

ELSAF

**BEZPIECZEŃSTWO
ELEKTRYCZNE**

**XXIV KONFERENCJA
NAUKOWO-TECHNICZNA**

**XIV SZKOŁA OCHRONY
PRZECIWPORAŻENIOWEJ**



Politechnika
Wrocławska

**OFICyna WYDAWNICZA
POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
2023**

**KATEDRA ENERGEOELEKTRYKI
POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ**

**XXIV KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA
BEZPIECZEŃSTWO ELEKTRYCZNE
XIV SZKOŁA OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ**

ELSAF 2023

KARPACZ, 19–22 września 2023



Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej
Wrocław 2023

Opracowanie redakcyjne i komputerowe
MAREK JAWORSKI

Projekt okładki
MICHAŁ CZOSNYKA

Organizator konferencji
KATEDRA ENERGOELEKTRYKI POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
Wybrzeże Wyspiańskiego 27
50-370 Wrocław

Miejsce konferencji
HOTEL ARTUS RESORT
ul. Wilcza 9
KARPACZ

Wydrukowano na podstawie dostarczonych materiałów

Wszelkie prawa zastrzeżone. Niniejsza książka, zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody wydawcy i właścicieli praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2023

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
<http://www.oficyna.pwr.edu.pl>;
e-mail: oficwyd@pwr.edu.pl
zamawianie.ksiazek@pwr.edu.pl

ISBN 978-83-7493-252-3
https://doi.org/10.37190/ELSAF_2023

Druk i oprawa: beta-druk, www.betadruk.pl

**PATRONAT HONOROWY
KONFERENCJI**

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce
Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział we Wrocławiu

PATRONAT MEDIALNY

Czasopismo elektro.info

KOMITET NAUKOWO-ORGANIZACYJNY KONFERENCJI

Dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni

– kierownik Katedry Energoelektryki

Dr hab. inż. Waldemar Dołęga, prof. uczelni

Dr hab. inż. Stanisław Czapp, prof. PG

Dr hab. inż. Andrzej Chojnacki, prof. PŚk

Dr hab. Dariusz Sztafrowski, prof. uczelni

Dr hab. inż. Stefan Gierlotka

Dr inż. Kazimierz Herlender, prof. uczelni

Dr inż. Marek Jaworski – sekretarz

Dr inż. Janusz Konieczny

Dr inż. Joanna Budzisz

Dr inż. Wiktoria Grycan

Dr inż. Michał Czosnyka

SPIS TREŚCI

CZĘŚĆ I

REFERATY KONFERENCYJNE

S. GIERLOTKA, Austriacka szkoła elektropatologii i ochrony przeciwporażeniowej	9
B. DUDEK, S. GIERLOTKA, Oparzenia elektryków w działalności medycznej i naukowej dr. Stanisława Sakiela	17
B. DUDEK, Nowe zagrożenia elektryczne podczas prac pod napięciem	35
M. JAWORSKI, Wpływ konstrukcji słupów oraz układu faz na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 400 kV	43
W. JASIŃSKI, P. JASIŃSKI, P. JASIŃSKI, Badania rezystancji izolacji – wybrane wymagania dotyczące oceny	57
M. CZOSNYKA, J. BUDZISZ, Algorytm wykrywania iskrzenia w detektorach AFDD	67
S. CZAPP, Stosowanie wyłączników różnicowoprądowych w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych	77
D. SZTAFROWSKI, M. ŚWIERK, Pola elektromagnetyczne we wnętrzu wybranych pojazdów niskoemisyjnych	87
M. BĄTKIEWICZ-PANTUŁA, Problematyka projektowania stacji ładowania pojazdów elektrycznych	93
W. DOŁĘGA, Instalacje elektryczne na placach budowy i/lub rozbiórki – wybrane aspekty bezpieczeństwa	103
J. WIATR, K. HERLENDER, Baterie akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS. Warunki ich bezpiecznej eksploatacji wpływające na ich żywotność	115
J. WIATR, K. HERLENDER, Przeciwpowozarowy wyłącznik prądu. Wymagania podstawowe oraz zasady dopuszczania w ochronie przeciwpozarowej	131
W. GRYCAN, Prosumenci a bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych – wpływ wsparcia legislacyjnego na energetykę prosumencką w różnych grupach odbiorców	147
B. WNUKOWSKA, M. CZOSNYKA, Awaryjne sieci dystrybucyjnej oraz ich wpływ na odbiorców energii	159
A. Ł. CHOJNACKI: Właściwości oraz parametry niezawodnościowe napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV, SN oraz nn – analiza porównawcza	175
A. Ł. CHOJNACKI: Funkcje niezawodnościowe napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV, SN oraz nn	203
B. DUDEK, Utrzymywanie zasilania energetycznego na Ukrainie w warunkach wojny	223
M. RAŻNY, Ł. SOŁTYSEK, D. MAMCARZ, J. SZCZEPANIK, R. DUDZIK, Analiza porównawcza dokładności sensorów z otwartym oraz zamkniętym rdzeniem stosowanych w systemach BMS	235

M. ORZECZOWSKI, Wpływ temperatury na bezpieczeństwo eksploatacji rozdzielnic niskiego napięcia	245
W. CHMIELAK, Rozwiązania wspomagające bezpieczeństwo i niezawodność urządzeń elektroenergetycznych SN	265

CZĘŚĆ II

REFERATY SZKOŁY OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ

J. WIATR, K. HERLENDER, Zasilacze UPS w układach zasilania urządzeń elektromedycznych	281
K. WINCENCIK, Ochrona magazynów energii przed oddziaływaniem piorunowego impulsu elektromagnetycznego	297
T. MASŁOWSKI, Techniki prowadzenia przewodów odprowadzających w instalacjach odgromowych zewnętrznych	307
P. WASIUCIONEK, Wyłącznik przeciwpożarowy prądu. Zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym w czasie gaszenia pożaru	317
M. JAWORSKI, J. KONIECZNY, Badania stacji ładowania pojazdów elektrycznych i pomiary pola magnetycznego w ich otoczeniu	329

CZĘŚĆ I
REFERATY KONFERENCYJNE

Stefan GIERLOTKA

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

AUSTRIACKA SZKOŁA ELEKTROPATOLOGII I OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ

W referacie omówiono wkład austriackich naukowców do rozwoju techniki bezpieczeństwa elektrycznego. Przybliżono pierwsze obserwacje patologicznych skutków porażień prądem elektrycznym powiązane z rozszerzającą się elektryfikacją miast z początku XX wieku. Omówiono pionierskie badania skutków porażień prowadzone przez lekarza Stefana Jelinka na przełomie XIX i XX wieku. Gromadzone materiały i eksponaty zostały upublicznione na różnych międzynarodowych wystawach, a ostatecznie w utworzonym Muzeum Elektropatologii w Wiedniu. Drugim austriackim badaczem nad ochroną przeciwporażeń był Gottfried Biegelmeier. Jego prace, w drugiej połowie XX wieku, przyczyniły się do rozwoju różnicowoprądowych wyłączników przeciwporażeń i ustaleń dotyczących warunków ochrony przed porażeniami prądem publikowane jako normy Międzynarodowego Komitetu Elektrotechniki IEC.

1. Wprowadzenie

Wiedeń ma dwóch wielkich światowych naukowców związanych z elektropatologią. Są to Stefan Jellinek (1871–1969) i Gottfried Biegelmeier (1924-2007). Większość obecnie obowiązujących ustaleń podanych jako normy przez Międzynarodowy Komitet Elektrotechniki IEC jest wynikiem prac prowadzonych przez Gottfrieda Biegelmeiera. Z prof. Biegelmeierem bardzo blisko współpracowali Zdzisław Teresiak i Henryk Markiewicz profesorowie z Politechniki Wrocławskiej. Nadmienić należy, że prof. Gottfried Biegelmeier brał udział na zaproszenie prof. Teresiaka w pierwszych konferencjach ELSAF, organizowanych przez Politechnikę Wrocławską, które były konferencjami międzynarodowymi.

2. Pierwsze prace badawcze i utworzenie Muzeum Elektropatologii w Wiedniu

W Wiedniu od 1906 roku istnieje muzeum elektropatologiczne gromadzące eksponaty pokazujące skutki rażenia prądem elektrycznym oraz piorunem na ludzi i zwierzęta. Pierwsza prezentacja eksponatów miała miejsce na Wiedeńskiej wystawie higie-

nicznej, która odbywała się w 1906 roku na Praterze (dziś w 3 dzielnicy Wiednia). Wystawa została zorganizowana przez Stefana Jellinka, wiedeńskiego lekarza specjalizującego się w poznaniu oddziaływania prądu elektrycznego na człowieka. Na organizowanej wystawie zaprezentowano 65 eksponatów, obrazujący działanie prądu elektrycznego na człowieka [8]. Jelinek organizując wystawę w 1906 roku miał na celu upowszechnić wśród ludności, w sposób obrazowy, zagrożenie porażeniem prądem jako skutek rozwijającej się elektryfikacji. Przestrzegał przed ignorowaniem zagrożenia prądem elektrycznym i dotyku urządzeń pod napięciem. Eksponaty po zakończeniu wystawy przechowywane były od tamtego czasu w instytucie medycyny sądowej. Zwiększająca się ilość wypadków elektrycznych związana z rozszerzającą się elektryfikacją zakładów pracy i obszarów zamieszkałych przyczyniła się do dużego zainteresowania prezentacją na wiedeńskiej wystawie higienicznej. Prezentacja była przenoszona i pokazywana na kolejnych wystawach higienicznych w Dreźnie, Paryżu i innych miastach.

