zapisy występują w przypadku normy instalacyjnej PN-HD

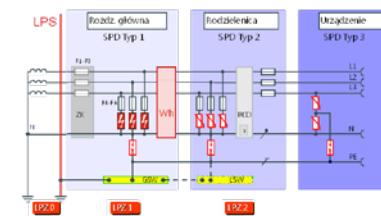
60364-7-712 [5] zawierającej wymagania dotyczące fotowoltaicznych (PV) układów zasilania.

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 .

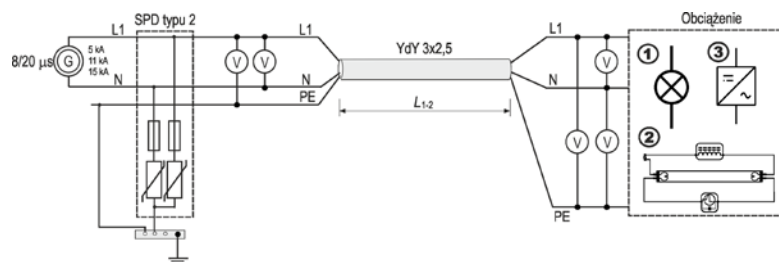
Zgodnie z normą [3] rozwiązaniem zapewniającym właściwe ograniczenie przepięć jest zastosowanie układu skoordynowanych ze sobą SPD – w tym też typu 3 przed bezpośrednio chronionym urządzeniem (rys. 1).



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

3. Badania laboratoryjne

Celem weryfikacji skuteczności ochro-



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

ny przeciwprzepięciowej urządzenia końcowego dla zalecanego odstępu 10 metrów (pomiędzy SPD a chronionym urządzeniem) przeprowadzono pomiary laboratoryjne. Do tego celu wykorzystano wysokonapięciowy generator prądów udarowych 8/20 μ 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).

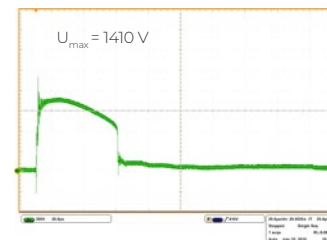
Zarejestrowane przebiegi napięć na wejściu poszczególnych rodzajów obciążeń zestawiono na rysunkach 3-11. Wraz ze wzrostem prądu generatora obserwowany jest wzrost napięcia na wejściu (UL1-N) wszystkich rodzajów obciążeń. W przypadku zasilacza impulsowego do laptopa obserwowane są wysokoczęstotliwościowe oscylacje z boczka 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.

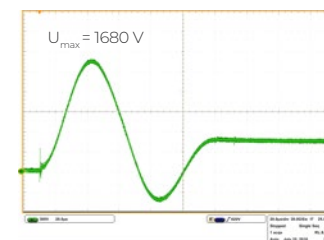
Przedstawione wyniki badań jednoznacznie wykazują, iż umieszczenie SPD w rozdzielni głównej jak i piętrowej jest w nie wystarczające z punktu widzenia ochrony przeciwprzepięciowej. Skuteczność ochrony, w niektórych przypadkach może być znikoma lub żadna. W dobie nagannych praktyk producentów sprzętu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

4. Wnioski końcowe

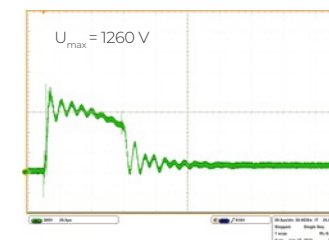
Przedstawione w normach zalecenia dotyczące wymagań w zakresie odległości ochronnych pomiędzy układami SPD a obwodami wejściowymi chronionych urządzeń pozwalają zmniejszyć zagrożenie przepięciowe urządzeń oraz uprościć zasady doboru ograniczników przepięć w instalacjach elektrycznych. Szczególnie ważne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



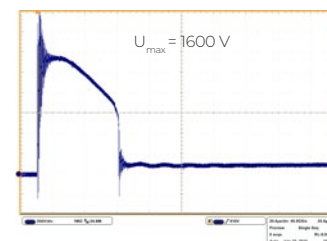
Rys. 3. Napięcie U_{L1-N} na wejściu żarówki (1) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



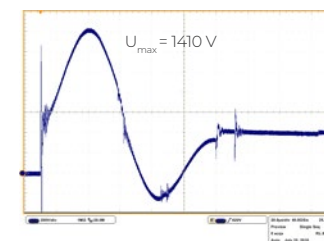
Rys. 4. Napięcie U_{L1-N} na zaciskach światłówki (2) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



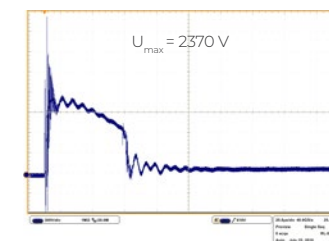
Rys. 5. Napięcie U_{L1-N} na zaciskach zasilacza impulsowego (3) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



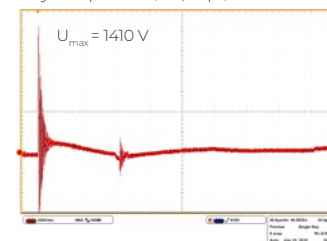
Rys. 6. Napięcie U_{L1-PE} na zaciskach żarówki (1) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div



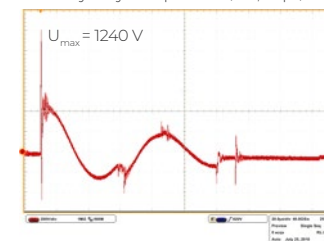
Rys. 7. Napięcie U_{L1-PE} na zaciskach światłówki (2) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 200 V/div, 20 μ s/div



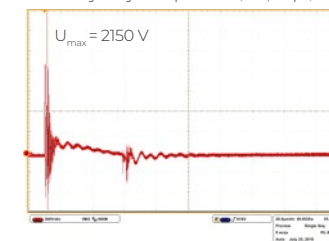
Rys. 8. Napięcie U_{L1-PE} na zaciskach zasilacza impulsowego (3) dla prądu generatora 15 kA - nastawy oscyloskopu 300 V/div, 20 μ s/div



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. 10. Napięcie U_{N-PE} na zaciskach światłówki (2) 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

Przeprowadzone badania laboratoryjne pozwalają na stwierdzenie, iż odległość 10 m jest wielkością graniczną i dla niektórych rodzajów obciążeń może dojść do uszkodzenia chronionego zgodnie z normą urządzenia. Mając na uwadze programowane zużycie (postarzanie) 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

- Sowa A.W.: Odległości pomiędzy urządzeniami o ograniczania przepięć a chronionym urządzeniem. Materiały VI Krajowej

Konferencji Naukowo-Technicznej – Urządzenia piorunochronne w projektowaniu i budowie. Kraków 2011.

- 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).
- PN-EN 62305-4:2011 Ochrona odgromowa. Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach
- 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.
- PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

Wymagania stawiane urządzeniom do detekcji zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia

dr hab. inż. Stanisław Czapp
Politechnika Gdańska

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.

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).

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]. 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 zadzia-

łanie zabezpieczenia nadprądowego (MCB). W przypadku zwarc 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 zwarc 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.

a)



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

a)

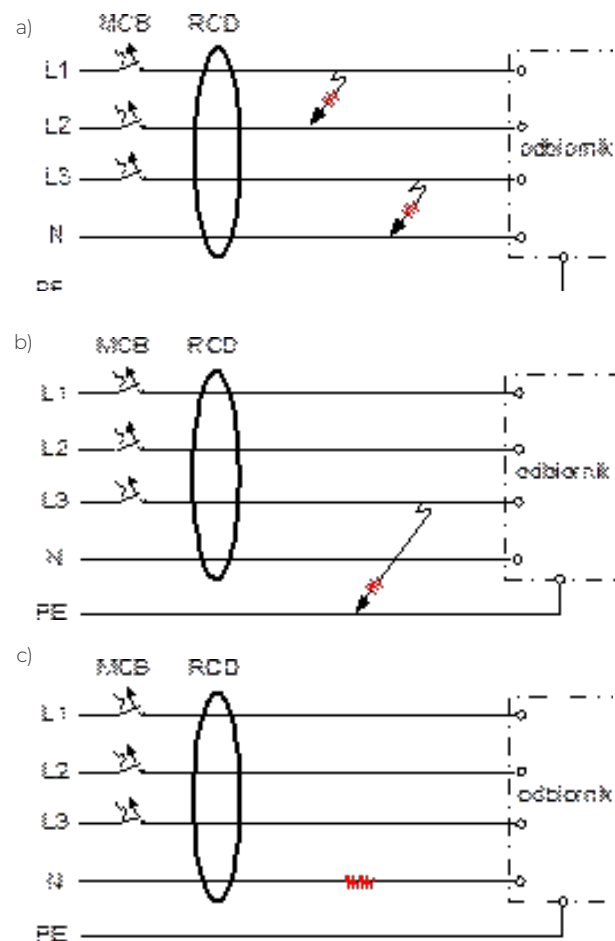


Rys. 2. Skutki iskrzenia wewnątrz przewodu:
a) uszkodzenie cieplne izolacji,
b) zapłon izolacji [2]

b)



b)



Rys. 3. Iskrzenie: a) równoległe przy zwarcu oporowym L1-L2 (L3-N), b) równoległe doziemne przy zwarcu oporowym L3-PE, c) szeregowie 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 zwarc 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),
- łuk doziemny – występuje wtedy, gdy prąd łuku płynie między prze-

wodem 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.

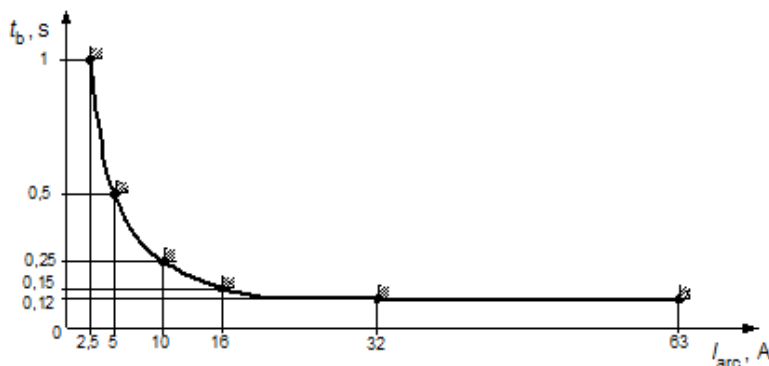
Powstanie łuku/iskrzenia w obwodzie elektrycznym nie zawsze jest związane z uszkodzeniem. Łuk może pojawiać się podczas załączenia (wyłączenia) urządzenia, a także jest właściwością niektórych silników. Aby nie dochodziło do zbędnych zadziałań AFDD, norma [5] określa parametry łuku probierczego, na który 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 wieloprądowy (powyżej 63 A) [5]. W pierwszym przypadku określa się największy dopuszczalny czas działania t_{p} 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 wieloprądowego określa się największą dopuszczalną liczbę N cykli półfalowych prądu o częstotliwości sieciowej w funkcji wartości spodziewanego prądu łuku $I_{\text{p-arc}}$ (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.

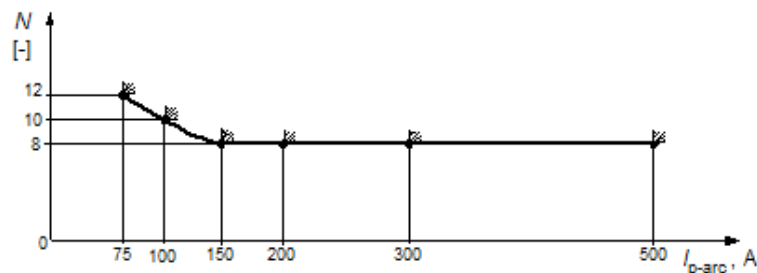
Łuk małoprądowy może wystąpić przy przerwaniu żyły przewodu (iskrzenie/ łuk szeregowy) oraz np. przy oporowych zwarciach doziemnych. Łuk wieloprądowy występuje przy zwarcach doziemnych w układzie TN lub między przewodami czynnymi.

Urządzenia do detekcji zwarc łuko-

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 wieloprądowego (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



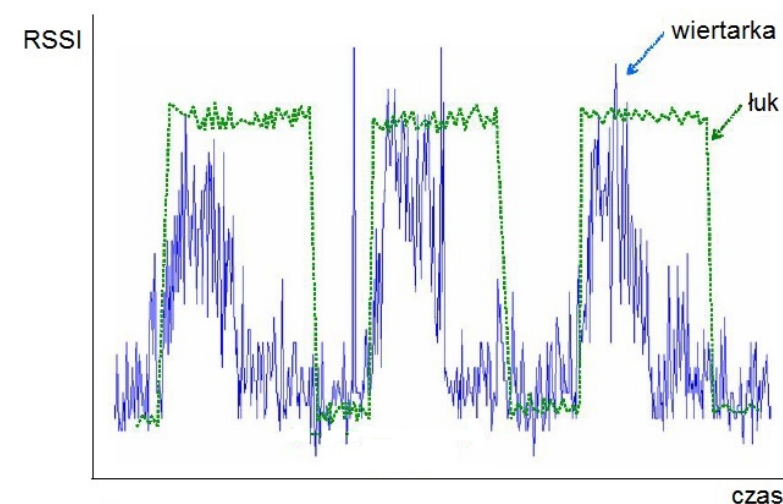
wych nie powinny reagować na łuk, który pojawia się podczas normalnej pracy urządzeń elektrycznych. Łuk ten może pojawiać się przy załączaniu urządzeń oświetleniowych, elektronicznych oraz towarzyszyć pracy silnika narzędzia ręcznego, np. wiertarki. Prawidłowe odróżnienie łuku zakłóceniewego od łuku 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.

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].

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 wyzwaląć 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,



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

- 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 zwarców 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 zwarcowy umowny I_{nc1}
Prąd zwarcowy umowny jednego bieguna I_{nc1}

Znormalizowane wartości tych prądów (prądów, które AFDD jest

w stanie przetrzymać pod warunkiem dobezpieczenia 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 rozprzestrzeniać 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 wymagań 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.