Stefan Jellinek, pracując od roku 1899 w wiedeńskim szpitalu, rozpoczął badania z wpływu prądu rażeniowego na ciało człowieka. Podczas swoich badań nad porażonymi ludźmi i zwierzętami rozpoczął sporządzać preparaty medyczne i fotografie [4]. Jellinek prowadząc badania nad centralnym układem nerwowym po przepływie prądu rażeniowego, zauważył w 1905 roku, że większość ofiar od razu straciła przytomność, ale nie wszystkie. To samo dotyczy zatrzymania oddechu i zatrzymania krążenia. Wniosekował, że większość „zgonów” po wypadkach elektrycznych to śmierć pozorna i nie należy rezygnować z resuscytacji [5]. Pierwszy udokumentowany śmiertelny wypadek elektryczny na terenie Austrii miał miejsce w Trieście w 1882 roku przy systemie



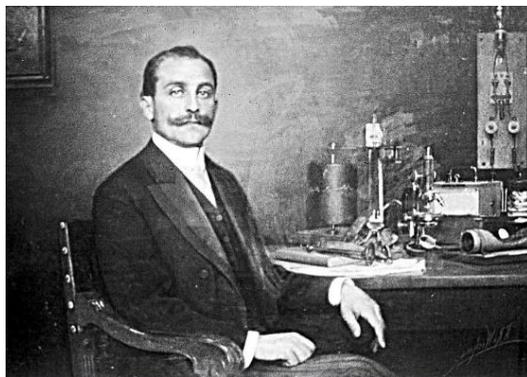
Fot. 1. Stefan Jellinek

prądu stałego o napięciu 500 V. Był to inżynier, który po upadku został pozostawiony bez pomocy, ponieważ nikt nie wierzył w możliwość resuscytacji.

Jellinek, jako lekarz poświęcił dużo pracy nad opracowaniem instrukcji prawidłowego ratownictwa i resuscytacji po wypadku elektrycznym. W 1908 roku problem ratowania porażonych prądem elektrycznym w wypadkach był omawiany na I Międzynarodowym Kongresu Służb Ratowniczych we Frankfurcie nad Menem.

W 1909 roku Jellinek habilitował się z chorób wewnętrznych, ze szczególnym uwzględnieniem oddziaływania prądu elektrycznego na zdrowie człowieka. W swojej teorii o elektrycznej przyczynie śmierci człowieka odróżniał śmierć nagłą spowodowaną porażeniem prądem elektrycznym, od skutków śmiertelnych poprzedzonych tzw. snem elektrycznym [5]. Twierdził, że prąd elektryczny rażący człowieka powoduje najpierw śmierć pozorną spowodowaną zaprzestaniem oddychania, a w następnej kolejności dopiero jego śmiertelne zejście. Po I wojnie światowej wykazano jednak, że główną przyczyną zgonów spowodowanych rażeniem prądem jest nie wstrzymanie oddychania, lecz zakłócenie czynności serca.

Po habilitacji od 1910 pracował w Instytucie Medycyny Sądowej Uniwersytetu Wiedeńskiego. Tam zorganizował katedrę elektropatologii. Jego zakres badań naukowych obejmował poznanie wpływu prądu i jego parametrów na patologię człowieka oraz metody resuscytacji poszkodowanych w wypadku elektrycznym [6]. W tamtym okresie zdarzało się coraz więcej wypadków powodowanych prądem elektrycznym przez rozwijającą się elektryfikację. Wiele porażień miało skutek śmiertelny. Zainteresowanie skutkami porażenia elektrycznością przez lekarzy i techników było już wówczas duże.

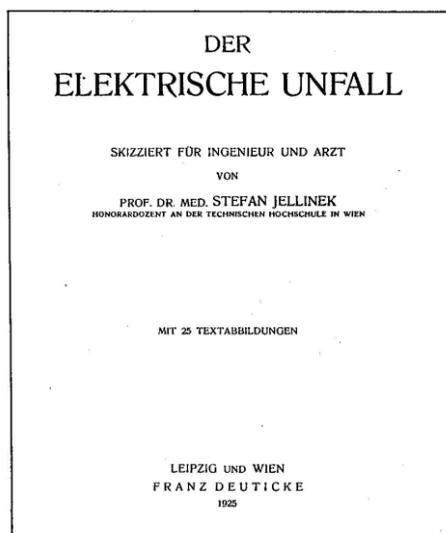


Fot. 2. Stefan Jellinek w swoim laboratorium

Podczas I wojny światowej frontowe okopy chronione były drutem kolczastym pod napięciem, Jellinek jako oficer medyczny przygotował specjalny plecak zawierający zestaw ratunkowy dla żołnierzy porażonych prądem. Zawierał on narzędzia do bezpiecznego odłączenia od obwodu elektrycznego oraz pomoce do reanimacji porażonego [6].

Od marca 1919 roku Jellinek został kierownikiem nowo utworzonego oddziału elektropatologicznego w Szpitalu Garnizonowym nr 2. Prowadził szkolenia z zakresu z reanimacji porażonych prądem i zalecał, aby takie szkolenia przeprowadzano w zakładach pracy. Wkrótce wzrosły doniesienia o skutecznej resuscytacji ofiar wypadków przez ich własnych kolegów z pracy.

W 1925 roku na podstawie swoich badań S. Jellinek wydał pierwszy podręcznik dla lekarzy i inżynierów elektryków o wypadkach porażenia prądem elektrycznym [5]. Od 1928 roku na uniwersytecie wiedeńskim prowadził wykłady o elektropatologii, a w 1929 roku otrzymał tytuł profesora.



Fot. 3. Strona tytułowa pierwszego podręcznika o wypadkach elektrycznych i ochronie przeciwporażeniowej z 1925 roku

Problemem dużej ilości wypadków elektrycznych zainteresował się w 1936 roku prezydent Austrii Wilhelm Miklas (sprawujący urząd w latach 1928–1938). Przekazał Jellinkowi środki federalne na zorganizowanie ośrodka badawczego oraz muzeum elektropatologicznego dla celów szkoleniowych w terenie szpitala ogólnego we Wiedniu.

Okres drugiej wojny nie był korzystny dla prowadzenia badań. Jellinek w 1939 roku został pozbawiony pracy ze względu na swoje żydowskie pochodzenie i musiał wyemigrować do Anglii. Tam kontynuował swoje badania na uniwersytecie w Oksfordzie. Po wojnie w 1946 roku wrócił do Wiednia, aby ponownie kierować muzeum i ośrodkiem badawczym. W 1950 roku ośrodek badawczy z muzeum elektropatologicznym przeniesiono na teren dawnego szpitala garnizonowego [8].

Po śmierci Jellinka w 1969 roku, ograniczono finansowanie badań, a zbiory muzealne zdeponowano w pomieszczeniach magazynowych. Opiekę na zbiorami sprawowało

Austriackie Stowarzyszenie Elektryków. Niektóre przyrządy badawcze Jelinka przekazano jako eksponaty do wiedeńskiego muzeum medycyny „Josephinum” przy ulicy Währingerstr. 25.



Fot. 4. Preparaty skutków patologicznych ze zbiorów S. Jelinka

W 1992 roku Austriackie Stowarzyszenie Elektryków otwarto w Wiedniu przy ulicy Gomperzgasse 1, ośrodek badawczo-szkoleniowy nazwany Muzeum Elektropatologii [8]. Muzeum oprócz prezentacji swych eksponatów prowadziło szkolenia o zagrożeniu prądem elektrycznym. Pracowano w ośrodku nad nowymi przepisami i normami z bezpieczeństwa elektrycznego dla stosowania w Austrii i Europie. Pracownicy muzeum prowadzili wiele badań sekcyjnych ciał porażonych w zakładzie medycyny sądowej. Wszystkie wyniki badań dokładnie dokumentowano.



Fot. 5. Zbiory eksponatów Muzeum Elektropatologii we Wiedniu

Kolejna reorganizacja ośrodka w 2002 roku spowodowała przekazanie zebranych eksponatów do wiedeńskiego Muzeum Techniki. Stwierdzono, że eksponaty medyczne z wosku oraz preparaty w formaldehydzie powinny znajdować się w Federalnym Muzeum Patologii i Anatomii – Narrenturm w Wiedniu przy ulicy Spitalgasse 2. Muzeum to stanowi Oddział Muzeum Historii Naturalnej w Wiedniu. Oprócz zbiorów z dawnego muzeum elektropatologicznego w muzeum prezentowane są także inne preparaty patologiczno-anatomiczne.



Fot. 6. Współcześnie prezentowane zbiory elektropatologiczne w Federalnym Muzeum Patologii i Anatomii – Narrenturm we Wiedniu

3. Prace nad ochroną przeciwporażeniową prowadzone w Wiedniu w drugiej połowie XX wieku

Drugą osobą o znaczącym dorobku naukowym z zakresu elektropatologii był Gottfried Biegelmeier (1924–2007). W odróżnieniu od lekarza Jelinka, Biegelmeier ukończył politechnikę w Wiedniu oraz studia z fizyki eksperymentalnej. Od 1957 roku pracował jako konsultant z zakresu wyłączników różnicowoprądowych i ochrony przeciwporażeniowej w państwowym laboratorium rozwoju elektrotechniki. Prowadził badania nad ochroną przeciwporażeniową z zastosowaniem wyłączników różnicowoprądowych. Gottfried Biegelmeier kwestionował w swoich pracach i krytycznie odnosił się do wcześniejszej wiedzy Jellinka [3]. Choć biografie obu mężczyzn pokrywają się, nie wiadomo, czy Jellinek i Biegelmeier kiedykolwiek spotkali się osobiście. Biegelmeier za pioniera elektrycznej ochrony przeciwporażeniowej uważał nie Jelinka, ale Conrada

Alvenslebena (1874–1945) berlińskiego inżyniera zajmującego się bezpieczeństwem elektrycznym.

Swoją pracę naukową Biegelmeier rozpoczął od ustalenia zależności między napięciem dotykowym a rezystancją ciała. W 1957 roku Biegelmeier zaczął opracowywać nowy typ wyłącznika przeciwporażeniowego w prywatnym laboratorium. Ta praca zaowocowała pierwszym z jego austriackich patentów i stworzyła podstawę technologii wyłącznika różnicowo-prądowego. W późniejszych badaniach ustalił wartość prądu 30 mA jako graniczna dla zadziałania wyłącznika ochronnego. Zalecał producentom wyłączników konstrukcje o jak najszybszym czasie wyłączenia. Proponował dla wyłączników różnicowoprądowych czas wyłączenia 100 ms przy prądzie zadziałania 30 mA [1].

W 1976 roku Biegelmeier zyskał międzynarodowe uznanie przede wszystkim za pomiary impedancji ciała, które przeprowadzał na własnym ciele przy napięciach dotykowych do 200 V. Zbadał i ustalił zależności prądowo-czasowe prądu rażeniowego powodującego określone reakcje organizmu ludzkiego [2]. Podana krzywa odpowiadająca wystąpienia fibrylacji komór sercowych u porażonych posiadała kształt rozciągniętej litery „z”. Stwierdził, że oporność ciała człowieka zależy od wielu parametrów. Szczególnie ważna jest powierzchnia kontaktu i stopień nawilżenia skóry. Sucha skóra ma stosunkowo wysoką oporność do 1 M Ω . Przy wysokich napięciach i zawilgoceniu skóry zaproponował jeszcze w latach pięćdziesiątych ubiegłego wieku przyjmować opór ciała jako 1 k Ω . Ponadto opór ciała zależy również od drogi przepływu prądu przez ciało rażonego.



Fot. 7. Gottfried Biegelmeier

Kierował pracami międzynarodowego komitetu IEC przy opracowywaniu raportu 60479 z zakresu ochrony przeciwporażeniowej. Za swoje osiągnięcia dla austriackiej nauki otrzymał w 1978 roku tytuł profesora.

Biegelmeier odegrał decydującą rolę w tworzeniu zasad i podstaw współczesnej ochrony przeciwporażeniowej. Na podstawie jego badań opracowano większość norm IEC z zakresu bezpieczeństwa elektrycznego obowiązujących w Unii Europejskiej.

W 1996 roku Biegelmeier założył w Wiedniu fundację *Elektroschutz* zajmującą się badaniami z elektropatologii. Fundacja corocznie przyznaje zasłużonym elektrykom honorowy Medal Alvensleben-Jellinek [8].

Literatura

- [1] Biegelmeier G., *Wirkungen des elektrischen Stroms auf Menschen und Nutztiere*, VDE Verlag, 1986.
- [2] Biegelmeier G., Freiburger H., *Ein Dialog auf dem Wege zur Erkenntnis über die Ursachen des Todes durch die Elektrizität*, EuM, Jahrgang 96, Heft 2.
- [3] Gierlotka S., *Elektropatologia porażen prądem elektrycznym oraz bezpieczeństwo przy urządzeniach elektrycznych*, Grupa MEDIUM, Warszawa 2015.
- [4] Jellinek S., *Elektropathologie: Die Erkrankungen durch Blitzschlag und elektrischen Starkstrom in klinischer und Forensischer Darstellung* Verlag von Ferdinand Enke, Stuttgart 1903.
- [5] Jellinek S., *Der elektrische Unfall: Skizziert für Ingenieur und Arzt*, 2. Aufl., Franz Deuticke, Wien 1925.
- [6] Jellinek S., *Der elektrische Unfall*, Wien 1931.
- [7] Maresch F., *Das Elektropathologische Museum*, Sichere Arbeit, 1971.
- [8] Patzak B., Winter E., Reiter Ch., *Die Elektropathologie in Wien – eine Sammlung zur Unfallverhütung*, Wien Med. Wochenschr, Springer-Verlag, Wien, Juli 2013.

Bogumił DUDEK, Stefan GIERLOTKA

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

OPARZENIA ELEKTRYKÓW W DZIAŁALNOŚCI MEDYCZNEJ I NAUKOWEJ DR. STANISŁAWA SAKIELA

Każda rozwijająca się dziedzina życia ma swoje początki, mniej lub bardziej ciekawą historię. Te dziedziny, które przeżywają swój rozwój zmieniają, przekształcają się i rzeczywistość, oraz tworzą nowe pole aplikacyjne i zbierają doświadczenie dla przyszłego dalszego doskonalenia swoich osiągnięć. Pamięć o niektórych działaniach przemija, czasem jest niedoceniana i moment refleksji, że warto coś – kogoś zapamiętać natrafia na pustkę w artefaktach, dokumentach i bazuje na zawodnej pamięci ludzkiej. Taką wąską dziedziną dla elektryków są medyczne wysiłki dla wciąż licznych (choć skala ulega z latami zmniejszeniu) wypadków porażeń i poparzeń elektrycznych. Przed blisko 40 laty ówczesny Zakład Bezpieczeństwa Pracy Instytutu Energetyki podjął prace badawcze związane z wypadkami urazów elektrycznych nawiązując współpracę z dr. Stanisławem Sakielą i jego zespołem [1]. Efektem tych prac są do dziś stosowane zasady udzielania pierwszej pomocy [2]. Postęp w dziedzinie leczenia i rozwój środków ochronnych stosowanych dla elektryków zwiastuje wkrótce zmiany, warto więc upamiętnić ten okres, nie bójmy się nazwać, pionierski. Powstałe po latach praktyki Centrum Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich nosi imię dr. Sakiela [3]. Wspominamy Go w dziesiątą rocznicę śmierci.

1. Działalność dr. n. med. Stanisława Sakiela (1926–2013)

Życiorys z niewielkimi skrótami podajemy za Wikipedią, zdając sobie sprawę z niedoskonałości zapisów i zbyt krótkiego czasu na weryfikację, zatem dalej skupiono się na udokumentowanej współpracy w dziedzinie leczenia oparzeń elektryków dostępną w naszych energetycznych archiwach, a także kilkoma dostępnymi publikacjami [3, 15].

Życiorys dr. Sakiela potwierdza publikacja z 2019 roku, napisana przez zespół autorski związany aktualnie z CLO i Śląskim Uniwersytetem Medycznym, zamieszczona w czasopiśmie „Chirurgia Plastyczna i Oparzenia” [3].

W Wikipedii nie wspomina się o pracach wykonywanych na rzecz energetyki zapewne z uwagi na ich charakter zleconych prac, także w bibliografii nie wspomina się o opracowaniu dla ochrony zdrowia i życia porażonych prądem elektrycznym. W latach liczba wypadków elektrycznych wśród pracowników energetyki była zatrważająca, stąd podjęto próby opanowania nowych zagrożeń i z latami postęp materiałowy

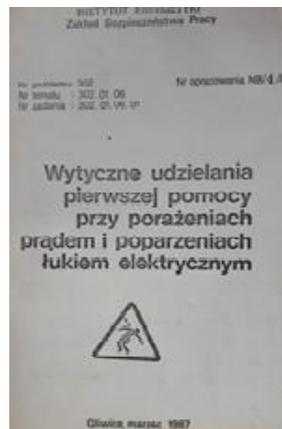
umożliwił stosowanie środków ochronnych pozwalających na uniknięcie drastycznych skutków oparzeń oraz eliminowanie wypadków śmiertelnych. Z perspektywy czasu nie był to wysiłek zmarnowany. Jednak współczesne zagrożenia elektryczne znów zwracają uwagę na nie lekceważenie tej dziedziny.



Fot. 1. Dr n. med. Stanisław Sakiel



Fot. 2. Opracowanie dr. Sakiela dla elektryków – 1987 r.



2. Wytuczne udzielania pierwszej pomocy elektrykom

Opracowanie wykonywane w połowie lat 80. ub. wieku wykonane przez Zespół pod kierunkiem dr Sakiela wówczas ordynatora Oddziału Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich brzmiało: Wytuczne udzielania pierwszej pomocy przy porażeniach prądem i poparzeniach łukiem elektrycznym. Zawierało 12 tablic, 20 rysunków i 31 fotografii liczyło 111 stron i odwoływało się do 21 publikacji [1].

W streszczeniu opisano jego zawartość. W pierwszej części wytucznych przedstawiono sposoby uwolnienia porażonego spod działania prądu elektrycznego o napięciu do 1 kV i powyżej 1 kV. Przedstawiono sposoby zdejmowania porażonego ze słupów linii napowietrznej posługując się metodą pomocniczej pętli ratowniczej i linki transportowej. Omówiono zestaw ratunkowy ZR-1, jego przeznaczenie i sposób posługiwania się.

W drugiej części wytucznych przedstawiono współczesne metody doraźnej pomocy przedlekarskiej w miejscu wypadku kładąc główny nacisk na ocenę stanu zagrożenia porażonego i organizację akcji ratowniczej podczas zatrzymania oddechu i krążenia. Omówiono doraźną pomoc w oparzeniach łukiem elektrycznym i przygotowania chorego do transportu.

W ramach pierwszej pomocy lekarskiej w miejscu wypadku przedstawiono kolejno najważniejsze czynności które winien wykonać lekarz podczas resuscytacji krążeni-

wo-oddechowej i rozległych oparzeniach. Pozostałe rozdziały służą jako materiał pomocniczy dla służb BHP i medycznych w celu szkolenia załóg pracowniczych z zakresu doraźnej pomocy w urazach elektrycznych.

Niektóre z wspomnianych prac objętych opracowaniem wykonali pracownicy Instytutu Energetyki pod przewodnictwem kierownika Zakładu Bezpieczeństwa Pracy Mariana Wójcika (1926–2010). Byli to: Jerzy Saferna (1926–2015) w zakresie weryfikacji ówczesnych krajowych przepisów (z 1975 roku) [2], Angelina Metzger w zakresie analiz wypadków, Leszek Zgóra (1949-2009) w zakresie urządzeń ratunkowych. W bibliografii wymieniono pracę dr S. Sakiela i T. Malinowskiego – Pierwsza pomoc w oparzeniach w górnictwie, GIG Katowice 1984.

Prace swoją dr Sakiel prezentował pod koniec lat 80. ub. wieku osobiście na forum Polskiego Komitetu Ochrony przed Zagrożeniami Elektrycznymi SEP poprzednika Polskiego Komitetu Bezpieczeństwa w Elektryce SEP.

Propagatorami tych osiągnięć w energetyce i górnictwie byli wspomniany Jerzy Saferna [2] oraz Stefan Gierlotka [4], [14] współautor niniejszego referatu. W jego publikacji [4] przedstawiono mechanizm elektrotermicznego oparzenia ciała, co powinno przybliżyć tematykę zainteresowanym.

3. Elektrotermiczne oparzenia ciała [4] – opis zjawiska

3.1. Oparzenia spowodowane przepływem prądu w ciele człowieka

Oparzenia elektrotermiczne wywołane są bezpośrednim przepływem prądu rażeniowego przez ciało człowieka lub ciepłem powstałego łuku elektrycznego. Szczególnie niebezpieczne są skutki oparzeń podczas wypadków przy urządzeniach elektrycznych średniego i wysokiego napięcia, w których natężenia prądów rażeniowych są bardzo duże. Oparzenie posiadające charakterystyczne zmiany kliniczne, określa się terminem choroba oparzeniowa.