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego
Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej nr 64

Rola Energa Invest jako inżyniera kontraktu przy budowie pierwszego w Polsce hybrydowego magazynu energii oraz modernizacji małych elektrowni wodnych

mgr inż. Dariusz Pawłowski
Energa Invest Sp. z o.o.

Dział Jednostek Wytwórczych
Biuro Projektów
Elektroenergetycznych
Wysokich Napięć

1. Wstęp

Polskie Prawo budowlane nie zawiera w swoich definicjach terminu „Inżynier kontraktu” (IK). Funkcja ta została wprowadzona w związku z wejściem Polski do Unii Europejskiej przez Międzynarodową Federację Inżynierów Konsultantów (FIDIC).

Zatrudnianie inżyniera kontraktu na czas realizacji budów jest coraz częściej w dzisiejszych czasach praktykowana przez Inwestorów, co często okazuje się trafnym rozwiązaniem i gwarantem dobrze wykonanych robót budowlanych zgodnie z zawartym kontraktem pomiędzy inwestorem a wykonawcą.

2. Odpowiedzialność Energa Invest jako inżynier kontraktu

Energa Invest (EINV) jest spółką, która specjalizuje się w nadzorze nad realizacją zadań inwestycyjnych, w których niezbędny jest nadzór doświadczonych inżynierów, będących w stanie nie tylko kontrolować pracę wykonawców, ale też będących dla nich wsparciem technicznym oraz formalnym. EINV oprócz pełnienia roli IK zapewnia również pracę inspektorów nadzoru inwestorskiego. Uczestnictwo inspektora nadzoru inwestorskiego w procesie budowy może być wymogiem samego inwestora, ale przede wszystkim może zostać narzucone przez właściwy organ w decyzji o pozwoleniu na budowę. Inspektor nadzoru inwestorskiego zgodnie z prawem budowlanym reprezentuje inwestora na terenie budowy. Inaczej rzecz się ma z inżynierem kontraktu. Inżynier kontraktu jest w Polsce instytucją nieuregulowaną przepisami prawa, ale za to często wykorzystywaną w procesie budowy. Rodzaj oraz specyfika danej inwestycji, w ramach której swoją funkcję sprawuje inżynier kontraktu, współgra zazwyczaj z pełnieniem funkcji nadzoru inwestorskiego przez odpowiednich branżystów. Tak więc również oni wchodzą w skład tejże instytucji.

Zgodnie z Art. 25 Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. "Prawo budowlane" z późniejszymi zmianami, obowiązki inspektora nadzoru są następujące:

- 1) reprezentowanie inwestora na budowie przez sprawowanie kontroli zgodności jej realizacji z projektem lub pozwoleniem na budowę, przepisami oraz zasadami wiedzy technicznej;
- 2) sprawdzanie jakości wykonywanych robót budowlanych i stosowania przy wykonywaniu tych robót wyrobów zgodnie z art. 10 niniejszej ustawy;
- 3) sprawdzanie i odbiór robót budowlanych ulegających zakryciu lub zanikających, uczestniczenie w próbach i odbiorach technicznych instalacji, urządzeń technicznych i przewodów kominowych oraz

Rola Energa Invest jako inżyniera kontraktu przy budowie pierwszego w Polsce hybrydowego magazynu energii oraz modernizacji małych elektrowni wodnych

przygotowanie i udział w czynnościach odbioru gotowych obiektów budowlanych i przekazywanie ich do użytkowania;

- 4) potwierdzanie faktycznie wykonanych robót oraz usunięcia wad, a także, na żądanie inwestora, kontrolowanie rozliczeń budowy.

Wśród dużej liczby zadań i obowiązków jakimi musi sprostać EINV podczas pełnienia funkcji IK najważniejszymi zadaniami, które trzeba wyróżnić jest pełnienie obowiązków inspektora nadzoru inwestorskiego (o których mowa powyżej) zgodnie z Art. 25 Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. "Prawo budowlane", a także dodatkowe czynności takie jak:

- nadzorowanie prac budowlanych w zakresie zgodności z zapisami kontraktu;
- nadzorowanie dokumentacji budowy tj. kontrolowanie jej tworzenia, weryfikowanie jej poprawności;
- bieżąca kontrola zastosowanych materiałów pod kątem zgodności z dokumentacją, przepisami prawa, aktami normatywnymi;
- stały nadzór nad prawidłową i terminową realizacją robót;
- bieżące wskazywanie zagrożeń wpływających na termin wykonywania robót;
- systematyczne raportowanie Zamawiającemu postępu robót;
- organizacja porad budowlanych i udział w naradach budowlanych.

W dalszej części referatu przedstawię przykładowe dwie inwestycje, na których Energa Invest pełniła funkcję inżyniera kontraktu.

3. Energa Invest jako Inżynier kontraktu przy budowie hybrydowego magazynu energii elektrycznej przy FW Bystra

Na przestrzeni ostatnich lat w Polsce zainteresowanie magazynami energii wyraźnie wzrasta. Ich rolą jest bilansowanie produkcji energii z niestabilnych źródeł odnawialnych ze zmiennym mgzużyciem energii

przez odbiorców [4].

Tego typu magazyny mogą mieć moc w zakresie od kilku do kilkudziesięciu megawatów i są w stanie dostarczać energię z tą mocą w czasie od kilkudziesięciu minut do kilku godzin dziennie. Nadają się one do chwilowego bilansowania zmiennej produkcji z farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych, ale w większej skali mogą też służyć do bilansowania mocy w cyklach dobowych [4].

Budowa magazynu energii przy istniejącej FW Bystra w pobliżu Gdańska jest częścią dużego projektu pn. „NEDO” (New Energy and Industrial Technology Development Organization), który jest realizowany we współpracy z Japońską firmą Hitachi, Grupą Energa oraz Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi (PSE). Celem wspólnego przedsięwzięcia jest budowa demonstracyjnego systemu ochrony sieci elektrycznej oraz systemu poprawiającego bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych, który umożliwi odpowiednie zarządzanie dużą liczbą farm wiatrowych. Służyć temu będzie system automatyki o nazwie SPS (ang. Special Protection Scheme) [8].

Niestabilność odnawialnych źródeł energii, szczególnie farm wiatrowych, stanowi jedno z większych wyzwań dla współczesnych sieci elektroenergetycznych. Przerwy w pracy źródeł wy-

twórczych tego typu prowadzić mogą do niedoborów mocy. Z kolei nadmiar wyprodukowanej energii (np. przy silnym wietrze) może doprowadzić do przeciążenia sieci elektroenergetycznych. W związku z tym występują również dynamiczne zmiany ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje OZE. Dlatego istotny jest rozwój nowoczesnych magazynów zdolnych przechowywać nadwyżkę wytworzonej energii i oddawać ją do sieci, kiedy jest taka potrzeba [8].

Hybrydowy baterijny magazyn energii elektrycznej o mocy ok. 6 MW pojemności ok. 27 MWh będzie zamontowany i eksploatowany w nowo wybudowanej hali.

Na zlecenie spółki ENERGA Wytwarzanie SA rolę inżyniera kontraktu powierzono firmie Energa Invest. Roboty rozpoczęły się na początku 2019 roku.

Po wygranym przetargu wykonawca robót przystąpił do wykonania projektów wykonawczych, które na bieżąco były konsultowane ze specjalistami z EINV, a ewentualne uwagi i zastrzeżenia były na bieżąco konsultowane i wdrażane w miarę potrzeb.

Po zakończeniu prac projektowych przystąpiono do prac ziemnych, a później fundamentowych (Rys. 1).

Co tydzień są organizowane przez IK rady budowy, które są bardzo ważnym

Rys. 1 Rozpoczęcie prac ziemnych i fundamentowych w styczniu i lutym 2019 r.



elementem w procesie prowadzenia każdej inwestycji. W spotkaniach tych uczestniczyli:

- kierownik budowy,
- kierownicy robót branżowych,
- inspektorzy nadzoru inwestorskiego,
- przedstawiciele Inwestora,
- projektant sprawujący nadzór autorski na budowie,
- pozostała kadra inżynierska stanowiąca np. wsparcie dla kierownika budowy,
- najmłodsi inżynierowie ENERGA INVEST, którzy dzięki tego typu inwestycjom rozwijają swoją wiedzę inżynierską oraz mają możliwość uczestniczenia w całym procesie budowlanym.

Na radach budowy sprawdzane i omawiane były najistotniejsze wydarzenia z minionego tygodnia tj.:

- stan realizacji prac budowlanych i ich zgodność z harmonogramem budowy;
- roboty zrealizowane w minionym tygodniu i planowane w przyszłym tygodniu;
- ewentualne opóźnienia, ich przyczyny oraz plan naprawczy, który pozwoli zakończyć dany etap inwestycji zgodnie z harmonogramem;
- napotkane w trakcie robót trudności, błędy projektowe oraz sposoby ich wyeliminowania i rozwiązania;
- poprawność wykonywania prac pod kątem bezpieczeństwa i higieny pracy (BHP);
- kompletność dostarczanej na bieżąco dokumentacji (np. certyfikaty, deklaracje zgodności) dotyczącej wbudowywanych wyrobów budowlanych;
- dokonywane są wpisy do dziennika budowy przez uczestników procesu budowlanego (kierownika budowy, inspektora nadzoru, względnie projektanta pełniącego nadzór autorski).

Po każdej radzie budowy (RB) przedstawiciel inżyniera kontraktu sporządzał protokół z posiedzenia, w którym zapisane były wszystkie ustalenia.

Rola Energa Invest jako inżyniera kontraktu przy budowie pierwszego w Polsce hybrydowego magazynu energii oraz modernizacji małych elektrowni wodnych

Na chwilę obecną prace budowlane dla hali magazynu energii są zaawansowane, jak przedstawiają zdjęcia poniżej (Rys. 2 – 4). Na fotografiach (Rys. nr 5 i 6) przedstawiono wnętrza magazynów energii z wbudowanymi tam szafami z bateriami akumulatorów zrealizowanymi na innych obiektach poza granicami Polski.

Kolejnym etapem realizacji inwestycji będzie nadzór nad prawidłowym montażem całej instalacji elektrycznej zewnętrznej, wewnętrznej oraz co najważniejsze – nad prawidłowym montażem, połączeniem i uruchomieniem baterii akumulatorów, które firma Hitachi dostarczy w najbliższych tygodniach do Polski.

Cechą hybrydowego magazynu energii jest stosowanie różnego typu baterii akumulatorów. W skład magazynu energii wchodzić będzie kwasowo - ołowiowa bateria akumulatorów o mocy 5 x 1 MW oraz bateria litowo - jonowa o mocy 1 MW. Poszczególne baterie będą przyłączone do strony DC dedykowanych falowników (6 szt.). Falownik będzie dokonywał konwersji napięcia stałego na napięcie przemiennie lub przemiennego na stałe (w zależności od trybu pracy). Po stronie AC falowniki będą przyłączone do dedykowanych im transformatorów nn/20 kV. Transformatory po stronie SN zostaną powiązane ciągami kabłowymi z istniejącą rozdzielnicą 20 kV stacji GPZ Bystra, która jest rozdzielnią abonentką Energa Wytwarzanie przeznaczoną na potrzeby farmy wiatrowej Bystra. Schemat połączenia baterii akumulatorów z siecią przedstawiono na rysunku 7.

Po zrealizowaniu całego procesu tej budowy inwestor zgodnie z art. 55 Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. "Prawo budowlane" z późniejszymi zmianami zobowiązany jest do uzyskania pozwolenia na użytkowanie. Przy tego typu procesach urzędowych zawsze wiedza i doświadczenie inżyniera kontraktu okazują się niezbędne.



Rys. 2. Konstrukcja nośna magazynu energii



Rys. 3. Wylewanie posadzki pod baterie akumulatorów w hali magazynu

Rys. 4. Widok elewacji wschodniej

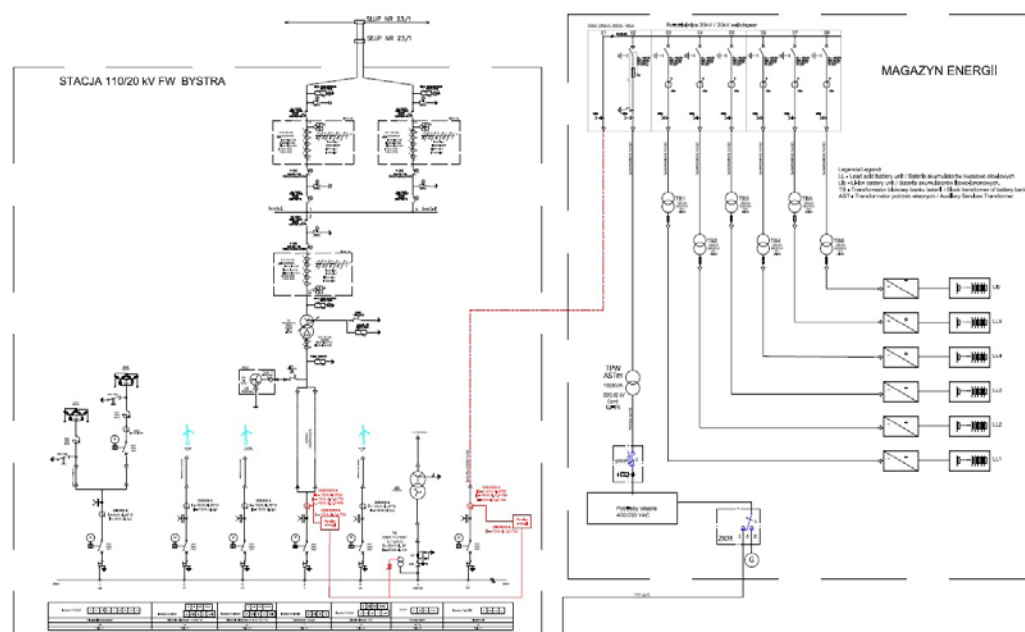


Rys. 5. Przykładowa lokalizacja szaf baterii akumulatorów zrealizowana na podobnej inwestycji





Rys. 6 Przykładowa lokalizacja szaf baterii akumulatorów zrealizowana na podobnej inwestycji. Pomiędzy szafami widoczne są połączenia pomiędzy akumulatorami



Rys. 7. Schemat ideowy połączenia magazynu energii z siecią elektroenergetyczną na terenie GPZ Bystra

Po zakończeniu budowy rozpoczną się kilkunastomiesięczne testy wydajności nie tylko magazynu energii w Bystrej, ale także całego systemu SPS w celu poprawy bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznych. W czasie trwania projektu oceniona zostanie m.in. możliwość zastosowania w Polsce technologii magazynowania energii na szerszą skalę [8].