Prąd elektryczny płynący przez ciało człowieka w określonym czasie rażenia, powoduje wydzielanie energii cieplnej. Ilość wydzielonego ciepła zgodnie z prawem Joule'a jest proporcjonalna do kwadratu natężenia prądu rażeniowego oraz czasu jego przepływu i impedancji tkanek.

$$Q = I^2 \cdot Z \cdot t \quad (1)$$

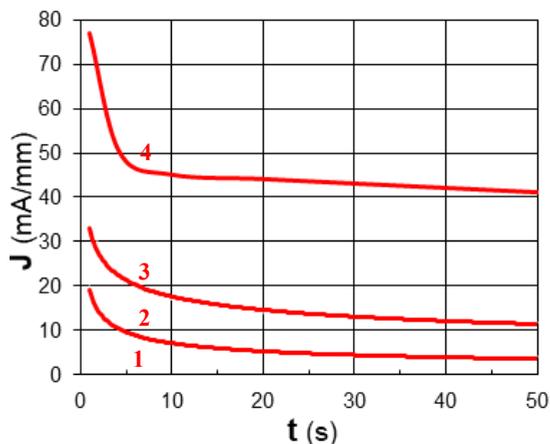
gdzie: Q – wydzielone ciepło, Z – impedancja ciała, I – prąd rażeniowy, t – czas rażenia.

Wytwarzane ciepło na drodze przepływu prądu rażeniowego powoduje nagrzanie tkanek które może doprowadzić do ich termicznego uszkodzenia. Największe uszkodzenia tkanek występują w okolicy powierzchni dotyku ciała do elementu pod napięciem. W miejscu dotyku ciała do elektrody wydziela się dodatkowe ciepło spowodowane przepływem prądu rażeniowego przez tzw. rezystancję przejścia. Przy rażeniu na

dużej powierzchni dotyku mogą wystąpić niebezpieczne skutki rażenia, dla zdrowia i życia człowieka nawet gdy gęstość prądu jest niewielka.

Uszkodzona przez ciepło tkanka jest zwykle widoczna w postaci zmiany barwy – od zaczerwienionej do zwęglonej. Przepływ prądu rażeniowego o gęstości prądu do 10 mA/mm^2 nie powoduje żadnych zmian w skórze. Niekiedy widoczny jest pod elektrodą naskórek o kolorze szaro-białym o szorstkiej powierzchni. Przy gęstości prądu rażeniowego większej niż 10 mA/mm^2 obserwuje się przy obrzeżu elektrody niewielkie wzniesienie na naskórku. Gęstość prądu rażeniowego powyżej 32 mA/mm^2 powoduje przebicie elektryczne naskórka. Stwierdzić można na skórze punktowe szaro-białe znamiona prądowe. Przy dłuższym działaniu prądu w miejscu dotyku do elektrody tworzy się czerwony obrzęk. Przepływ prądu o gęstości większej od 50 mA/mm^2 powoduje w okolicy styku ciała z elektrodą powstanie brązowych plam, które przeobrażają się w pęcherze. Przekroczenie gęstości prądu ponad 70 mA/mm^2 powoduje zwęglenie skóry.

Zmiany patologiczne spowodowane wydzielonym ciepłem występują w wyniku parowania płynów wewnątrzkomórkowych. Jeżeli temperatura przekracza 43°C , to ulega ścięciu białko zawarte w komórkach organizmu człowieka. Dochodzi wtedy do inaktywacji enzymów i zahamowania niektórych procesów metabolicznych oraz do denaturacji białek. Denaturacja jest nieodwracalnym procesem zmiany struktury cząsteczki białka i jego właściwości biologicznych. Działanie temperatury 50°C w ciągu 3 minut wywołuje martwicę naskórka, a w temperaturze 55°C takie zmiany następują po 1 minutowym przegrzaniu. Produkty rozpadu oparzonych tkanek są wchłaniane przez organizm i działają toksycznie. Uszkodzenia termiczne mięśni i kości mogą mieć charakter oparzeń lub zwyrodnienia.



Rys. 1. Zależność występowania zmian w skórze człowieka pod wpływem gęstości prądu i czasu rażenia.
Oznaczenia: 1 – bez zmian, 2 – pierwsze zauważalne zmiany, 3 – znamiona prądowe, 4 – zwęglenie skóry

3.2. Łuk elektryczny i skutki jego działania na ciało człowieka

Łuk elektryczny powstaje najczęściej na skutek zwarcie w urządzeniach elektrycznych, których przyczyną są uszkodzenia w urządzeniach elektrycznych jak też błędne postępowanie człowieka. Energia termiczna łuku elektrycznego działająca na ciało człowieka może spowodować w nim zmiany patologiczne nazywane oparzeniem elektrycznym. Podczas wypadków elektrycznych, ciepło łuku najczęściej uszkadza odsłonięte części ciała poszkodowanych lub słabiej chronione przez odzież. Zazwyczaj jest to skóra rąk i twarzy poszkodowanych. Groźne są oparzenia łukiem przy urządzeniach elektrycznych o napięciu większym niż 6 kV. W tych przypadkach na człowieka działa większa energia cieplna łuku, a oparzenia są na ogół bardziej rozległe. Uszkodzenia skóry i tkanek podskórnych przez łuk elektryczny zazwyczaj rozprzestrzeniają się poza pierwotny obszar oparzeń. Często występuje pożar ubrania.

Powstawanie łuku jest związane z jonizacją kanału wyładowania elektrycznego, który przekształca się w strumień plazmy o bardzo wysokiej temperaturze. Pałący się w powietrzu łuk elektryczny charakteryzuje się wysoką temperaturą, dużą gęstością prądu oraz małym spadkiem napięcia na jego długości. Łuk elektryczny w powietrzu nie ogranicza swojej długości tylko do przestrzeni między elektrodami, lecz wydłuża się pod działaniem siły powstałej od własnego pola elektromagnetycznego. Przy przejściu prądu przemiennego przez zero, rezystancja łuku dąży do nieskończoności i łuk powinien zgasnąć. Jednak przy dostatecznie wysokim i szybko narastającym napięciu powrotnym następuje natychmiastowy ponowny zapłon łuku. Jest to przypadek łuku swobodnego przy napięciu większym od 300 V oraz dwukrotnie wyższym od amplitudy spadku napięcia na łuku zwanego napięciem łuku. Jeśli te warunki nie są spełnione, łuk staje się niestabilny, przerywany i samogasnący. Spadek napięcia na jednostkę długości łuku, zwany gradientem łuku jest stały o wartości około 15 V/cm przy prądzie 5 kA i wzrasta do ok. 20 V/cm przy prądzie 20 kA. W przypadku łuku intensywnie chłodzonego jego gradient może być większy, a lepsze chłodzenie powoduje wzrost strat energii łuku do otaczającego gazu. Zwiększenie chłodzenia łuku pociąga za sobą wzrost jego mocy a temperatura łuku chłodzonego jest wyższa niż łuku swobodnego. Energię łuku elektrycznego E wyznacza się całką oznaczoną, którą określa równanie:

$$E = \int_0^t u \cdot i \cdot dt \quad (2)$$

gdzie: E – energia łuku, u – napięcie łuku, i – natężenie prądu zwarcia płynącego w łuku, t – czas palenia się łuku.

Napięcie łuku u jest napięciem wzdłuż rdzenia łuku, które jest zmienne w czasie i rośnie ze wzrostem długości łuku. Czas palenia się łuku t trwa od chwili wystąpienia łuku aż do chwili jego zgaśnięcia. Moc elektryczna doprowadzona do rdzenia łuku jest

rozpraszana do otoczenia przez promieniowanie, przewodnictwo i konwekcję, a niewielka jej część przetwarzana jest na energię fali akustycznej i to tylko w przypadku, gdy chwilowa moc łuku ulegnie zmianie. Przyjmuje się, że moc promieniowania z rdzenia łuku stanowi od 50–75% całkowitej mocy doprowadzonej.

Po zapłonie łuk elektryczny wytwarza ciśnieniową falę uderzeniową, która powstaje na skutek gwałtownego nagrzania powietrza wzdłuż osi łuku. Amplitudę (A) tej fali ciśnieniowej można w przybliżeniu oszacować z wzoru:

$$A = 1,5i \cdot t/d \text{ [kN/m}^2\text{]}, \quad (3)$$

gdzie: i – prąd zwarcia w miejscu łuku [kA], t – czas palenia się łuku [s], d – długość łuku [m].

W zależności od odległości od łuku, ludzie doznają obrażeń bądź od fali ciśnieniowej lub od odłamków urządzeń elektrycznych zniszczonych przez tę falę. Jednak najczęściej szkody powoduje termiczne działanie łuku na otoczenie. Temperatura łuku osiąga wartość 10 000–15 000 K. Zgodnie z prawem Boltzmana, energia wypromieniowana z źródła o temperaturze θ jest proporcjonalna do θ^4 . Ilość ciepła, otrzymana przez ciało zależy od gęstości wypromieniowanej energii, która maleje z kwadratem odległości od osi łuku. Wydzielona energia cieplna w ciele dotkniętego człowieka powoduje wzrost jego temperatury, której wartość zależy od ciepła właściwego ciała człowieka. Średnia wartość ciepła właściwego tkanek ciała człowieka wynosi 3,3 J/g °C.

Materiały organiczne będące w styczności z łukiem ulegają pirolizie. Są to procesy endotermiczne pochłaniające pewne ilości energii doprowadzonej przez łuk. Powstają wówczas różne gazy, przeważnie chemicznie aktywne, które wchodzi w reakcje egzotermiczne z tlenem powietrza wytwarzając niekiedy duże ilości dodatkowego ciepła. Po zapłonie łuku elektrycznego powstaje gorący strumień gazów, który unosi z powierzchni przewodnika roztopione cząsteczki metali. Unoszone gorące cząsteczki metali podczas oparzenia wnikają w głąb skóry uszkodzonego, wywołując jej metalizację. Następuje wtedy elektroliza płynu tkankowego, w której kwasy tłuszczowe reagują ze związkami metalu tworząc sole metaliczne, wnikające do głębszych warstw skóry. Poszkodowani czują ból pochodzący od oparzenia skóry cząsteczkami metalu oraz napięcie skóry pochodzące od obecności ciał obcych na naskórku.