4. Energa Invest jako inżynier kontraktu przy remoncie elektrowni wodnej Borowo

Kolejnym z obiektów, przy którym Energa Invest pełniła rolę inżyniera kontraktu był remont ponad 100 letniej elektrowni wodnej Borowo w miejscowości Borowo w pobliżu Drawskiego Pomorskiego. W trakcie



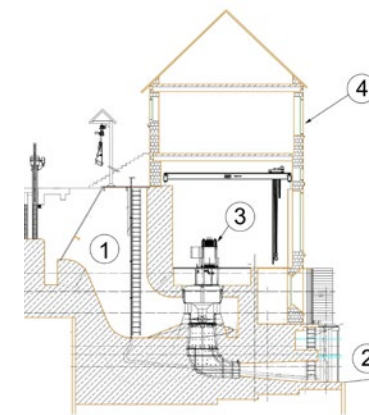
Rys. 8. Elektrownia wodna Borowo. Komory wylotowe na wodzie dolnej

realizacji tej inwestycji zakres zadań realizowany przez Energa Invest był zbliżony do tego, co jest realizowane przy budowie magazynu energii w Bystrej, pomimo tego, że zakres prac i charakterystyka obiektu zupełnie od siebie odbiegają. Było to kolejne zlecenie realizowane na rzecz Energa Wytwarzanie trwające rok.

W zakres remontu elektrowni wodnej Borowo wchodziły takie prace jak:

1. zabezpieczenie lewego brzegu przy komorze wylotowej jednego z hydrozespołów na poziomie wody dolnej oraz dna poniżej wylotu z przedmiotowej, remontowanej komory turbinowej;
2. remont komory wlotowej i wylotowej przy hydrozespolu nr 3;
3. remont pomieszczenia rozdzielnic 15 kV;
4. remont pomieszczenia szaf sterowniczych;
5. posadowienie nowego hydrozespołu HZ 3 celem zwiększenia sprawności elektrowni wodnej Borowo;
6. Demontaż starej rozdzielnic 15 kV;
7. Budowa nowej rozdzielnic 15 kV;
8. Wymiana wszystkich szaf sterowniczych elektrowni wodnej oraz rozdzielnic potrzeb własnych;
9. Demontaż starego napowietrznego stanowiska transformatorów blokowych oraz potrzeb własnych;
10. Montaż nowych suchych transformatorów blokowych oraz potrzeb własnych wewnątrz elektrowni.

Przekrój przez budynek elektrowni wodnej w miejscu posadowienia nowego turbosespołu przedstawia rys. 9.



Rys. 9. Przekrój przez elektrownię wodną w miejscu posadowienia nowego turbosespołu [6]

- 1 – Komora wlotowa;
- 2 – Komora wylotowa;
- 3 – Nowo zaprojektowany generator;
- 4 – Budynek elektrowni wodnej Borowo;

Ciekawą kwestią było zastosowanie w tej elektrowni nowego pionowego kompaktowego turbosespołu Kaplana o napływie promieniowym. Widok zastosowanej turbiny przedstawia rysunek nr 10.

Parametry nominalne (projektowane) turbosespołu [6]:

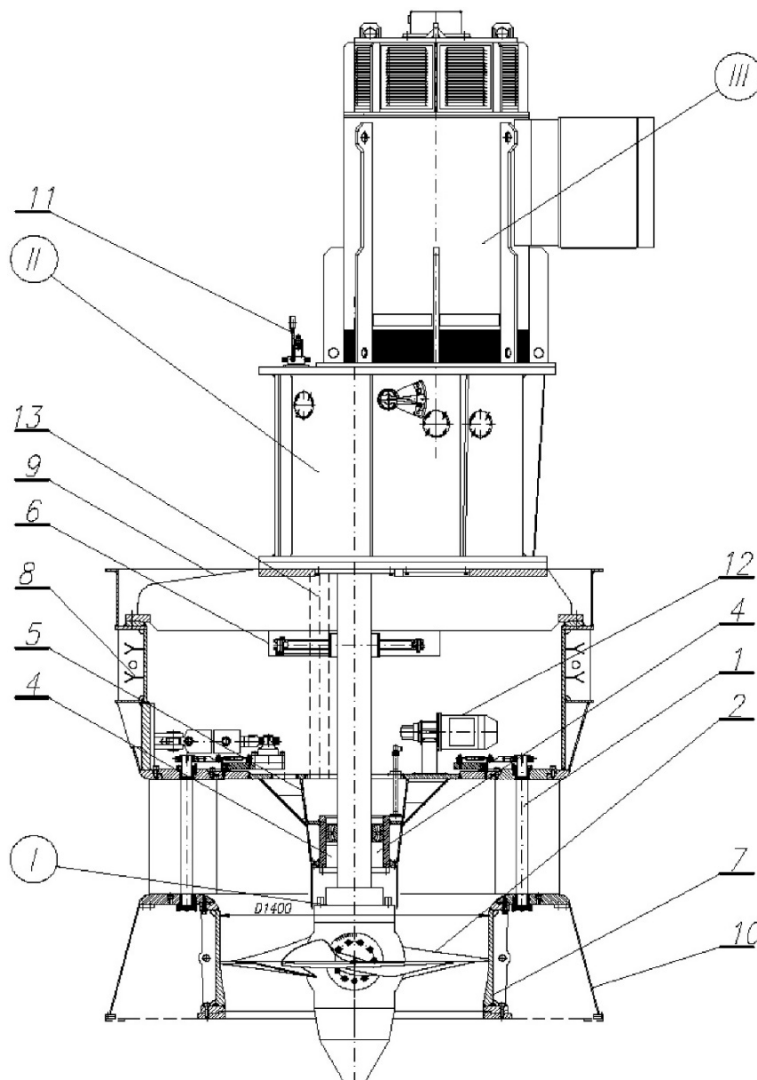
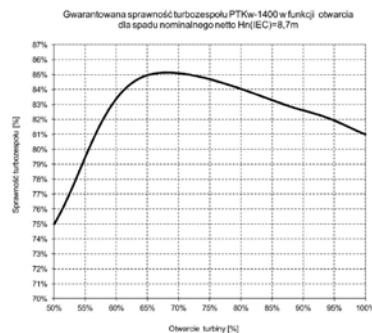
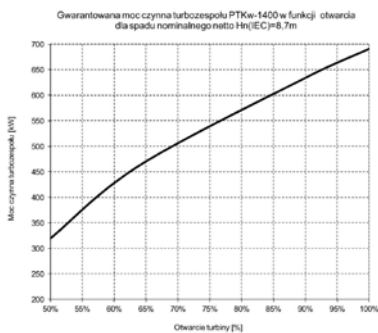
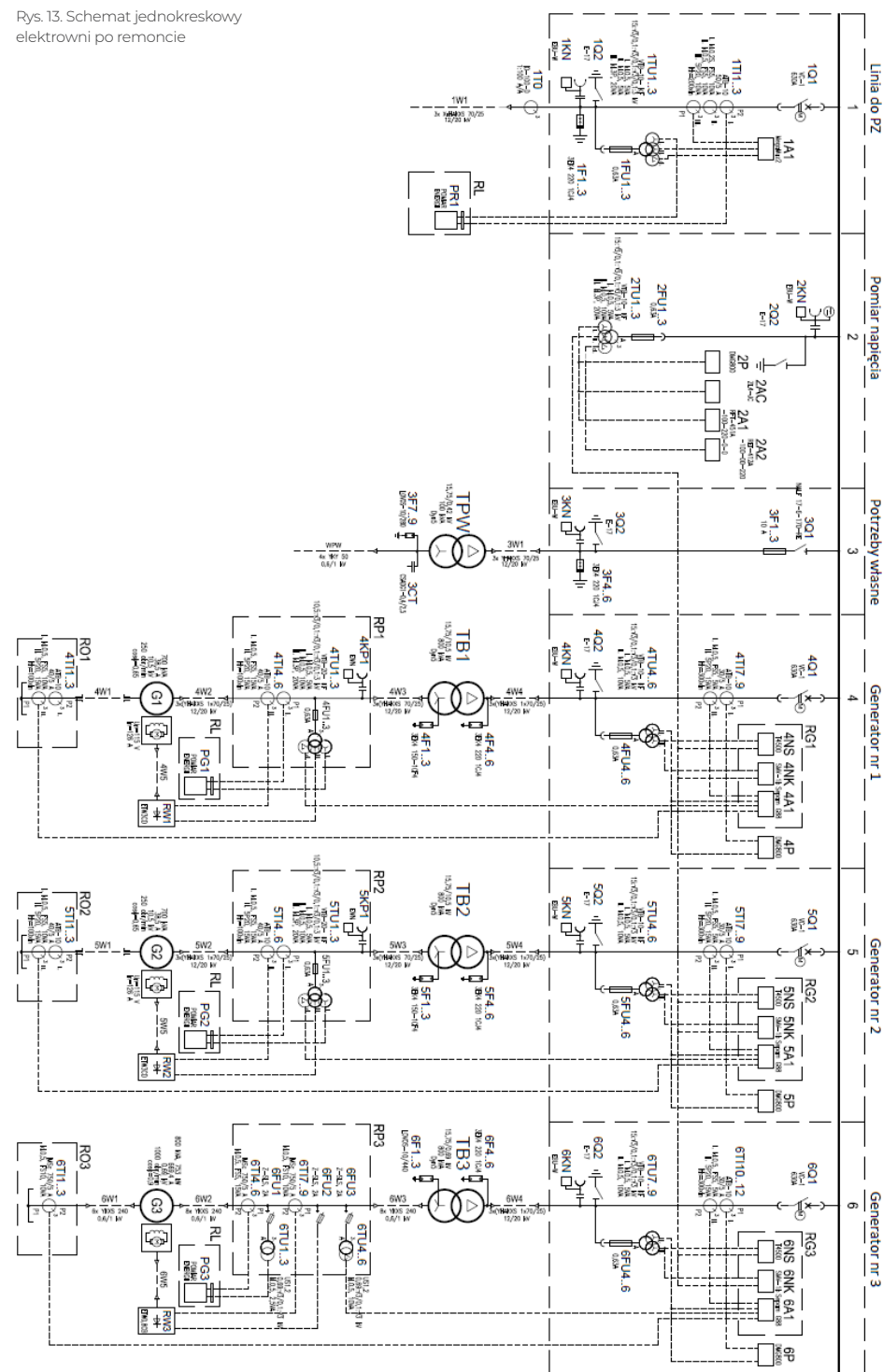
Średnica wirnika: $D = 1400 \text{ mm}$;
Spad nominalny netto: $H_n = 8,7 \text{ m}$;
Moc znamionowa generatora:
 $P_{zn} = 790 \text{ kVA}$;
Moc czynna na zaciskach generatora dla $Q_n = 10,0 \text{ m}^3/\text{s}$ i $H_n = 8,7 \text{ m}$:
 $P_n = 690 \text{ kW}$;
Prędkość obrotowa generatora:
 $n_g = 1000 \text{ min}^{-1}$;
Prędkość obrotowa turbiny:
 $n_t = 329 \text{ min}^{-1}$.

Charakterystykę sprawności turbosespołu w funkcji otwarcia turbiny przedstawiono na Rys. nr. 11, natomiast charakterystykę przebiegu mocy czynnej turbosespołu w funkcji otwarcia turbiny przedstawiono na rys. 12. Schemat ideowy elektrowni wodnej po remoncie przedstawiono na Rys. 13.

Efektorem przeprowadzonego remontu było zmniejszenie liczby pól rozdzielni

Rys. 10. Turbozespół Kaplana,
który został zamontowany
w EW Borowo [6]

- Gdzie:
- I - turbina;
 - 1 - zespół kierownic;
 - 2 - wirnik turbiny;
 - 3 - zespół wału turbiny z łożyskiem prowadzącym;
 - 4 - zespół uszczelnienia osiowego;
 - 5 - korpus turbiny;
 - 6 - zespół hamulca turbiny;
 - 7 - korpus obudowy wirnika z pierścieniem;
 - 8 - korpus zewnętrzny turbiny (zespół beczki);
 - 9 - podstawa przekładni;
 - 10 - zespół osłon;
 - 11 - zespół sterowania;
 - 12 - zespoły pompowe;
 - 13 - zespół rury spływowej;
 - II - przekładnia;
 - III - generator;

Rys 11. Charakterystyka sprawności
turbozespołu w funkcji otwarcia turbiny [6]Rys 12. Przebieg mocy czynnej turbozespołu
w funkcji otwarcia turbiny [6]Rys. 13. Schemat jednokreskowy
elektrowni po remoncie

15 kV. Stara rozdzielnica powietrzna 15 kV składała się z 10 pól (3 pola linii SN, pomiar napięcia, potrzeby własne, pole odgromnikowe, 2 pola generatorowe, 2 pola rezerwowe. Nowa rozdzielnica wykonana w oparciu o najnowszą technologię składa się z 6 pól (3 pola generatorowe, pomiar napięcia, potrzeby własne, pole pomiaru napięcia).

Przeprowadzona inwestycja była dofinansowana ze środków unijnych, co wymagało od inżyniera kontraktu bardzo dobrej wiedzy w zakresie spraw formalno – prawnych, na które urzędnicy rozliczający dofinansowania

unijne zwracają szczególną uwagę. Efekty przeprowadzonych prac przedstawiono na poniższych rysunkach:

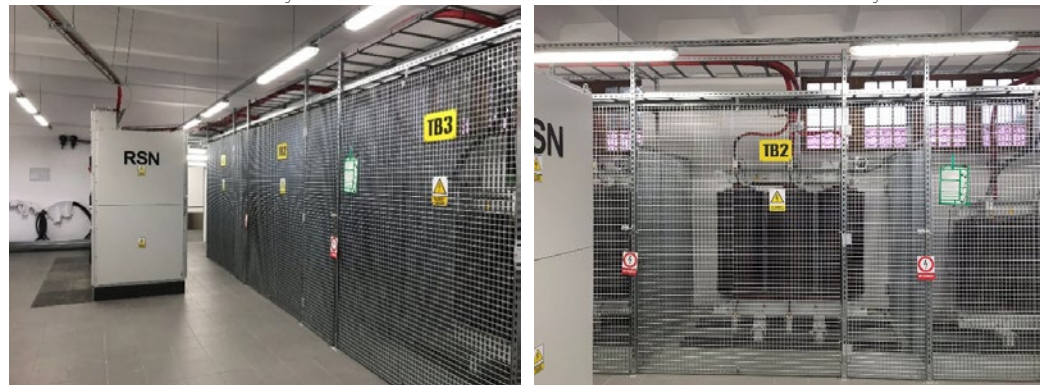
- Widok nowo posadowionego hydrozespołu (rys. 14)
- Widok pomieszczenia rozdzielni 15 kV oraz stanowisko transformatorów blokowych (rys.15)

Poniżej przedstawiono również fotografię z robót budowlanych polegających na montażu króćca stalowego w komorze wylotowej elektrowni wodnej (Rys. 16). Nad króciec stalowy po jego zabetonowaniu został zamontowany korpus turbozespołu Kaplana.

Rys. 14 Nowo posadowiony Hydrozespół nr. 3 (pierwszy z prawej)



Rys. 15 Pomieszczenie rozdzielni 15 kV oraz stanowisko transformatorów blokowych



Rys. 14 Nowo posadowiony Hydrozespół nr. 3 (pierwszy z prawej)

5. Wnioski i podsumowanie

Uczestnictwo inżyniera kontraktu w procesie budowy jest bardzo dużą wartością dodaną oraz znaczącym wsparciem technicznym i formalno – prawnym.

Energa Invest czerpiąc doświadczenia z pełnienia funkcji inżyniera kontraktu na zróżnicowanych budowach zyskała miano zaufanego i rzetelnego partnera. Zespół specjalistów z zakresu nadzoru inwestorskiego zapewnia realizację inwestycji w pełni profesjonalnie, zgodnie ze sztuką budowlaną oraz przepisami prawa. Wymiana doświadczeń pomiędzy inżynierami różnych specjalności oraz możliwość kształcenia młodzieży powoduje, że potencjał inżynierski w Polsce może się stale rozwijać.

6. Bibliografia

1. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. „Prawo budowlane” z późniejszymi zmianami
2. www.fidic.org – International Federation of Consulting Engineers
3. www.inzynierbudownictwa.pl/biznes-prawo,artykul,prawo_budowlane_a_fidic_inspektor_nadzoru_a_inzynier_kontraktu,7298
4. www.wysokienapiecie.pl/1962-po-co-nam-magazynu-energii/
5. Opis przedmiotu zamówienia dla realizacji inwestycji budowy ME przy FW Bystra
6. Opis przedmiotu zamówienia dla realizacji inwestycji „Remont EW Borowo”
7. Specyfikacja techniczna wykonania i odbioru robót budowlanych i hydrotechnicznych modernizacji EW borowo
8. www.media.energa.pl/pr/358081/na-farmie-wiatrowej-energi-powstanie-najwiekszy-w-polsce-magazyn-energii?rss=true

Ocena uziemień słupów linii elektroenergetycznych zwłaszcza posadowionych na gruntach o wysokiej rezystywności

dr inż. Stanisław Wojtas
Politechnika Gdańska

W artykule została omówiona problematyka pomiaru i oceny właściwości uziemień słupów linii elektroenergetycznych z wykorzystaniem przebiegów wolno- i szybkozmiennych. Uzyskanie odpowiednio niskiej wartości rezystancji uziemienia słupa posadowionego na gruncie o rezystywności powyżej 1000 Ωm może być trudne. Praca zawiera analizę zmian właściwości statycznych i udarowych

uziemień w funkcji rezystywności otaczającego gruntu oraz amplitudy prądu. Zwrócono uwagę na dużą rolę fundamentów słupa, które mogą w znaczący sposób wpływać na rezystancję wypadkową uziemienia słupa. W podsumowaniu zamieszczono uwagi oraz wskazówki odnośnie konstrukcji i sposobów oceny uziemień pograżonych w gruntach o wysokiej rezystywności.

1. Wstęp

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

Uziemienia 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 uziemień. 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 uziemień związanych ze słupami linii przesyłowych. Okresowa, zwykle odbywająca się co 4–5 lat, kontrola uziemień słupów linii jest zadaniem uciążliwym przede wszystkim ze względu na znaczną liczbę słupów w krajowym systemie elektroenergetycznym. Poza tym ocena uziemień słupów, które są połączone równolegle przewodami odgromowymi, 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 spowo-

dowane przepływem przez słup do ziemi prądu piorunowego. Impedancja uziemień słupów linii przesyłowych jest elementem, który ma znaczący wpływ na te zjawiska [1].

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

2. Konstrukcje uziemień słupów

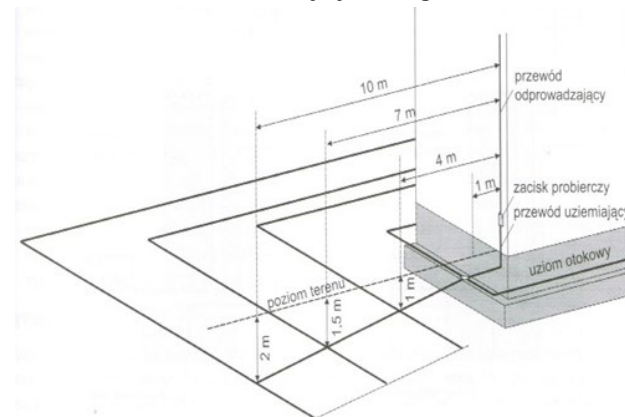
Dla obiektów budowlanych zalecane jest stosowanie uziomu otokowego układanego w odległości nie mniejszej niż 1 m od krawędzi chronionego obiektu. Jeżeli jednak pojedynczy uziom otokowy nie zapewnia wymaganych parametrów uziomu, wtedy można zastosować ułożenie dodatkowych uziomów otokowych w odstępach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

Zgodnie ze standardami Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) uzimienia słupów powinny być dobrane do warunków zwarciovowych linii, ale ich rezystancja nie powinna przekraczać 15 Ω [4]. Rezystancja uziomu 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 obrysu słupa u podstawy i odległych minimum 7 m od tego obrysu” [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 uzimienia słupa wyniesie 40 Ω. Taka konfiguracja

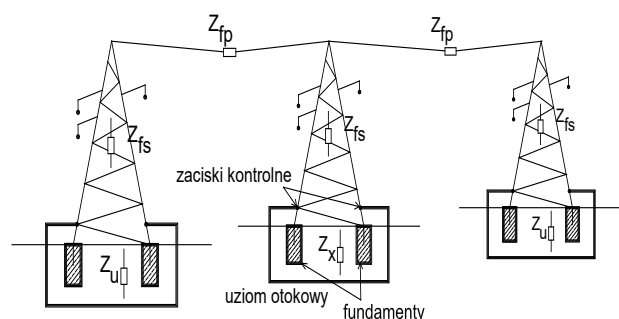
uzimienia jest dość skomplikowana i kosztowna w wykonaniu, a mimo to jego parametry znacznie przekraczają poziom dopuszczany przepisami. Ponadto podczas pomiarów odbiorczych nawet podczas suszy obowiązują współczynniki sezonowych zmian rezystywności, których minimalna wartość w zależności od rodzaju 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 uziemień słupów

Ocena rezystancji statycznej uzimienia 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 uzimienia linii są połączone równolegle ze względu na obecność przewodów odgromowych, jak to zostało przedstawione na rysunku 2. W takiej sytuacji są możliwe dwa zasadnicze sposoby realizacji pomiaru: odłączanie uziomu sztucznego od konstrukcji słupa lub zastosowanie miernika z cęgami prądowymi. W przypadku całkowitego odłączenia uzimienia od konstrukcji słupa przepisy zwykle wymagają wyłączenia linii na czas wykonywania pomiaru.

3.1. Pomiar uzimienia sztucznego z zastosowaniem cęgów

Wprowadzona przez PSE Standardowa Specyfikacja Techniczna dotycząca uzimienia wprowadza pomiar rezystancji uzimienia 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

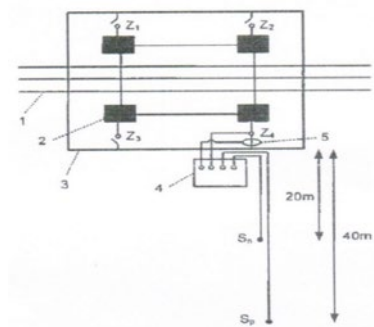
Do zaproponowanej metody pomiaru można wnieść 2 podane niżej uwagi.

- Taki sposobu pomiaru nie uwzględni 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 równolegle 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

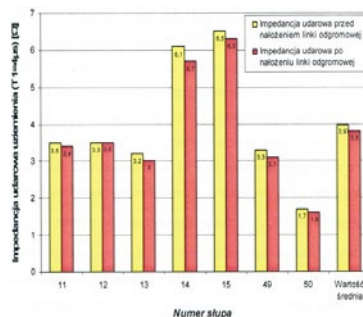
Pomiar uziemień słupów linii elektroenergetycznych bez konieczności odłączania uziomów od słupa jest możliwy przy zastosowaniu mierników generujących wymuszenia szybkochylnie. W praktyce oznacza to

Ocena uziemień słupów linii elektroenergetycznych zwłaszcza posadowionych na gruntach o wysokiej rezystywności



Rys. 3. Schemat układu pomiarowego 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, Z₁ – Z₄ – zaciski probiercze uziomu otokowego, S₁, S₂ – sonda napięciowa i prądowa [6]

mierniki udarowe lub wysokoczęstotliwościowe. Długość przęsła 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 odgromowych – 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].

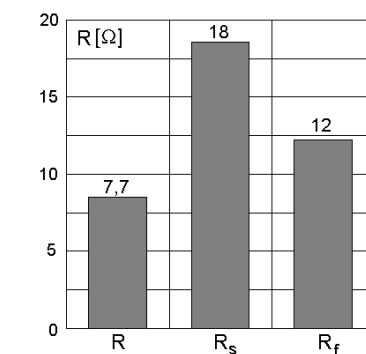


Rys. 4. Impedancja uziemienia 7 słupów linii 110 kV zmierzona przed i po nałożeniu przewodów odgromowych; ostatni histogram przedstawia wartości średnie z 7 pomiarów [7]

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 μs. Układ uziemienia każdego ze słupów składał się z uziomu otokowego połączonego równolegle 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, uziom fundamentowy może w znacznym stopniu wpływać na wypadkową wartość rezystancji uziomu i decydować o końcowej ocenie wyniku pomiaru. Potwierdzeniem takiej sytuacji są wyniki pomiarów słupa posadowionego w gruncie o rezystywności ok. 200 Wm zamieszczone na rysunku 5. Podczas pomiaru rezystancji odłączonego od słupa uziomu sztucznego otrzymano wynik R_s równy 18 W, co jest wartością zbyt wysoką w stosunku do wymagań normy. Wartość rezystancji fundamentu analizowanego słupa wynosi 12 W. 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 równolegle 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 żwir i piaski. Rezystywności gruntu były zawarte w szerokim przedziale od 30 do 700 Ωm. 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 uziomu sztucznego, R_s - rezystancja uziomu 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 równolegle połączonych 4 stopach fundamentowych każdego z analizowanych 9 słupów. Stosunek wyników otrzymanych

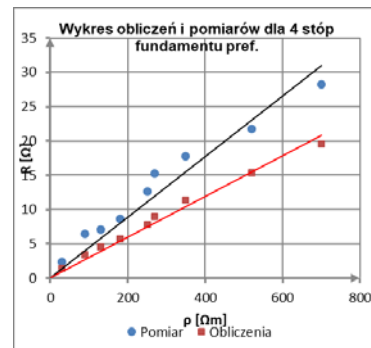
w rezultacie „obliczeń” do rezultatów „pomiarów” oznacza współczynnik wykorzystania równoległe połączonych elementów uziemień i dla analizowanego przypadku wynosi ok. 0,68. Otrzymany współczynnik jest zbliżony do wartości podawanych w literaturze przedmiotu. Z zaprezentowanego wykresu wynika, że wartość rezystancji uziemienia do $10\ \Omega$ jest zapewniona przez fundamenty słupa w gruntach do ok. $200\ \Omega\text{m}$, a wartość $15\ \Omega$ - w gruntach nawet do ok. $300\ \Omega\text{m}$.

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]



Ocena uziemień słupów linii elektroenergetycznych zwłaszcza posadowionych na gruntach o wysokiej rezystywności

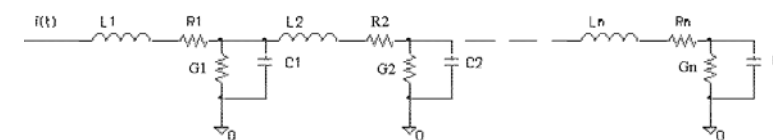


Rys. 7. Wyniki obliczeń i pomiarów rzeczywistych rezystancji fundamentów 9 słupów [8]

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 jed-

nostkowego elementu długości uziomu. Rezystancja uziomu wyznaczana przy wymuszeniu $i(t)$ wolnozmiennym, np. zbliżonym do częstotliwości sieciowej, polega w praktyce na określeniu wypadkowej wartości

i uwzględnienie prędkości rozprzestrzeniania się fal w uziemiu wskazującą, że wzrost długości uziomu powoduje obniżanie jego impedancji tylko do pewnej ograniczonej wartości nazywanej długością efektywną l_{ef} . Długość



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

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 $1\text{--}2\ \mu\text{H/m}$, 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

to może być wyznaczona jako [10]:

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

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

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 ms. 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 $4\ \mu\text{s}$ w gruncie o rezystywności $3000\ \Omega\text{m}$ 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.

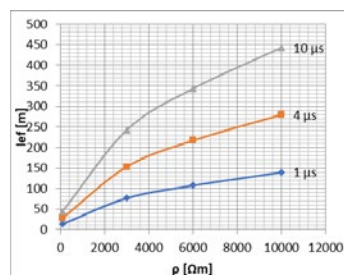
4. Właściwości uziemień na gruntach o wysokiej rezystywności

Parametry czwórnika schematu zastępczego uziomu z rysunku 8 zostały wyznaczone w oparciu o wyrażenia

dostępne 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 szybkozmennych 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.