Wypadkom oparzenia łukiem ulegają głównie elektrycy podczas wykonywania prac i przeglądów urządzeń (zwłaszcza o napięciach 1–30 kV [13]). Przyczyną prowadzącą do urazów oparzeń ciała jest nałożenie się szeregu błędów postępowania człowieka oraz nieprzestrzeganie przepisów w zakresie wykonywanych czynności.

3.3. Patologiczne zmiany w oparzonej skórze

Istota oparzeń termicznych spowodowanych łukiem elektrycznym nie różni się od oparzeń płomieniem. W przypadku łuku elektrycznego dodatkowo należy uwzględnić skutki działania fali ciśnieniowej oraz promieniowania podczerwonego i nadfioletowego.

Różnorodność obrazu morfologicznego oparzonych tkanek sprawia wiele kłopotów w jego ocenie. W diagnozie oparzonej powierzchni ciała istotna jest głębokość oparzenia co jest zwykle trudne do określenia zaraz po urazie. Przyjęto rozróżnić 4 stopnie oparzeń termicznych

Tabela 1. Podział oparzeń w zależności od zmian patologicznych

Stopień oparzenia	Obraz kliniczny	Zmiany anatomopatologiczne	Rodzaj oparzenia
I	rumień naskórka	obrzęk naskórka	oparzenia powierzchniowe
II	pęcherze z płynem surowicznym na zaczerwienionej skórze	częściowa martwica skóry, część głęboka skóry właściwej zachowana	oparzenia pośrednie
III	martwica skóry	martwica skóry i tkanki podskórnej	oparzenia głębokie
IV	zwęglenie skóry	nieodwracalne uszkodzenie tkanek	oparzenia bardzo głębokie

Oparzenia I stopnia – powodowane energią większą od 10 J/cm^2 . Występują uszkodzenia zewnętrznych części skóry głównie naskórka. Są to zmiany obrzękowo-rumieniowe (zaczerwienienie powierzchni skóry) znikające po kilku dniach. Po 3–4 dniach rumień blednie, a uszkodzony naskórek złuszcza się. Nowo wytworzony naskórek pozostaje przez następne 2–3 tygodnie różowy, delikatny, wrażliwy na urazy mechaniczne. Po 7 dniach oparzenie jest zagojone. Dolegliwości chorego polegają na pieczeniu oraz niezbyt silnym bólu.

Oparzenia II stopnia – powodowane energią większą od 20 J/cm^2 . Występują w skórze zmiany rumieniowe, w obrębie których tworzą się bolesne pęcherze, gojące się w ciągu kilku tygodni. Oparzenia II stopnia są bardzo bolesne, gdyż dochodzi do podrażnienia licznych w skórze zakończeń nerwów czuciowych. Zazwyczaj ból ten nasila się przy poruszaniu kończyny. W rozległych oparzeniach II stopnia występuje: zamroczenie, spadek ciśnienia krwi i temperatury ciała, a niekiedy drgawki. Oparzenia stopnia II są rozdzielone na podgrupę IIa oraz IIb.

Oparzenia stopnia IIa są oparzeniami powierzchniowych warstw skóry właściwej. Na powierzchni skóry pojawiają się pęcherze wypełnione płynną lub galaretowatą treścią. Pęcherz jest odwarstwionym naskórkiem, pod którym gromadzi się płyn przesączający się z oparzonych tkanek. Po uszkodzeniu pęcherza pozostają strzępki naskórka o nierównych brzegach i widoczna jest czerwona skóra właściwa. Zabarwienie jej pochodzi z rozszerzonych naczyń krwionośnych i przekrwienia tkanek. Obrzęk tkanek po kilku dobach zmniejsza się. Okres narastania nowego naskórka trwa na ogół do 14 dni od urazu. Klinicznie stwierdza się suchą powierzchnię bez wydzieliny.

Oparzenia stopnia IIb są oparzeniami głębszymi niż w stopniu IIa, w których uszkodzeniu uległ naskórek i skóra właściwa całej grubości. Mogą pojawiać się pęcherze, a przy ich uszkodzonym widoczna jest biaława, nieukrwiona skóra właściwa. Zagojenie samoistne jest znacznie dłuższe. Najpierw oddzielają się niedokrwione tkanki martwicze, później pojawiają się wysepki nowego naskórka. Oddzielenie tkanek martwiczych wiąże się z ropieniem rany oparzeniowej. Im głębsze warstwy skóry właściwej są uszkodzone, tym proces usuwania tkanek oparzonych trwa dłużej. Okres potrzebny na samoistne zagojenie oparzenia stopnia IIb trwa od 4 do 6 tygodni, a niekiedy dłużej. Po całkowitym oddzieleniu martwych tkanek następuje wytwarzanie zastępczej tkanki – ziarniny, która nie zawsze jest zdolna do samoistnego zamknięcia ubytku. Blednięcie blizny i jej zmniejszanie trwa do dwóch lat.

Oparzenia III stopnia – powodowane energią większą od 40 J/cm^2 . Są to zmiany martwicze, bardzo powoli gojące się. Wygląd zewnętrzny oparzenia III stopnia jest bardziej charakterystyczny niż oparzenia stopnia IIb. Uszkodzeniu ulega cała grubość skóry, a niekiedy również tkanki podskórne i mięśnie. Powierzchnię tworzy sucha, twarda powłoka przybierająca kolor ciemnobrunatny do czarnego. Niekiedy pod naskórkiem widoczna jest biaława skóra, która po kilku dobach przybiera ciemniejszą barwę. Prześwitują przez nią zakrzepnięte naczynia w tkance podskórnej. Uszkodzone tkanki, jako martwe wpływają toksycznie na cały organizm. Dolegliwości bólowe w oparzeniu III stopnia są mniejsze niż w II stopniu. W oparzeniu dochodzi do natychmiastowego zniszczenia zakończeń nerwowych, dlatego oparzona powierzchnia jest niebolesna, sprawia wrażenie drętwych tkanek. Przy o oparzeniu III stopnia obrzęk w skórze może być niewielki lub nie pojawiać się wcale. Znacznie mniejsze jest sączenie z powierzchni oparzenia. Przy małych oparzeniach o średnicy do 3–5 cm, istnieje możliwość samoistnego zagojenia przez rozrost naskórka z otaczającej zdrowej skóry. Gojenie takie jest długotrwałe i poprzedzone całkowitym oddzieleniem się martwych tkanek. W rozleglejszym oparzeniu niemożliwe jest zagojenie bez przeszczepiania skóry. Postępująca martwica tkanek i uwalnianie się toksyn może być także powodem ciężkich zaburzeń ogólnoustrojowych.

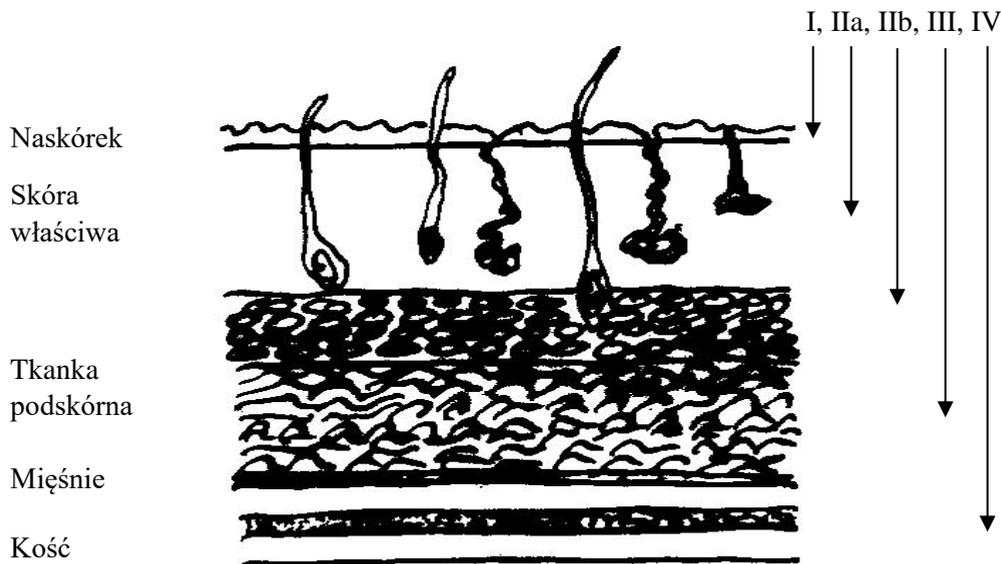
Oparzenia IV stopnia są to głębokie, nieodwracalne uszkodzenia tkanek w których występuje zwęglenie tkanek skórnych. W przypadku kończyn, oparzenie może spowodować uszkodzenie tkanki podskórnej, naczyń, nerwów, mięśni, a nawet kości. W takim przypadku nie jest możliwe uratowanie kończyny. Zmiany w tym stopniu oparzenia są nieodwracalne.

Instytut Hematologii wprowadził stosowaną klasyfikację Birkego, która dzieli oparzenia na lekkie, średnie i ciężkie.

Oparzenia lekkie, których rozległość nie przekracza 15% powierzchni całego ciała oparzenia I i II stopnia lub 5% oparzenia III stopnia.

Oparzenia średnie obejmują chorych, u których w oparzeniu I lub II stopnia uległo 15–20% powierzchni ciała, a w przypadku oparzenia III stopnia 5–15% powierzchni. Istnieje możliwość wystąpienia wstrząsu oparzeniowego.

Oparzenia ciężkie obejmują chorych, u których oparzeniu I i II stopnia uległo ponad 30% powierzchni ciała lub w oparzeniu III stopnia uległo ponad 15%. W tej grupie chory popada we wstrząs i wymaga natychmiastowego intensywnego leczenia.



Rys. 2. Ocena głębokości oparzenia

Oparzenia można podzielić na powierzchniowe i głębokie. Oparzenia powierzchniowe charakteryzują się zaczerwienieniem skóry, obrzękiem, oraz powstawaniem pęcherzy surowicznych. Oparzeni odczuwają dotkliwy ból gdyż doznają podrażnienia zakończenia nerwów czuciowych. Oparzenia głębokie dotyczą uszkodzenia naskórka i skóry właściwej. Oparzona skóra jest twarda i nieelastyczna. W oparzeniach głębokich, zakończenia nerwów czuciowych są uszkodzone i oparzeni nie odczuwają bólu. Oparzenia głębokie od powierzchniowych różnią się tym że tkanki nie są wrażliwe na zadawany ból.

Wyróżnia się kilka charakterystycznych obrazów morfologicznych oparzeń spowodowanych prądem lub łukiem elektrycznym:

Oparzenia rozgałęzione (zwane figurami Lichtenberga) przedstawiają nitkowaty rumień naskórka powstały przez działanie łuku elektrycznego. Nie bieżą wzdłuż naczyń krwionośnych ani powierzchniowych gałązek nerwów. Rozgałęzienie ich przyrównuje się do żyłek na liściach paproci. Znikają same po kilku dniach.

Oparzenia powierzchniowe wywołane promieniowaniem cieplnym pobliskiego łuku elektrycznego. Oparzenia nie wnikają między fałdy skóry.

Oparzenia punktowe występujące w okolicach dotyku do urządzenia pod napięciem (tzw. znamiona prądowe). W miejscu wejścia i wyjścia prądu powstają kręgi z oparzeniami,

otaczające martwicze centrum. Przepływ prądu rażenia w warstwie zrogowaciałej naskórka w okolicy spiralnego kanaliku potowego powoduje odparowanie cieczy z kanałika wytwarzając znamiona prądowe.

Oparzenia linearne, powodowane przez prąd płynący po powierzchni ciała. Mają szerokość kilku milimetrów.

Zabarwienie skóry oparzonej zależy od czynnika parzącego. Przy oparzeniach głębokich łukiem elektrycznym, skóra jest koloru ceglastego, brązowego lub szarego. Natomiast przy poparzeniach parą lub gorącym płynem skóra jest blada i biała. Skóra oparzonego jest zazwyczaj blada na całym ciele, może wystąpić sinica na wargach, palcach rąk, skóra pokryta jest zimnym potem. Doraźną pomocą podczas przegrzania tkanek jest odprowadzenie ciepła przez oziębianie miejsc oparzonych.



Rys. 3. Ślady oparzenia łukiem elektrycznym po 15 miesiącach leczenia

3.4. Wstrząs oparzeniowy

W rozległych oparzeniach ciała często dochodzi do zaburzeń ogólnoustrojowych, zwanych wstrząsem oparzeniowym. Pojawienie się wstrząsu zależy od rozległości oparzenia. Oparzenia obejmujące do 10% powierzchni ciała zazwyczaj nie powodują wstrząsu. Gdy oparzenie obejmuje 20% powierzchni ciała wstrząs występuje często. Oparzenie 70% powierzchni ciała jest śmiertelnie.

Przyczyną jego wystąpienia jest utrata przez poparzonego osocza krwi, wskutek gromadzenia się płynu w pęcherzach oparzeniowych. Wstrząs jest wynikiem nagłego zmniejszenia dopływu krwi do tkanek, co powoduje ich niedotlenienie. We wstrząsie występują zaburzenia hemodynamiczne, metaboliczne oraz czynności niektórych narządów.

Zaburzenia hemodynamiczne występują w układzie krążenia i powodują zmniejszenie objętości krwi krążącej. Charakterystycznym zjawiskiem jest zagęszczanie krwi, którego wykładnikiem jest poziom hemoglobiny i wartość hematokrytu. Obserwuje się przyspieszoną czynność serca i spadek ciśnienia tętniczego oraz żylnego.

Zaburzenia metaboliczne obejmują zmiany równowagi kwasowo - zasadowej, w gospodarce wodno-elektrolitowej oraz przemianie węglowodanowej, tłuszczowej i białkowej. W początkowej fazie wstrząsu obserwuje się zwiększenie stężenia cukru we krwi. Niedotlenienie tkanek powoduje, iż przemiana glukozy ulega redukcji do kwasu mlekowego. W wątrobie dochodzi do spadku utleniania krwi i utraty zdolności odtruwających toksyny. Zwiększa się stężenie mocznika, amoniaku i aminokwasów we krwi.

Zmiany patofizjologiczne występują również w nerkach, gdzie występujące upośledzenie jest spowodowane zmniejszeniem objętości krwi napływającej. Pojawia się ostra niewydolność nerek i zmniejszenie ilości wydalania moczu.

W początkowym okresie oparzenia u poszkodowanych występują czynniki emocjonalne – strach i ból, a dopiero po kilku godzinach następuje uspokojenie.

3.5. Urazy narządu wzroku

Łuk elektryczny ze względu na oddziaływanie termiczne jest niebezpieczny dla oczu, powiek i twarzy. Duża luminancja łuku elektrycznego wywołuje światłowstręt, łzawienie i stan zapalny spojówek. W relacji porażonych łukiem elektromonterów często opisywana jest wyraźnie widoczna świetlna kula. Zjawisko to jest nazwane „księżycem elektryków”.

Uszkodzenia wzroku powodowane działaniem świetlnym łuku elektrycznego są wywołane przez promieniowanie podczerwone i nadfioletowe. Promieniowanie dociera aż do siatkówki, powodując ogrzewanie płynu soczewkowego, zawierającego białka. W niekorzystnej sytuacji może dojść do lokalnych uszkodzeń siatkówki powodujących ślepotę. Promieniowanie nadfioletowe łuku elektrycznego uszkadza rogówkę, która absorbuje ten typ promieniowania. W oparzeniach rogówki powstaje jej obrzęk i zmętnienie. Leczenie rogówki jest długotrwałe i skomplikowane, czasem nie daje rezultatu. Urazy wzroku spowodowane działaniem łuku często są przyczyną zachorowań na zaćmę. Rozwija się ona zwykle z opóźnieniem wynoszącym od kilku miesięcy do 2 lat.

4. Przypadki oparzeń diagnozowanych u elektryków

Wróćmy do opracowania dr. Sakiela. Przytoczono podział oparzeń w zależności od głębokości oraz rozległości oraz w procesie kwalifikacji do leczenia.

Ponadto do leczenia w szpitalu kwalifikują się oparzenia twarzy, dłoni, stóp, krocza, a także powikłania ze złamanymi kości, dróg oddechowych oraz choroby z dodatkowymi

schorzeniami jak: cukrzyca, przewlekła niewydolność krążenia, przewlekła niewydolność układu oddechowego.

Tabela 2. Podział oparzeń w zależności od głębokości oraz rozległości [1]

Głębokość	Lekkie	Średnie	Ciężkie		
			Wiek 2–65	0–2	65 i powyżej
2°	0–15%	15–25%	25% i powyżej	powyżej 5%	10% i powyżej
3°	0–2%	2–10%	10% i powyżej	każde	każde

Tabela 3. Kwalifikacja do leczenia [1]

Głębokość	W ambulatorium	W szpitalu			
		dorośli	dzieci	0–2	65 i powyżej
2°	do 15%	powyżej 15%	powyżej 10%	powyżej 5%	powyżej 10%
3°	do 2%	powyżej 2%	każde	każde	każde

Wraz ze zbieranym doświadczeniem kryteria klasyfikacji mogą ulegać zmianom.

Przykładowo do klasyfikacji do leczenia są dziś stosowane w pracy transportu lotniczego, który poszerza ciągle swoją bazę stosując coraz nowocześniejsze śmigłowce [17]. Lotnisko dla śmigłowców znajduje się na nowym budynku Centrum Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich.



Rys. 4. Nowoczesne środki ochronne przed oparzeniami łukiem elektrycznym wg identyfikowalnego poziomu ryzyka [13]

Transport lotniczy pacjentów z chorobą oparzeniową odbywa się na następujących zasadach: do transportu kwalifikuje się pacjentów z: oparzeniami II° przekraczającymi 20% powierzchni ciała, oparzeniami II° przekraczające 10% u dzieci do 10 roku życia (r.ż.) i pow. 50 r.ż., oparzeniami III° we wszystkich grupach wiekowych, oparzeniami dróg

oddechowych; oparzeniami pow. II° obejmujące twarz, kończyny, krocze; oparzeniami u pacjentów pourazowych, stabilizowanych w innych oddziałach, oparzeniami elektrycznymi, chemicznymi oraz innymi zgodnie z lokalnymi kryteriami przyjęcia do ośrodka leczenia oparzeń

Przypadki osób postronnych są do dziś zmorą „zabaw” i nadmiernej „odwagi” młodych ludzi oraz prób samobójczych [5],[7]. Jednak w latach 80. liczna wypadków przy obsłudze urządzeń tzw. średniego napięcia była zatrważająca dochodząc w skrajnych wypadkach do kilkunastu śmiertelnych rocznie. Rozpropagowanie wytycznych udzielania pierwszej pomocy oraz wysiłki szkoleniowe i organizacji pracy przyniosły w miarę pozytywne rezultaty.

Ponadto rozpoczęto początkiem tego wieku starania o powszechną ocenę ryzyka do każdej racy elektrycznej i dobór środków ochronnych pozwalających unikać konsekwencji wystąpienia łuku elektrycznego [6], [7].

5. Współczesne metody leczenia

Prace dr. Sakiela rozpoczęły już współcześnie przy wysiłku kolejnego pokolenia medyków wprowadzać coraz lepsze metody. Warto dodać że dr Sakiel pracował w CLO w latach 1999–2005). Dziś siemianowiska „Oparzeniówka” ma nowe osiągnięcia i metody leczenia. Niektóra z nich krótko scharakteryzujemy za danymi z ich ciekawie prowadzonej strony internetowej [16] oraz publikacji pracowników specjalistów od tego rodzaju działań [8–12].

5.1. Leczenie tlenem hiperbarycznym

Trudno gojące się rany, oparzenia, zatrucia tlenkiem węgla, nagła głuchota, niektóre choroby skóry – wszystkie te przypadłości mogą być leczone w komorach hiperbarycznych. Terapia w komorze hiperbarycznej to skuteczna metoda leczenia ran i wielu innych schorzeń. Stosowana jest m.in. do trudno gojących się ran, stopy cukrzycowej, oparzeń, zatorów gazowych, choroby dekompresyjnej, zatrucia tlenkiem węgla, zgorzeli gazowej. Znajduje też zastosowanie w przypadku niektórych zapaleń skóry, nagłej głuchoty idiopatycznej lub głuchoty po urazie akustycznym, a także rozlanego, złośliwego zapalenia ucha zewnętrznego.