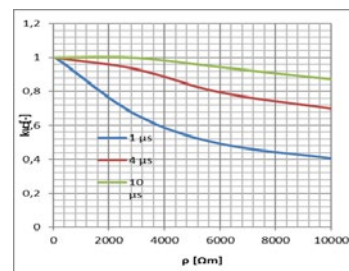


Rys. 9. Zmiany długości efektywnej uziomu w funkcji rezystywności gruntu dla podanych czasów czoła udarów [11]

W przypadku najczęściej używanego podczas pomiarów udaru o czasie czoła 4 μ s współczynnik udaru uziomów skupionych pograżonych w gruncie o rezystywności poniżej 1000 Ω m jest równy 1 lub niewiele przekracza tę wartość. Wyniki przedstawione na rysunku 10 wskazują, że dla gruntów o wysokiej rezystywności współ-

czynnik udaru może przyjmować wartości poniżej 1, np. dla udaru 4 μ s i rezystywności gruntu 3000 Ω m wynosi ok. 0,9, a dla udaru 1 μ s – 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 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 wielkopiędowe [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 Ω m, 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 czołe 4 μ s oraz 19,7 Ω przy udarze 1 μ s. Otrzymane stąd wartości współczynnika udarowego uziemienia słupa wynosiły 0,88 i 0,71 odpowiednio dla udarów 4 μ s raz 1 μ s.



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

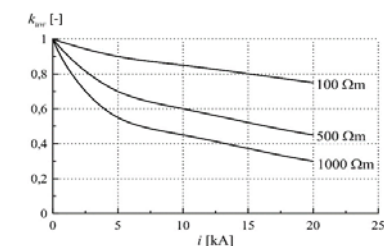
Przytoczone wartości współczynnika udaru są wprawdzie rezultatem pomiarów tylko pojedynczego słupa,

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 wielkopiędowe.

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 wielkopiędowy 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 wielkopiędowego współczynnika udaru k_{uw} uziomu pionowego o długości 5 m w funkcji amplitudy prądu. Badany uziom był umieszczany w gruntach o rezystywności 100, 500 i 1000 Ω m. 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 Ω m maleje do wartości 0,75, a w gruncie 1000 Ω m – 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 wielkopiędowego w funkcji amplitudy prądu uziomu pionowego o długości 3 m umieszczonego w gruntach o rezystywności 100, 500 i 1000 Ω m

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, pogrążonego 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.

Wyladowania 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 literaturo-

we wskazują, że w takich gruntach wielkoprądowy współczynnik udarowy uziemienia jest mniejszy.

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

6. Bibliografia

1. Nowak W., Identyfikacja narażeń przepięciowych układów elektroenergetycznych wysokich napięć przy wyladowaniach 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., Modeling 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 Measurment 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 Naprężeń, Wyd. Energija, Leningrad, 1967
18. N. A. Tiniakow, K. F. Stiepanczuk, Technika Wysokich Naprężeń, Wyd. Wysznejaja Szkoła, Mińsk, 1971.
19. M. E. Jerusolimow, N.N. Orłow, Technika Wysokich Naprężeń, Wyd. Kijewskij Uniwersitet, 1967
20. PN-E/05003-1:1986 Ochrona odgromowa obiektów budowlanych - Wymagania ogólne

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szyb- kiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia

Mirosław Schwann
KENTIA

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 gC 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.

1. Wstęp

Bezpieczniki są najstarszymi zabezpieczeniami stosowanymi powszechnie w urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych. Zabezpieczają przed przetężeniami, a przede wszystkim przed skutkami zwarcia, 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.

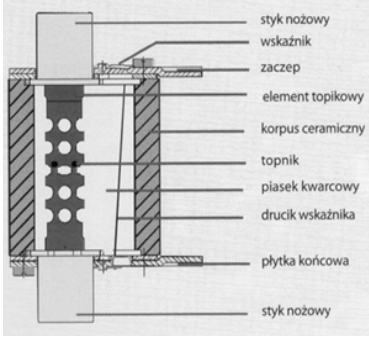
W obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia od wielu lat powszechnie stosowane są wkładki topikowe przemysłowe w wielkościach wymiarowych WT-00, WT-1 i WT-2. Najczęściej są to wkładki o pełnozakresowej zdolności wyłączania i ogólnego przeznaczenia często opisywane jako wkładki topikowe o charakterystyce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

Są jednak takie obwody linii napowietrznej, gdzie zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce gF

Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia

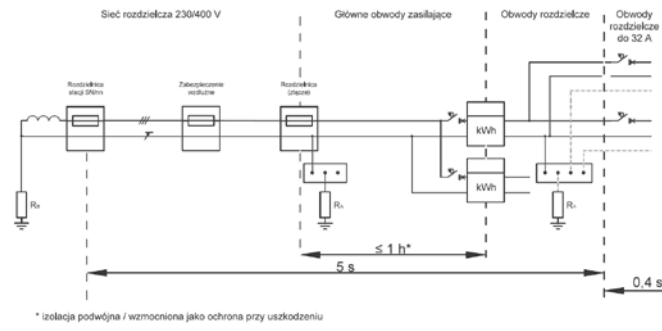
jest niewystarczające, aby wykazać skuteczne działanie ochrony przeciwporażeniowej. Konieczne wówczas jest zmniejszenie impedancji pętli zwarcia poprzez inwestycje wymagające nakładów, które wymagają pewnych przygotowań i przede wszystkim czasu na ich realizację.

Jako tymczasowe rozwiązanie, alternatywne do czasu zaplanowania i realizacji inwestycji, można przyjąć stosowanie wkładek topikowych o niepełno- i pełnozakresowych zdolnościach wyłączania i charakterystykach bardzo szybkich (niekiedy w literaturze opisywanych jako wkładki topikowe o charakterystykach ultraszybkich), dla tych obwodów, dla których możliwe będzie wykazanie skuteczne działanie 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 zwarcowego w strefie prac pod napięciem (PPN) wykonywanych przy urządzeniach rozdzielczych i kablowych niskiego napięcia (nn).



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

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



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).

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 długotrwale utrzymujące się napięcie dotykowe na poziomie dopuszczalnym długotrwale

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

W układzie TN najmniejszy czas samoczynnego wyłączania 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 wyłączania 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 budynków, łącznie z pierwszą rozdzielnicą, jeżeli mają one wykonanie równoważne izolacji podwójnej lub wzmocnionej (przewody kabelkowe lub kable), a zwarcie doziemne zostanie wyłączone przez zabezpieczenie poprzedzające w sieci rozdzielczej.

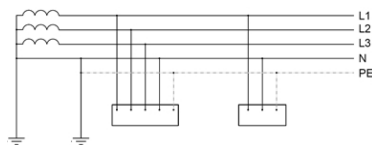
3. Stosowanie wkładek topikowych do zabezpieczania linii napowietrznych niskiego napięcia

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 zwarcu 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 zwarc. Tak więc rozszerzenie ich funkcjonalności, bez wzrostu dodatkowych kosztów, dla celów ochrony przeciwporażeniowej, jest jak najbardziej pożądane [18, 19].

4. Poprawa działania ochrony przeciwporażeniowej w liniach napowietrznych 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



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

Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia

działanie tej ochrony, w szczególności w długich, przekraczających 500 m, a nawet i 1000 m, obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia.

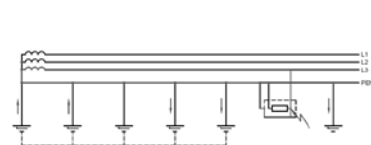
Ze względu na fakt, że w układzie TN-C impedancja pętli zwarcia doziemnego L-PEN, w następstwie uszkodzenia izolacji podstawowej, jest w całości złożona z impedancji przewodów linii napowietrznych poprawa skuteczności działania ochrony przeciwporażeniowej sprowadza się do dwóch metod.

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



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

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 rozdzielnicy 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 doзору 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 zwarciami, stosuje się powszechnie wkładki topikowe o zakresie wyłączania i kategorii użytkowania gG (zwanej często wkładką topikową o charakterystyce gG), czyli wkładkę topikową o pełnozakresowej zdolności wyłączania („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 wyłączania („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.

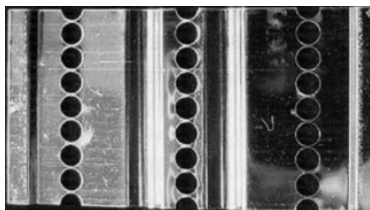
5. Poprawa działania ochrony przeciwporażeniowej w liniach napowietrznych poprzez zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce bardzo szybkiej

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 i wyjątkowo małym przekrojem (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].

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



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.

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 kablo-owych 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”)

Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia

i charakterystyce bardzo szybkiej („R”), zwana wkładką topikową o charakterystyce gR;

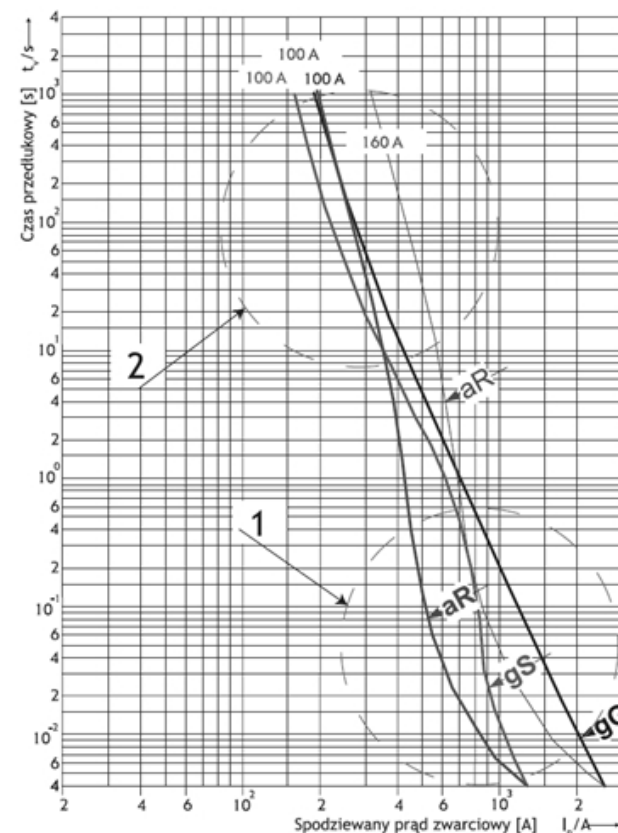
- gS – wkładka topikowa o pełnozakresowej zdolności wyłączania („g”) i charakterystyce bardzo szybkiej („S”), zwana wkładką topikową o charakterystyce gS.

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).

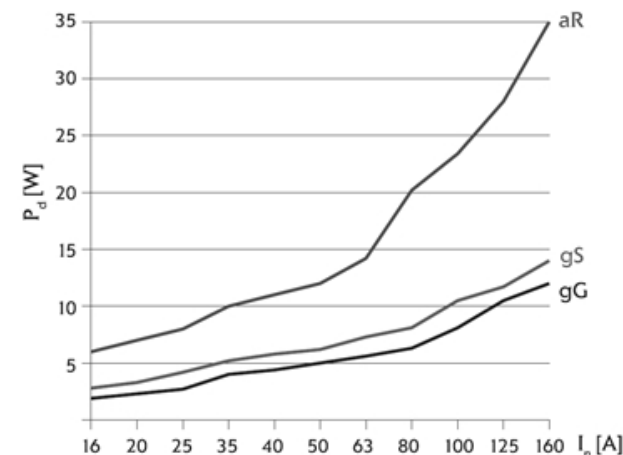
Ułatwiony został również dobór wkładek topikowych do zabezpieczeń, ponieważ zamiennikiem wkładki o charakterystyce gG jest wkładka o charakterystyce gS o tym samym prądzie znamionowym. Specjalna konstrukcja topiku tej wkładki pozwala na uzyskanie stosunkowo niskich strat w porównaniu do wkładek o charakterystyce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

W obwodach rozdzielczych nn, w szczególności długich obwodach linii napowietrznej, w których zastępuje wkładki topikowych o charakte-



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



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

stycie 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].

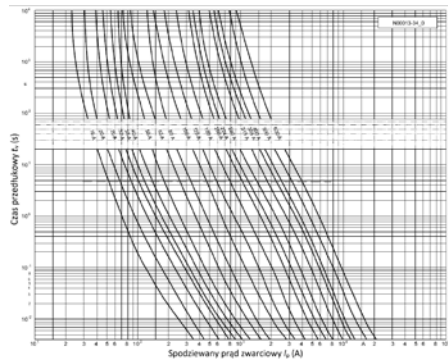
Na rys. 8-15 przedstawiono charakterystyki czasowo-prądowe t-I wkładek topikowych o charakterystykach: gG (rys. 8), gF (rys. 11-15), gR (rys. 9) i gS (rys. 10).

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

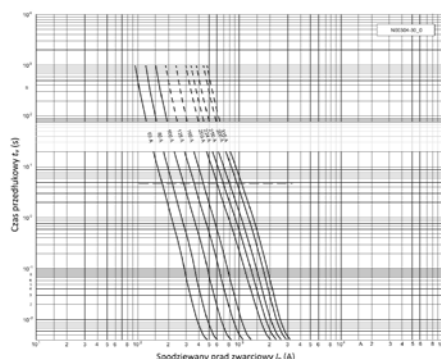
Najczęściej producenci wkładek topikowych nie wyznaczają dla nich charakterystyk pasmowych. Na kartach katalogowych podają uśrednione charakterystyki czasowo-prądowe, dopuszczając odchyłki $\pm 10\%$.

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

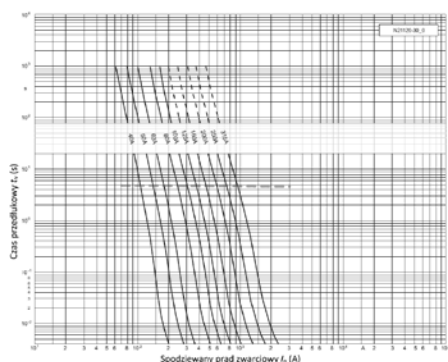
Niemniej jednak, aby dokonać jednoznacznej oceny przydatności wkładek o charakterystykach bardzo szybkich do stosowania jako zabezpieczenia obwodów rozdzielczych niskiego napięcia, w szczególności długich obwodów linii napowietrznej, w któ-



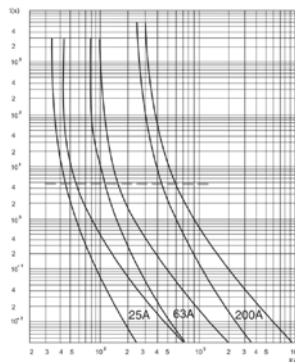
Rys. 8. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gG [25]



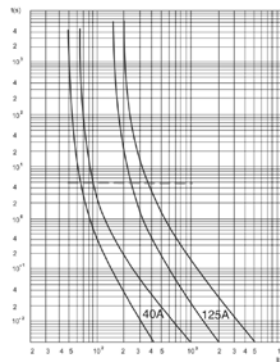
Rys. 9. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gR [26]



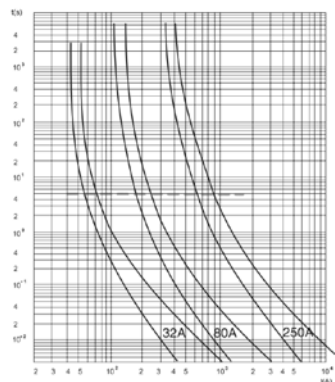
Rys. 10. Charakterystyki czasowo-prądowe przedłukowe t_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o charakterystyce gS [26]



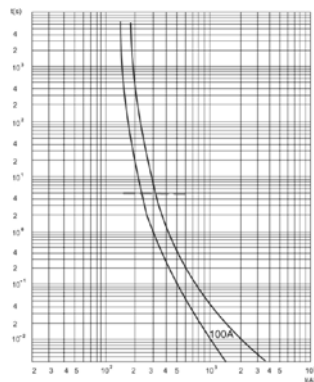
Rys. 11. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 25 A, 63 A, i 200 A o charakterystyce gF [29]



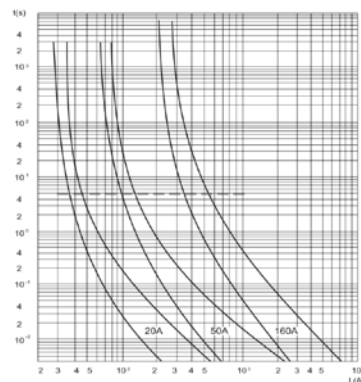
Rys. 12. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym: 40 A i 125 A o charakterystyce gF [29]



Rys. 13. Charakterystyki pasmowe czasowo-prądowe przedłukowe t_{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_{i-p} wkładek topikowych wielkości WT-1 o prądzie znamionowym 100 A o charakterystyce gF [29]



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

rych 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 bezpieczników od A do K [22].

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.

5. 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.
- Kłopotcki 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.
- Kłopotcki R.: Wkładki topikowe ochronne SWF silnie ograniczające. Elektrosystemy, Nr I/2012, s. 54-55.
- Kłopotcki R.: Wkładki topikowe ochronne SWF firmy ETI Polam silnie ograniczające prąd zwarcia 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

Zastosowanie wkładek topikowych o charakterystyce szybkiej i bardzo szybkiej w obwodach linii napowietrznych niskiego napięcia

- 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 porażenia 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
 - Behrent Z., Grzelka S., Łopat Ż., Orzechowski A., Schwann M., Wysocki K., Zasady wykonywania pomiarów w ENERGA-OPE-RATOR S.A. Oddział w Gdańsku, Gdańsk, lipiec 2010.
 - Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, t.j. Dz.U.2018.1202 z późniejszymi zmianami.
 - 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.
 - Musiał E.: Instalacje i urządzenia elektroenergetyczne. WSIP, Warszawa 2008, s.146.
 - Ocena statystyczna stanu elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Lata 2015-2017. Etap I, ARE, Warszawa, maj 2018.
 - Niederspannungs – Hochleistungsa – Sicherungen. Katalog 2014 (Low – Voltage Fuses. Catalogue 2014) SIBA 2014.
 - Ultra – Rapid – Sicherungen (Ultra – Rapid – Fuses). SIBA 2014.
 - Kłopotcki R.: Bezpieczniki topikowe o charakterystyce gS firmy ETI Polam. Elektrosystemy, Nr I/2009, s. 42-45.
 - PN-HD 60269-4:2010+A1:2012+A2:2017-03 Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe - Część 4: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania przyrządów półprzewodnikowych
 - 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
 - Musiał E., Rozłączniki, czyli łączniki robocze, Automatyka – Elektryka – Zakłócenia, vol. 9, nr 2 (32) 2018, czerwiec, s. 8-9.
 - 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.
 - PN-IEC 60050-195:2001 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki - Uziemienia i ochrona przeciwporażeniowa (norma wycofana ze zbiorów PKN).
 - PN-IEC 60050-441:2003 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki – Część 441: Aparatura rozdzielcza, sterownictwa i bezpieczniki.
 - PN-IEC 60050-466:2002 Międzynarodowy

- dowy słownik terminologiczny elektryki – Część 466: Elektroenergetyczne linie napowietrzne.
- PN-IEC 60050-604:1999 Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki - Wytwarzanie, przesyłanie i rozdzielanie energii elektrycznej – Eksploatacja.
 - PN-EN 61140:2016-07 Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym - Wspólne aspekty instalacji i urządzeń
 - 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.
 - PN-E-05100-1:1998 Elektroenergetyczne linie napowietrzne - Projektowanie i budowa - Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

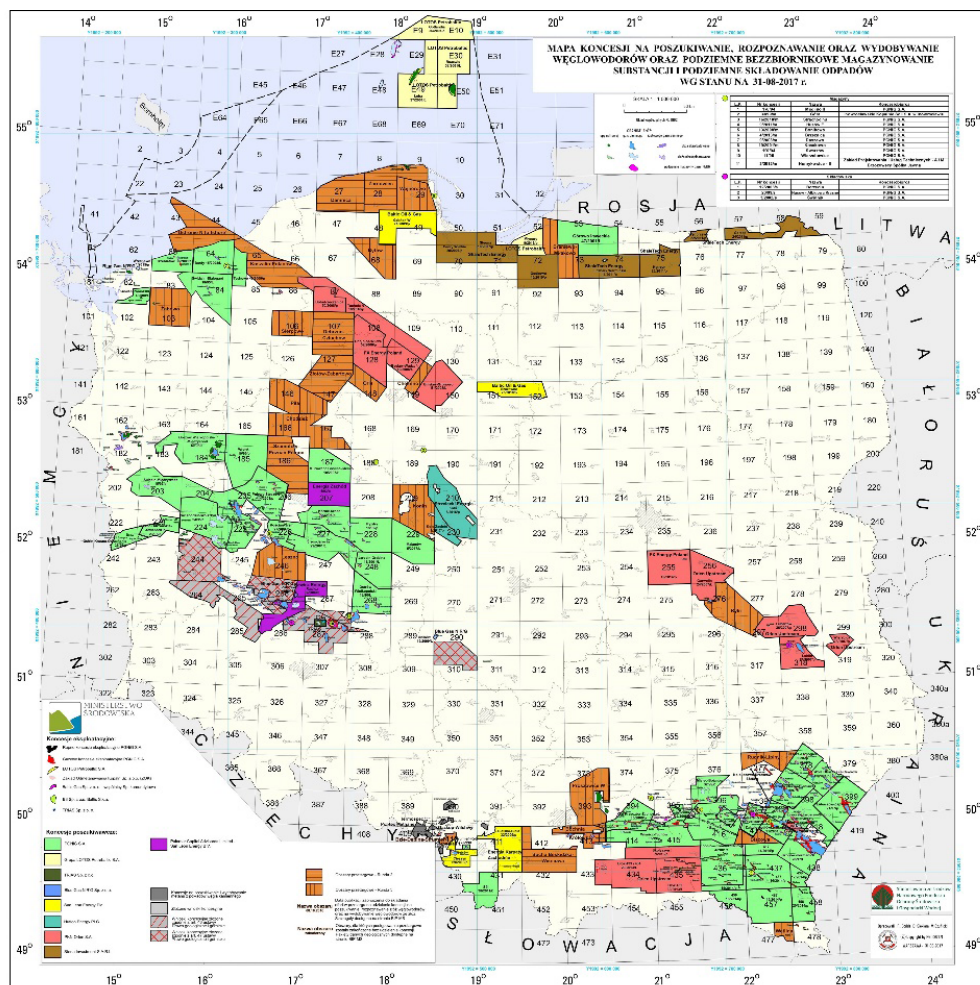
Perspektywy wykorzystania kogeneracji dla zagospodarowania złóż gazowych w rejonie środkowo-północnej Polski

dr inż. Michał Bajor
Energa Invest Sp. z o.o.

Dział Jednostek Wytwórczych
Biuro Projektów
Elektroenergetycznych
Wysokich Napięć

Na przestrzeni ostatnich lat na terenie kraju prowadzone są prace poszukiwawczo-wydobywcze węglowodorów (Rys. 1.1), a uzyskanie pozytywnych odwiertów stanowi podstawę do ich eksploatacji. Zdarza się, że kaloryczność pozyskiwanego gazu w znacznym stopniu odbiega od parametrów w sieciach dystrybucyjnych przesyłu gazu. Oczyszczanie złóż oraz usuwanie z nich gazów inertnych nie znajduje

uzasadnienia ekonomicznego. W rejonie środkowo-północnej Polski występujący gaz określany jest jako gaz zaazotowany, dla którego poziom metanu nie przekracza 50%. Ciekawą formą pozwalającą na bezpośrednie wykorzystanie tego typu złóż jest zastosowanie modułów kogeneracyjnych opartych o silniki spalinowe. Umożliwi to bezpośrednią produkcję energii elektrycznej oraz ciepła w skojarzeniu.



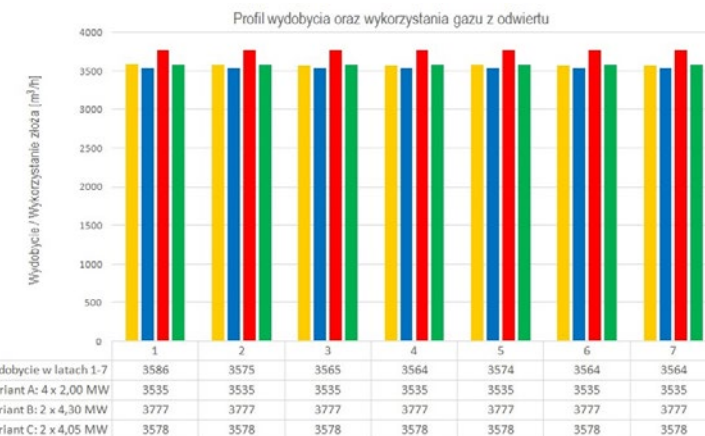
Rys. 1.1 Obszar koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie węglowodorów [1]

2. Koncepcja zagospodarowania gazu zaazotowanego

Energa Invest na początku 2019 roku wykonała studium wykonalności dotyczące zagospodarowania gazu dotychczasowego pochodzącego ze złóż w obszarze środkowo-północnej Polski. Z uwagi na niską kaloryczność gazu ($W_d \approx 20 \text{ MJ}/\text{m}^3$) oraz brak technicznych możliwości zatłoczenia gazu do sieci dystrybucyjnej, przeanalizowano zastosowanie silników kogeneracyjnych do konwersji energii chemicznej paliw kopalnych w energię elektryczną oraz ciepło.

Lokalizację dwóch analizowanych odwiertów (ODW I oraz ODW II) znajdują się w obszarach o niskiej gęstości zaludnienia, w związku z czym analizę przeprowadzono pod względem optymalnego posadowienia jednostek kogeneracyjnych względem punktów odbioru energii elektrycznej oraz ciepła. W tym celu rozpatrzono trzy warianty lokalizacyjne posadowienia układów kogeneracyjnych:

1) w bezpośrednim sąsiedztwie odwiertu - budowa sieci elektroenergetycznej do najbliższego głównego



Rys. 2.1 Przykładowy dobór jednostek kogeneracyjnych

punktu zasilania (GPZ);
2) w bezpośrednim sąsiedztwie punktu włączenia do sieci elektroenergetycznej (GPZ) - budowa gazociągu przyłączeniowego z ośrodka produkcyjnego znajdującego się przy odwiertu;
3) w bezpośrednim sąsiedztwie potencjalnego odbiorcy ciepła - budowa gazociągu przyłączeniowego z ośrodka produkcyjnego przy odwiertu oraz linii elektroenergetycznej do punktu włączenia do sieci elektroenergetycznej (GPZ).

Pierwsze dwa warianty inwestycji zakładały jedynie produkcję energii elektrycznej. Część ciepła pochodząca z chłodzenia płaszcza silnika, oleju smarowego oraz 1-szego stopnia intercoolera, stanowiłaby produkt uboczny wymagający rozproszenia w chłodnicach wentylatorowych. W wariantcie trzecim instalacja pozwalałaby na produkcję energii elektrycznej oraz ciepła. Taka instalacja byłaby wyposażona w dodatkowy moduł odzysku ciepła z gazów odlotowych z silnika.

Dla tego typu instalacji istotny jest właściwy dobór jednostek kogeneracyjnych tj. o właściwej mocy oraz w odpowiedniej konfiguracji. Doboru jednostek dokonano na podstawie dostępnego strumienia gazu oraz jego składu. Właściwy dobór silników

powinien zapewniać optymalny poziom wykorzystania złoża. Właściwie dobrane silniki powinny być w stanie pracować z maksymalnym obciążeniem, co pozwoli na pracę układu z maksymalną sprawnością elektryczną. Sumaryczna konsumpcja paliwa nie może przekraczać przewidywanego poziomu wydobywania, a liczba dobranych jednostek dla właściwej konfiguracji musi być ekonomicznie uzasadniona. Na Rys. 2.1 przedstawiono dobór jednostek kogeneracyjnych w trzech konfiguracjach dla zagospodarowania gazu o stałym profilu wydobywania.