W artykule z 19.09.2022 sposób leczenia tlenem pod ciśnieniem wyjaśnił dr Przemysław Strzelec, zastępca dyrektora Centrum Leczenia Oparzeń ds. medycznych: terapia polega na podawaniu do organizmu bardzo dużej ilości czystego tlenu w warunkach podwyższonego ciśnienia atmosferycznego. Pacjenci oddychają 100-proc. tlenem, co stanowi wartość prawie pięciokrotnie wyższą niż w powietrzu. Stężenie tlenu zwiększa się w osoczu, układzie limfatycznym i płynie mózgowo-rdzeniowym. Tlen przenika do

gorzej ukrwionych części organizmu a w niektórych przypadkach zmniejsza również obrzęk tkankowy, co przyspiesza proces leczenia. Organizm dostaje wsparcie w walce z zakażeniami, a w przypadku zacczadzenia znacznie szybciej pozbywa się tlenu węgla z organizmu. W efekcie nasi pacjenci szybciej wracają do zdrowia i do codziennego funkcjonowania.



Rys. 5. Centrum Leczenia Oparzeń – komora hiperbaryczna

Zabiegi hiperbaryczne w Centrum Leczenia Oparzeń odbywają się w szpitalnej pracowni HBO. Trwają ok. 1,5 godziny. Pacjenci mają do dyspozycji dwuprzędziałową komorę wielomiejscową. Komory wieloosobowe umożliwiają swobodne wejście do wnętrza. Każdy pacjent posiada tam własne stanowisko poboru tlenu, podawanego przez maskę. Każdego roku z terapii hiperbarycznej w Centrum Leczenia Oparzeń korzysta ponad 1000 pacjentów.

Z terapii hiperbarycznej korzystali też górnicy, poszkodowani w wybuchu w kopalni Pniówek w kwietniu tego roku (2022). U wielu z nich stwierdzono oparzenia dróg oddechowych. Leczenie w komorze zmniejszało u nich obrzęk i ryzyko pogłębienia oparzenia. Poprawiało ukrwienie i przyspieszało gojenie, ograniczając tym samym powikłania wynikające z doznanego urazu.

5.2. Bank tkanek

Umożliwia leczenie pacjentów z wykorzystaniem najnowszych i najskuteczniejszych terapii z zakresu transplantologii i medycyny regeneracyjnej. Bank spełnia wymagania Ustawy Transplantacyjnej z dnia 1 lipca 2005 r. o pobieraniu, przechowywaniu i przeszczepianiu komórek, tkanek i narządów, w tym prowadzi niezbędną dokumentację dotyczącą przygotowania autologicznych przeszczepów komórkowych, jak również allogenicznych, biostatycznych i biowitalnych przeszczepów tkankowych. Posiada pomieszczenia i urządzenia spełniające warunki wymagane ustawowo, jak również odpowiednio wykwalifikowany personel. Posiada on niezbędne do prowadzonej działalności

pozwolenia Ministra Zdrowia na gromadzenie, przetwarzanie, przechowywanie i dystrybucję tkanek i komórek.

5.3. Medycyna nuklearna

Medycyna nuklearna stanowi dział medycyny, wykorzystujący w badaniach diagnostycznych oraz terapii izotopy promieniotwórcze. Izotopy te są najczęściej łączone ze swoistymi farmaceutykami lub związkami chemicznymi, tworząc radiofarmaceutyki, w niektórych przypadkach stosuje się również bezpośrednio podawanie samych radioizotopów. Substancje te biorą udział w procesach metabolicznych organizmu, pozwalając na ich śledzenie, a także, wykorzystując większe aktywności – na leczenie niektórych chorób. Najistotniejsze jest prawidłowe dobranie radiofarmaceutyku/radioizotopu tak, by właściwie wykorzystać interesujący lekarza proces metaboliczny, który ma być wykorzystany do diagnostyki i leczenia konkretnych jednostek chorobowych.

5.4. Leczenie ran przewlekłych

Celem działalności Zakładu Organizacji Leczenia Ran Przewlekłych jest koordynacja działań związanych z opieką nad chorymi z ranami przewlekłymi, rozpowszechnianie wiedzy z zakresu tematyki ran przewlekłych w środowiskach medycznych, edukacja chorych i ich rodzin oraz opiekunów. Szansą na skuteczną terapię jest ministerialny program „Kompleksowego Leczenia Ran Przewlekłych (KLRP) nazywanych potocznie *kalarepą* (podśluchane). CLO jest jednym z wiodących szpitali w tym programie. Kluczowe w programie jest to, że pacjent otoczony jest kompleksową opieką. Jest w stałym kontakcie z ośrodkiem i pod ciągłą opieką medyków. Pacjentem na różnym etapie leczenia zajmuje się lekarz, pielęgniarka, dietetyk, fizjoterapeuta. To skoordynowana uzupełniająca się opieka.

Centrum Leczenia Oparzeń im. dr. Stanisława Sakiela w Siemianowicach Śląskich to czołowy polski ośrodek zajmujący się kompleksowym leczeniem urazów oparzeniowych i ran przewlekłych. W Centrum funkcjonują 4 specjalistyczne oddziały, a także Pracownia Hiperbarii Tlenowej, Bank Tkanek oraz Zakład Leczenia Ran Przewlekłych. Placówka dysponuje 70 łózkami. Rocznie hospitalizowanych jest tu ponad 1200 pacjentów [16]. Oby jak najmniej trafiało do niej elektryków.

6. Podsumowanie

Rozpoczęta ponad 50 lat temu działalność dr. Stanisława Sakiela przynosi owoce w postaci rozwoju coraz nowocześniejszych terapii osób które uległy oparzeniu z jakichkolwiek przyczyn. Początkowo niebezpieczne zawody związane były z górnictwem

i hutnictwem, ale nie brakowało jako pacjentów elektryków. Prace wykonane wówczas przez dr. Sakiela legły u podstaw metodyki ratownictwa w działalności elektryków, wówczas pracowników struktur zakładów i rejonów energetycznych. Dziś one obowiązują w koncernach dystrybucyjnych i przesyłowym. Zostały także uwzględnione u większych przedsiębiorców świadczących usługi serwisowe energetyczne i elektryczne w ramach outsourcingu. Wypadkowość elektryczna jest ciągle zbyt wysoka. Dla ochrony zdrowia i życia wprowadza się z tendencją obowiązkowego stosowania analizy zagrożeń i oceny ryzyka zmuszające do stosowania środków ochronnych głowy, tułowia, rąk i nóg ograniczające skutki wystąpienia łuku elektrycznego podczas zwarć, które monter może wywołać mimowolnie lub z braku dobrego rozpoznania sytuacji. Oczywiście jest nieustannie szkolony, ale z drugiej strony pojawiają się coraz nowsze generacje zabezpieczeń, układów sieciowych, źródeł umieszczonych w głębi sieci itd. Elektrykom przeważnie przychodzi obsługiwać, eksploatować urządzenia z różnych epok i nie każdy zdobywa odpowiednio sporego doświadczenia i życiowej ostrożności w ich naprawach, poprawach. Wychodząc z założenia bezcenneści ludzkiego życia wysiłek związany z nowoczesnych BHP jest wspierany przez postęp w dziedzinie leczenia, terapii oparzeń jeśli już do nich doszło. Dotyczy to również wielu osób postronnych, które z różnych przyczyn narażeni za wszechobecne sąsiedztwo urządzeń elektrycznych postępują lekkomyślnie i nierozważnie. Pracownicy energetyki dążą do ograniczania wypadków „elektrycznych” zarówno w celu ich całkowitego eliminowania, jak i ograniczania skutków wystąpienia łuku aby oparzenia drugiego stopnia. Znajduje to odzwierciedlenie także w działalności zakładów ubezpieczeniowych uzależniających swoje stawki od obniżania wypadkowości zwłaszcza ciężkiej i zbiorowej. Należy docenić wysiłek wkładany w leczenie osób które uległy oparzeniom na skutek kontaktu z urządzeniami elektrycznymi i można oczekiwać większego zainteresowania weryfikacją udzielania pomocy w energetyce zawodowej i przemysłowej. Ratowanie porażonych prądem elektrycznym i oparzonych wywołanym łukiem wymaga znajomości nowoczesnych możliwości postępowania powypadkowego i leczenia, aby szybciej i skuteczniej trafiać z rozpoznanymi przypadkami do właściwych instytucji medycznych. Pamiętajmy, że już nie tylko karetki pogotowia czy ambulanse, lecz także środki transportu lotniczego wspomagają system krajowego ratownictwa medycznego.

Organizacja systemów ratownictwa powinna być współbieżna z systemami ochrony infrastruktury energetycznej, aby wykorzystywać pewne wspólne cechy współczesnej odpowiedzialności za cywilizacyjne wysiłki godne XXI wieku.

Literatura

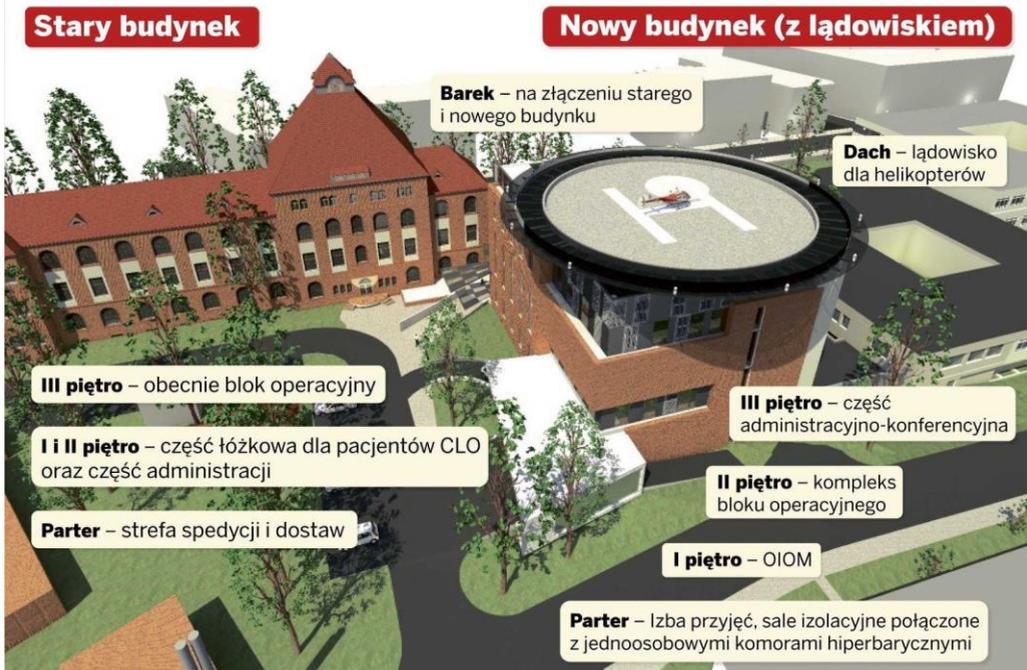
- [1] *Urazy elektryczne – porażenia i oparzenia*, Instytut Energetyki, Gliwice 1987; w tym opracowanie: S. Sakiel i in., *Wytyczne udzielania pierwszej pomocy przy porażeniach prądem elektrycznym i poparzeniach łukiem elektrycznym*, Instytut Energetyki, opracowanie nr NB/3/87, Warszawa 1987.