Na podstawie powyższego zestawienia można zauważyć, że dwie jednostki o mocy ok. 4,3 MW_{el} (wariant B) nie są rozwiązaniem optymalnym. Ilość gazu potrzebna do ich zasilania przekracza wydajność złoża. Dla pracy instalacji w takiej konfiguracji wymagane jest ograniczenie mocy jednostek poprzez zmniejszenie ich obciążenia, co jest niewskazany zabieg. Pozostałe dwie konfiguracje (wariant A i C) pozwalają w optymalny sposób wykorzystać zasób gazu. Jednakże w zależności od wariantu rozpatrzono dwie (o mniejszej mocy) lub cztery (o większej mocy) jednostki. Zastosowanie większej ilości jednostek powoduje zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego instalacji pod-

czas awarii jednego silnika. Dodatkowo są one uzasadnione w przypadku zmiennego profilu produkcji gazu. Jednakże wzrost liczby jednostek w danej konfiguracji powoduje wzrost jednostkowego kosztu serwisu oraz zakupu silników. Na podstawie analiz technicznych dla rozpatrywanej instalacji zaproponowano silniki w konfiguracji $2 \times 4 \text{ MW}_{el}$. Szacunkową moc cieplną (z uwzględnieniem odzysku ciepła ze spalin) pochodzącą z instalacji określono na poziomie 8 MW.

W związku z powyższym, w celu wdrożenia wariantu trzeciego do realizacji, który pozwala na przekształcanie z możliwie najwyższą sprawnością (tj. ok. 88%) energii chemicznej paliwa kopalnego, wymagane jest wskazanie potencjalnego odbiorcy ciepła w moż-

Rys. 2.2 Zabudowa silnika o mocy ok. 3 MW_{el} w zabudowie kontenerowej



liwie bliskiej odległości od odwiertu. Odbiorca taki powinien w sposób ciągły tj. przez ok. 8 000 godzin w skali roku być w stanie zużywać strumień ciepła na poziomie 8 MW. Do preferowanych odbiorców ciepła można zaliczyć zakłady przemysłowe, a także przedsiębiorstwa energetyki cieplnej, których podstawa cieplna będzie przekraczała wskazany poziom dostępnego strumienia ciepła.

Na podstawie przeprowadzonej analizy rynku odbiorców ciepła dla odwiertu I wskazano potencjalnego odbiorcę ciepła w odległości ok. 20 km od odwiertu. Dla odwiertu II nie wyłoniono odbiorcy ciepła, który byłby w stanie zagospodarować dostępny strumień ciepła.

Dla odwiertu I jako rozwiązanie optymalne wskazano posadowienie instalacji kogeneracyjnej bezpośrednio na terenie potencjalnego odbiorcy ciepła. Wskazano, aby gaz dostarczany był gazociągiem wykonanym z rur PEHD przy ciśnieniu średnim podwyższonym. Punkt włączenia do sieci elektroenergetycznej (GPZ) znajduje się w bliskiej odległości od instalacji (ok. 1 km). Przewiduje się przesył energii przy napięciu 15 kV podziemną infrastrukturą kablową.

Dla odwiertu II, gdzie nie znaleziono potencjalnych odbiorców ciepła wskazano jako wariant optymalny posadowienie jednostek kogeneracyjnych w bezpośrednim sąsiedztwie odwiertu. Założono aby wyprodukowana energia elektryczna przesyłana była do GPZ (ok. 16 km.) infrastrukturą kablową przy napięciu 15 kV. W przypadku realizacji tego wariantu, część rozpraszanego ciepła mogłaby być wykorzystywana do podgrzewu gazu podczas jego rozprężania oraz do celów socjalnych ośrodka produkcyjnego. Dodatkowo w przypadku infrastruktury gazowej wymagane byłoby zajęcie szerszego pasa eksploatacyjnego (4 m - dla gazociągu średniego podwyższonego ciśnienia [2]) niż w przypadku infrastruktury kablowej



Rys. 2.3 Zabudowa silnika o mocy ok. 3 MW_{el} w hali o konstrukcji lekkiej

SN, gdzie typowa szerokość pasa jest na poziomie 1 m. Ponadto, w przypadku realizacji inwestycji związanej z infrastrukturą gazową w obszarze gdzie występują zabudowania mieszkaniowe, lokalne społeczeństwo mogłoby wyrazić niechęć wobec zamierzenia inwestycyjnego.

Charakter pracy tego typu instalacji jest ściśle uzależniony od zasobności złóż oraz szacowanego okresu wydobycia. W związku z tym dla takich instalacji przewiduje się mobilną (demonowalną) zabudowę silników

kogeneracyjnych, pozwalającą na zmianę lokalizacji ich posadowienia w przypadku wyczerpania się złóż. Na rynku dostępne są dwa typy mobilnej zabudowy: kontenerowa oraz w hali o konstrukcji lekkiej. W przypadku silników o małej mocy (nieprzekraczającej 2 MW_{el}) rekomenduje się, aby silniki zabudowane były w kontenerach. Dla jednostek większej mocy stosowanie zabudowy kontenerowej może stwarzać problemy eksploatacyjne (serwisowe), związane z ograniczoną przestrzenią wokół silnika. Na poniższych rysunkach przedstawiono widok

silnika o mocy ok. 3 MW_{el} w zabudowie kontenerowej (Rys 2.2) oraz hali o konstrukcji lekkiej (Rys. 2.3).

3. System wsparcia dla energetyki gazowej

Wsparciem przyczyniającym się do rozwoju energetyki gazowej jest Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, która weszła w życie z dniem 25.01.2019 r. [3], tym samym zastępując dotychczasowy system wsparcia w postaci certyfikatów kogeneracyjnych.

Ustawa ma na celu ograniczyć niekorzystne zjawiska środowiskowe, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także poprawienie efektywności wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji.

Wytwórca może uzyskać wsparcie, gdy energia elektryczna produkowana w wysokosprawnej kogeneracji wytworzona jest w nowej jednostce o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW lub w znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracyjnej o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Maksymalny okres wsparcia wynosi 15 lat.

Powyższe cele mają zostać osiągnięte dzięki wsparciu w postaci premii dopłacanych wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach następujących systemów:

- 1) aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej dla jednostek kogeneracyjnych (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje ogłaszane, przeprowadzane i rozstrzygane przez Prezesa URE;
- 2) system wsparcia w formie premii gwarantowanej (wysokość premii

określana jest przez Ministra Energii w rozporządzeniu) dla:

- jednostek kogeneracyjnych (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
 - małych jednostek kogeneracyjnych (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych) wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW;
- 3) system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracyjnych (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW;
- 4) system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek kogeneracyjnych (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE.

Przed otrzymaniem wsparcia wszystkie jednostki kogeneracyjne będą musiały uzyskać decyzję Prezesa URE o dopuszczeniu do udziału w odpowiednim systemie (postępowanie w tej sprawie prowadzone będzie na wniosek przedsiębiorcy).

Jednakże wsparcie dla wytwarzanej energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest ukierunkowane głównie na instalacje, które wprowadzają ciepło wytworzone do publicznej sieci ciepłowniczej. Dla potrzeb systemu wsparcia będzie ona rozumiana jako sieć służąca do przesyłania lub dystrybucji ciepła, do której przyłączona może być nieokreślona liczba odbiorców końcowych i do której jest już przyłączony co najmniej jeden odbiorca niebędący właścicielem, współwłaścicielem lub operatorem jednostki kogeneracyjnej

przyłączonej i wprowadzającej ciepło do tej sieci ciepłowniczej. Warunkiem uczestnictwa w systemie wsparcia jest wprowadzanie do sieci ciepłowniczej co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji w danej jednostce kogeneracyjnej. Przedstawiony warunek współpracy z publiczną siecią ciepłowniczą nie obejmuje jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW. W przypadku jednostek kogeneracyjnej niepełniających ww. kryterium wprowadzania do sieci ciepłowniczej co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji, dopuszczona zostanie możliwość wsparcia jedynie tej części energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, która proporcjonalnie odpowiadać będzie ilości ciepła użytkowego wprowadzonego do sieci ciepłowniczej.

Ustawa [3] przewiduje, że w drodze rozporządzenia wydanego przez właściwego Ministra do spraw energii zostanie przedstawiony sposób obliczania:

- 1) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji;
- 2) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- 3) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji;
- 4) oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytworzeniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielnych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Aktualnie występuje okres przejściowy we wdrażaniu nowych aktów prawnych dotyczących wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z zapewnieniami Ministerstwa Energii, prace nad właściwymi rozporządzeniami są zaawansowane i w niedługim czasie powinny zostać uchwalone.

4. Podsumowanie

W obszarach występowania złóż gazu ziemnego o niskiej kaloryczności, gdzie odwierty znajdują się w rejonach o niskiej gęstości zaludnienia, a zatłaczanie gazu z przyczyn techniczno-ekonomicznych do sieci przesyłowych jest niewskazane, zastosowanie silników kogeneracyjnych dużej mocy przystosowanych do spalania tzw. gazu specjalnego można uznać za zasadne. Sytuacja występująca w północno-środkowej Polsce, gdzie wykonano pozytywne odwierty gazu, skłania do produkcji energii elektrycznej z zastosowaniem zespołów kogeneracyjnych posadowionych w bliskim ich sąsiedztwie, natomiast wyprodukowaną energię zaleca się wprowadzać do najbliższych punktów włączenia do sieci elektroenergetycznej (GPZ). Dodatkowo brak konieczności oczyszczania oraz zatłaczania gazu do sieci dystrybucyjnej, powoduje znaczącą różnicę kosztu gazu zaazotowanego względem gazu systemowego, co przekłada się na wysoką opłacalność takiej inwestycji. W przypadku przyłączenia do instalacji odbiorców ciepła, którzy zapewnią stały profil jego odbioru okres zwrotu inwestycji ulegnie dodatkowemu skróceniu.

5. Bibliografia

1. Mapa koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie węglowodorów oraz podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji i podziemne składowanie odpadów wg. stanu na 31.08.2017 r., Państwowy Instytut Geologiczny, dostęp dn. 10.04.2019 r., www.pgi.gov.pl/obszary-przetargowe/o-koncesjach/9907-obowiazujace-koncesje-w-polsce-dla-weglowodorow.html;
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie;
3. Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji z dnia 14.12.2018 r.

Oddziaływanie zakłóce- niowe i niebezpieczne linii kablowych 110 kV na kolejową infrastruk- turę telekomunikacyjną

dr inż. Adam Rynkowski

Grzegorz Mazurek
Piotr Szatkowski
ELFEKO S.A.

Przedmiotem referatu jest ocena możliwości powstania zagrożenia zakłóceń 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 najostrzejszych 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.

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 zakłóceniami 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 XRUHA-

KXS1x240RMC/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 zakłóceniom (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.

2.2 Zakres prac i wymagania

Prace prowadzące do oceny zagrożenia zakłóceniami 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 telekomunikacyjnymi. Ustalenie warunków geometrycznych dotyczących lokalnych zbliżeń, przeliczenie ich na równoważ-

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

Grupa	K1	K2	K3	K4	K5
Typ grupy	2x ALTKDXpxFtx	TKDfTA	YAKY (0,6/1 kV) YKSY (0,6/1 kV) YKSY Foy (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

ny układ równoległy oraz określenie wartości prądów zwarciovych jest niezbędnym elementem w postępowaniu obliczeniowym dotyczącym zagrożenia zakłóceniami 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 sprężer magnetycznych i galwanicznych oraz oddziaływania na skutek zbliżeń do obszarów rozprzysięgu prądu zwarcia do ziemi (konduktancyjne).

W zakres prac wchodzi analiza rozkładów pola magnetycznego (PM) w warunkach pracy ciągłej i zwarciovwej, a także analiza oddziaływania i obliczenia sumarycznej wartości napięcia (SEM) indukowanych w liniowej infrastrukturze telekomunikacyjnej dla najostrzejszych warunków generacji zakłóceń. Analiza obejmuje również wybór i obliczenia związane z zastosowaniem środków zapobiegawczych oddziaływaniom zakłóceniom 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].

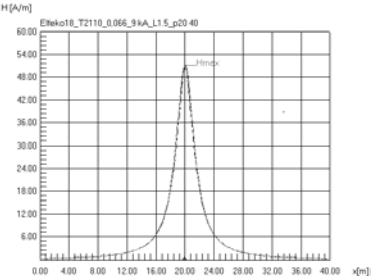
Obliczenia i analiza indukowanej war-

tości 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 zwarciovwe decydujące o wartości indukowanych napięć wzdłuż całej linii ze zbliżeniami i skrzyżowaniami. Na podstawie obliczeń sieciowych określono przewidywane zmiany 1-fazowego prądu zwarciovwego 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

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)

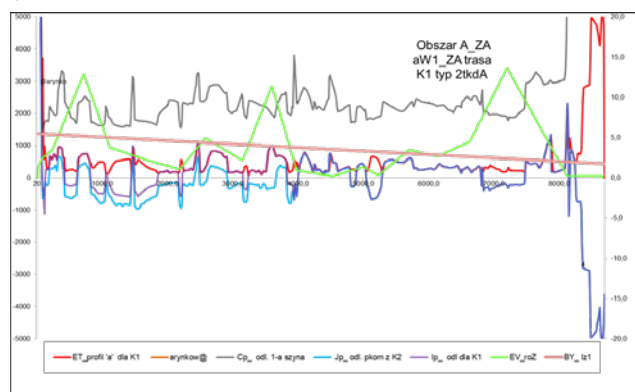


przekracza 60 A/m, a szerokość pasa oddziaływania pola o wartości większej od 3 A/m zamyka się w granicach 20 – 50 m. Obliczenia szerokości pasa oddziaływania pola magnetycznego były jedną z podstaw do określenia zakresu odległości kabli telekomunikacyjnych branych pod uwagę w obliczeniach napięć zakłóceńowych.

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 LKT10, 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 zakłóceń-
owych, generowanych w kablach infra-
struktury kolejowej, określano długość
zblizenia d i wyznaczano odległości a_1
i a_2 dla każdego [3,4] kilku metrowego
odcinka zblizenia, będącego częścią
całego zblizenia trasy linii kablowej do
określonego kabla telekomunikacyj-
nego. 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 a_1 i a_2 był większy od 0,3
i mniejszy od 3. Dla każdej odległości
równoważnej obliczano indukcyjność
(reaktancję) wzajemną między obwo-

Rys. 2. Zmiany odległości kabla telekomunikacyjnego K1, przewodu kompensacyjnego z K2 i 1-tej 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 zwarciego I_{z1} w kierunku PT.



Oddziaływanie zakłóceń i niebezpieczne linii kablowych 110 kV na kolejową infrastrukturę telekomunikacyjną

dami ziemnopowrotnymi.

Obliczenia wykonano dla rezystywności elektrycznej ziemi równej 50, 200 i 500 Ωm . Do obliczeń wynikowych brano pod uwagę rezystywność 100 Ωm . Ostateczne przeliczenia wykonano dla pomierzonej rezystywności ziemi w obszarze trasy i zblżeń, o średniej wartości 1083 Ωm . Różnice w oddziaływaniu, napięciu indukowanym, w zależności od rezystywności elektrycznej ziemi w zakresie 50 – 1083 Ωm 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 zakłóceńowych 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 (r_{k0}). 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 (rpkp) 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 zblizeniu 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, $I_{ld}=400$ A, bez rk) są mniejsze od 4,1 V, po uwzględnieniu redukcji wyściowej są mniejsze od 0,1 V. Napięcia indukowane podczas zwarcia 3-fazowego z prądem 13,7 kA też nie stanowią zagrożenia na etapie wyściowym. 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 wyściowej zmniejsza się do ok. 3,5 V.

dr inż. Adam Rynkowski
Grzegorz Mazurek, Piotr Szatkowski
ELFEKO S.A.

Największe zagrożenie dla przedmiotowej infrastruktury telekomunikacyjno-sygnalizacyjnej może być generowane, jak wspomniano, na skutek wystąpienia zwarcia 1-fazowego w LK10 i przepływu prądu zwarciowego 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 LK10 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 ($r_{k2} = 0,28$) oraz wprowadzenia uziemionej powłoki do całego systemu redukcji napięcia i tym samym do ochrony pozostałych 4 grup kabli infrastruktury kolejowej (redukcja zależna od wzajemnych odległości, średnia r_{kp2} ok. $0,36 - 0,23$). Takie podejście pozwoliło na zmniejszenie SEM do wartości rzędu $700 - 500$ V ($I_{\text{sem}} = 13,7$ kA).

Pod uwagę wzięto możliwość dalszego zmniejszenia indukowanych napięć w kablach kolejowych poprzez zastosowanie redukcyjnych właściwości uziemionego przewodu ułożonego równolegle 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 r_{pkp} 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 LK710 pozwoliła na wzięcie pod uwagę zmniejszenie kosztów budowy i eksploatacji linii poprzez zwiększenie

Żył 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

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

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 Tabelcy 2 i pokazano na wykresach rozkładu indukowanych napięć wzdłuż długości trasy LK110 (Rys.3).

Końcowe obliczenia wykonano z uwzględnieniem zwiększonego przekroju żyły powrotnej kabla oraz

faktu zmniejszania się wartości prądu zwarciego 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 obliczano odległość równoważną 'a' dla zakłócanego odcinka

Rys. 3. Jednostkowe e i sumaryczne sue zmiany SEM indukowanego [V] w metalowych żyłach kabla telekomunikacyjnego typu ALTKDpxFtx 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.



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).

Na Rys. 3. przytoczono wykres dla kabla (K1) dla którego, w każdych warunkach analizy, indukowało się największe napięcie. Na wykresach przedstawiono zmiany SEM jednostkowego e (wykresy GF₁, GM₁, DH) oraz zmiany SEM sumarycznego sue (GG, GK, GN i DQ) dla warunków bez systemów redukcyjnych (GG i GF) oraz warunków wyjściowych ($S_{zp} = 50$ mm², szyny) i końcowych oznaczonych kolorem czerwonym ($S_{zp} = 120$ mm², 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] (EV₁) i zmiany 1-fazowego prądu zwarciego I_z [kA] (BY₁) 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 zakłóceniami 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 fur Starkstrom, Teil1, 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.

Przedruk artykułu z Zeszytu Naukowego Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 64

Targi branżowe

3M Poland Sp. z o.o.

APS Energia S.A.

COMEL

EFEN

Elektrometal Energetyka SA

Elko-Bis Systemy Odgromowe

Eltel Networks Energetyka S.A.

Ensto

Finder Polska

IGE+XAO

INCOBEX Sp. z o.o.

Nexans

ORW-ELS Sp. z o.o.

Relpol SA

Sonel S.A.

Tesar Polska Sp. z o.o.

ZPUE S.A.

3M Poland Sp. z o.o.



3M jednym z największych amerykańskich przedsiębiorstw, prowadzącym różnorodną działalność przemysłową i operacyjną w 65 krajach. 3M w Polsce oferuje ponad 10 000 produktów w ramach 5 grup biznesowych: Ochrona Zdrowia, Produkty Konsumenckie, Bezpieczeństwo i Grafika, Przemysł, Elektronika i Energetyka. 3M jest producentem m.in. taśm elektrotechnicznych, osprzętu kablowego, złączek kablowych, żywic elektroizolacyjnych, aerozoli technicznych, materiałów termokurczliwych, produktów w technologii zimnokurczliwej jak również urządzeń do oznakowania infrastruktury podziemnej.

APS Energia S.A.



Producent i dostawca systemów zasilania gwarantowanego. Zabezpieczamy bezprzerwowo działanie urządzeń w różnych obszarach przemysłu oraz energetyce. Wyróżnia nas niezawodność oraz indywidualne rozwiązania.

COMEL



Firma COMEL to firma inżynierska, działająca od 1990 roku w obszarze elektrotechniki i automatyki przemysłowej. Prowadzimy wyspecjalizowaną dystrybucję, oferujemy usługi inżynierskie, wytwarzamy własne wyroby. Naszą wizytówką są przetwornice maszynowe i energoelektroniczne 50/60Hz do zasilania statków z łądu.

EFEN



Produkty EFEN zapewniają niezawodną oraz bezpieczną pracę instalacji użytkowych, przemysłowych i telekomunikacyjnych. Jesteśmy ekspertami w dziedzinie bezpieczników topikowych i elementów przełączających niskiego napięcia. Skupiamy się na rozwiązaniach zapewniających funkcjonalność. Niezrównana jakość produktów EFEN opiera się na zaawansowanej wiedzy naszych projektantów oraz na nienagannym zarządzaniu procesem produkcji.

Elektrometal Energetyka SA



Elektrometal Energetyka SA

Pomysły z energią

Firma jest polskim producentem rozdzielnic i wyłączników SN, cyfrowych zespołów zabezpieczeń (EAZ), systemów nadzoru i sterowania (SCADA) dla stacji WN/SN/nn. Urządzenia te są stosowane przez elektrownie, elektrociepłownie, zakłady energetyczne, kopalnie, huty, przemysł, trakcję miejską i kolejową, wodociągi, odnawialne źródła energii

Elko-Bis Systemy Odgromowe



Spółka Elko-Bis Systemy Odgromowe gwarantuje najwyższej jakości instalacje odgromowe, błyskawiczną realizację zamówień, wsparcie sprzedażowe, techniczne i projektowe na każdym etapie współpracy. Obecnie osprzęt odgromowy ELKO-BIS dystrybuowany jest przez najlepsze hurtownie elektrotechniczne i sklepy w kraju, a także zagranicą.

Eltel Networks Energetyka S.A.



Należy do Międzynarodowej Grupy Eltel Networks, doświadczonego dostawcy usług infrastruktury sieciowych, koncentrującego się na sieciach energetycznych i telekomunikacyjnych na całym świecie. Firma posiada ponad 50-letnie doświadczenie w zakresie realizacji projektów elektroenergetycznych, liniowych i stacyjnych. Dysponuje własnym centrum szkoleniowym, centrum badawczo-rozwojowym oraz biurami projektowymi. Obecnie Firma zatrudnia ponad 650 osób, które wyróżniają się znakomitą współpracą.

Ensto



Ensto to przemysłowa grupa biznesowa wywodząca się z Finlandii. Od 60 lat (a od 25 lat w Polsce) dostarczamy inteligentne rozwiązania elektryczne, poprawiając bezpieczeństwo, funkcjonalność i wydajność sieci energetycznych, budynków i transportu. Myśl przewodnia naszych działań brzmi: Lepsze życie. Dzięki elektryczności.

Finder Polska



Finder jest wiodącym w Europie producentem przełączników z czterema zakładami produkcyjnymi we Włoszech, Francji i Hiszpanii. Oddział Finder Polska z siedzibą w Poznaniu powstał w 2016 roku. Finder Polska zajmuje się przede wszystkim dystrybucją przełączników do automatyki przemysłowej oraz budynkowej. Poznaj naszą pełną ofertę na findernet.com.

IGE+XAO



Już od 1986 roku rozwijamy programy dla elektryków, które wspomagają proces projektowania elektrycznego. Sztandarowe produkty oferowane w Polsce to program SEE Electrical EXPERT oraz program SEE Electrical. W najnowszych wersjach programów udostępniamy kolejne możliwości: projektowanie rozdzielnic elektrycznych w formacie 3D oraz obliczenia termiczne szaf.

INCOBEX Sp. z o.o.



Firma INCOBEX Sp. z o.o. specjalizuje się w prefabrykacji rozdzielni elektrycznych nN oraz produkcji obudów z tworzyw poliestrowych. Urządzenia dostarczamy do zakładów energetycznych, hurtowni elektrotechnicznych oraz firm wykonawczych w kraju i za granicą. Współpracujemy również z biurami projektowymi oraz jednostkami naukowo-badawczymi.

Nexans



Jest cenionym dostawcą prefabrykowanych akcesoriów i osprzętu kablowego niskiego, średniego i wysokiego napięcia. Swoją wiodącą pozycję przedsiębiorstwo zawdzięcza gotowości do innowacji, bliskości rynku oraz konsekwentnie realizowanym działaniom, które zapewniają wysoką jakość oferowanych urządzeń. Nasze produkty, wytwarzane pod szyldem Nexans, tworzą nowe standardy i wpływają na kształt norm europejskich.

ORW-ELS Sp. z o.o.



Działalność ORW-ELS Sp. z o.o. skupia się na produkcji oraz świadczeniu usług z zakresu ochrony odgromowej, ochrony przeciwpożarowej oraz oświetlenia ulicznego LED. Jesteśmy polskim producentem piorunochronów z układem wspomagającym rozwój lidera GROMOSTAR. Oferujemy naszym klientom szeroki asortyment produktów, doradztwo techniczne, projekty, profesjonalny montaż oraz przeglądy techniczne instalacji. Naszym partnerem handlowym jest firma ELEKTRO-TEL-INFO Marian Trzeciak z Torunia.

Relpol S.A.



Polski producent przekładników, z ponad 60-letnią tradycją i doświadczeniem. Firma jest również producentem systemów zabezpieczeń CZIP dla rozdzielni średnich napięć, które od wielu lat wykorzystywane są w polskiej energetyce, w tym w elektrowniach wiatrowych. Relpol to lider w produkcji urządzeń do wykrywania materiałów radioaktywnych.

SONEL S.A.



Jesteśmy polskim producentem wysokiej jakości specjalistycznych przyrządów pomiarowych oraz sprzętu laboratoryjnego. Już od ponad 25 lat dostarczamy innowacyjne rozwiązania dla sektora elektroenergetycznego oraz przemysłu. SONEL S.A. spełnia dyrektywę Unii Europejskiej, dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej oraz bezpieczeństwa użytkownika. Posiadamy rekomendację SEP w zakresie produkcji, serwisu i projektowania przyrządów pomiarowych, międzynarodowe certyfikaty Systemu Zarządzania Jakością i Systemu Zarządzania Środowiskowego oraz akredytację Polskiego Centrum Akredytacji.

Tesar Polska Sp. z o.o.



Początki firmy na polskim rynku sięgają 2009 roku, kiedy to w efekcie współpracy dwóch włoskich producentów z branży energetycznej Tesar s.r.l. i Sarel s.r.l. została założona spółka pod nazwą Elettrostandard Polska Sp. z o.o. Produkcję w zakładzie w Niepołomicach rozpoczęto w 2013 roku. Obecnie firma jest częścią prężnie działającej na rynku elektroenergetycznym szwajcarskiej grupy R&S. Głównym kierunkiem działalności firmy Tesar jest produkcja transformatorów SN oraz przekładników wewnętrznych SN w izolacji żywicznej.

ZPUE S.A.



ZPUE S.A. jest producentem urządzeń służących do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Jesteśmy krajowym liderem w segmencie produkcji kontenerowych stacji transformatorowych. Kluczowym asortymentem Grupy są rozdzielnice średniego i niskiego napięcia. Na wspólny sukces pracuje 3000 specjalistów tworzących sprawny i kreatywny zespół.

Patronaty

Marszałek
Województwa
Pomorskiego

Wojewoda
Pomorski

Miasto Gdańsk

Stowarzyszenie
Elektryków
Polskich

Politechnika
Gdańska

CIRE.pl

Elektrosystemy

Elektro.info

Radio Gdańsk

INPE

Acta Energetica

Patroni Honorowi



MIECZYŚLAW STRUK
MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



WOJEWODA POMORSKI
DARIUSZ DRELICH



GDAŃSK



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

Patroni Medialni



Kamil Żeromski

Przewodniczący
Komitetu Organizacyjnego

Kornel Borowski

Przewodniczący
ds. naukowo-programowych

Gabriela Fierek

Główny koordynator

Marek Behnke

Martyna Grunkowska

Patryk Kawecki

Maksymilian Mosór

Sebastian Samul

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk



O.GDAŃSK

SEP O. Gdańsk to społeczność branży elektroenergetycznej na Pomorzu, której głównym celem jest wzajemna wymiana doświadczeń.

Stowarzyszenie łączy doświadczenie zawodowe elektryków oraz młodą kadrę inżynierską wprowadzającą innowacyjne podejście w branży.

A large, light gray stylized letter 'G' serves as the background for the entire page. It has a thick, rounded stroke and a white interior. The 'G' is positioned on the left side, with its open end facing right.

GDe



O.GDAŃSK