- [2] Saferna J., *Wytyczne w sprawie zasad postępowania przy ratowaniu osób porażonych i poparzonych prądem elektrycznym*, zatw. WEiWB, 1990.
- [3] Nowak M., Kucharzewski M., Wróblewski P., Sopolski P., Werner M., Trzaska M., *Wspomnienie o dr. Stanisławie Sakielu – twórcy siemianowickiej „Oparzeniówki”*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 4–7.
- [4] Gierlotka S., *Elektropatologia porażenia prądem elektrycznym oraz bezpieczeństwo obsługi urządzeń elektrycznych*, Wyd. Medium, Warszawa 2015 (rozdz.7).
- [5] Dudek B., Gierlotka S., *Nowe problemy w bezpieczeństwie elektrycznym*, *Energetyka*, 2023, nr 5, s. 347–353.
- [6] Schau H., *The new ISSA guideline for the selection of personal protective equipment when exposed to the thermal effects of an electric fault arc*, ICOLIM 2014, Wyd. ISSA, 2011.
- [7] Materiały konferencyjne ELSAF z lat 1999–2022, Ofic. Wyd. PWR, Wrocław.
- [8] Nowak M., Wróblewski P., Sopolski P., Grabowski M., Pomierny G., Werner M., Klama-Baryła A., Łabuś W., Kucharzewski M., *Dwudziestolecie Centrum Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 1–3.
- [9] Knefel G., Wróblewski P., Strzelec P., Trzaska M., Werner M., Trzaska M., Kuchrzewski M., *Zastosowanie tlenu barycznego w leczeniu oparzeń*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 17–24.
- [10] Klama-Baryła A., Łabuś W., Kraut M., Smętek W., Szapski M., Kitala D., *Zastosowanie przygotowanych w Banku Tkanek przeszczepów tkankowych i komórkowych w leczeniu oparzeń oraz ran prze-wlekłych*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 9–16.
- [11] Wróblewski P., Trzaska M., Kozielski J., Kucharzewski M., *Zastosowanie bronchofiberoskopii w oparzeniu dróg oddechowych*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 25–28.
- [12] Białożył J., *Zasady postępowania fizjoterapeutycznego u chorych po urazie termicznym*, *Chirurgia Plastyczna i Oparzenia*, 2019, nr 7, s. 29–35.
- [13] *White Jim: Błędne twierdzenia dotyczące łuku elektrycznego NFPA 70E*, tłum. w opracowaniu Marka Olesza, 2010.
- [14] Gierlotka S., *Łuk elektryczny i jego działanie na człowieka*, *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2015, nr 9.
- [15] Majchrowska K., *Dr Stanisław Sakiel i jego „Oparzeniówka”*. *Biografia* (wybór), 2015, www.sbc.org.pl, zawiera 93 pozycje).
- [16] www.clo.com.pl
- [17] www.lpr.com.pl

Podziękowanie

Autorzy dziękują kierownictwu CLO za możliwość spotkania i wskazania dalszych możliwości współpracy w najbliższych latach. Podziękowania kierujemy do dyrektora CLO Mariusza Nowaka i dyrektora ds. medycznych Przemysława Strzelca oraz kierownika ds. medialnych Wojciecha Smętka, za przyjęcie i udzielenie porad – spotkanie odbyło się w dniu 29.06.2023, wziął udział B. Dudek.

Wizualizacja Centrum Leczenia Oparzeń po przebudowie w 2013 roku



Obecny wygląd Centrum Leczenia Oparzeń w Siemianowicach Śląskich
– za zgodą dyrekcji CLO

NOWE ZAGROŻENIA ELEKTRYCZNE PODCZAS PRAC POD NAPIĘCIEM

Autor analizuje postęp ostatnich lat w rozwoju technik diagnostycznych, eksploatacyjnych i inwestycyjnych oraz odbudowy, przebudowy i rozbudowy sieci elektrycznych z wykorzystaniem techniki prac pod napięciem. Oprócz analizy zagrożeń elektrycznych, wskazane są zagrożenia elektromagnetyczne oraz cybernetyczne. W odniesieniu do kwalifikacji pracowników oraz kształtowania ich zachowań konieczne są zmiany w edukacji zawodowej i wzmacniania roli liderów, autorytetów oraz przewodników służb BHP. Bogato ilustrowane materiały obrazują przestrzeń (realną i wirtualną) transformacji energetycznej i cyfrowej świata, Europy i Polski.

Tematyka referatu obejmuje zagadnienia wyszczególnione poniżej.

- Rozwój systemów zarządzania siecią i infrastrukturą krytyczną;
- Rozumienie przepisów i norm specjalistycznych, elektrycznych oraz dobrych praktyk zawodowych:
 - bezpieczne odległości od urządzeń (norma PN-EN 51110-1 i 2), zastosowanie dronów i śmigłowców,
 - wpływ pola elektromagnetycznego.

Przykład 1. Zastosowanie podnośników z koszami izolacyjnymi do obsługi linii niskiego napięcia pod napięciem (norma PN-EN 61477 i norma PN-EN 61057).

Przykład 2. Bezpieczne odległości – zastosowanie dronów i śmigłowców – prace na czynnych liniach do 400 kV.

- Budowa linii przesyłowych i dystrybucyjnych prądu stałego:
 - bezpieczne odległości przy pracach pod napięciem – przyszłość czy realia,
 - nowe zagrożenie – aerojony, pole magnetyczne.

Przykład 3. Strefy wokół linii przesyłowych.

- Bezpieczeństwo (budowanych) elektrowni jądrowych, i nie tylko...
 - rozpoznanie nowych zagrożeń?
 - promieniotwórczość.

Przykład 4. Rola współczesnych żywiółów, zagrożenia cybernetyczne.

- Współczesne żywióły a etyka, moralność i... mądrość:
 - ergonomia i socjologia.

Przykład 5. Zachowanie człowieka w dobie transformacji energetycznej.

Zarysowanie współczesnych problemów obsługi sieci dystrybucyjnych i przesyłowych jest podyktowane zaledwie stuletnią historią rozbudowy sieci i zastosowania intensywnych technik eksploatacji, w tym techniki prac pod napięciem obejmującą zaledwie 50 lat. Dziejąca się światowa transformacja energetyki wykorzystuje współczesne osiągnięcia wielu nauk, w tym sztucznej inteligencji i cybernetyki. Nowe zjawiska rodzą nowe zagrożenia, ryzyko stosowania nowych technologii nie może być oderwane od ludzkiej kondycji postrzegania i rozumienia otoczenia, w omawianej tu dziedzinie elektroenergetyki w kontekście trwającej transformacji cywilizacyjnej.

Zarządzanie strategiczne i rola technik eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych jest kluczowa dla współczesnego zarządzania łącząca wszelkie procesy funkcjonowania przedsiębiorstw i branż, uwzględniając infrastrukturę krytyczną, ochronę środowiska i kondycję ludzką, indywidualną i społeczną (cywilizacyjną). Jednym z elementów tego systemu są techniki eksploatacji sieci elektroenergetycznej pod napięciem, których rola i bezpieczeństwo są pod szczególnym nadzorem wykształconej interdyscyplinarnie kadry pracowników. Etyka zawodowa i mądrość kształtują współczesne podejście do odpowiedzialności i troski o wspólne dobro (nawet w rozumieniu kapitalistycznym).

Kolejnym zagadnieniem jest stan prawny prowadzonej działalności. W przypadku energetyki są to liczne przepisy począwszy od konstytucji poprzez liczne ustawy (z reguły wielokrotnie poprawiane, doskonałe) aż po akta wykonawcze rozporządzenia i instrukcje oraz normalizacja. Teoretycznie do opanowania, ale są także dobre praktyki własne i innych prowadzących podobną działalność – a to już dotyczy kondycji zawodowej, społeczności którą budujemy, kwalifikacji, wymienności kadr w krajach o różnej strukturze dopuszczającej do jej swobodnego przepływu. Rozumienie tego stanu prawnego, administracyjnego, czytania i znajomości przepisów zwracają uwagę na wykształcenie i praktykę codzienną objawione kulturą zachowania i postępowania.

Współczesna transformacja energetyczna odbywa się przy wielu graczach, których grono jeszcze sto lat temu nie było tak liczne. Dziś transformacja energetyczna zderza się politycznie i kulturowo z nowymi wymaganiami. W naszym kraju dotyczą nie tylko problemów ograniczania wydobycia surowców energetycznych, argumentacji klimatycznej, dywersyfikacji dostaw gazu i ropy, budowy elektrowni jądrowych, rozbudowy sieci przesyłowej prądu stałego, nowej roli odnawialnych źródeł energii, pojawienia się prosumentów itd. To problem kondycji fizycznej i duchowej społeczeństwa, poszanowania dóbr doczesnych, sojuszków i współpracy czasami z odmiennymi systemami politycznymi, gospodarczymi i religijnymi.

Jeśli zatrzymaliśmy się w rozwoju na poziomie czterech klasycznych żywiołów czyli walczyliśmy z pożarami, powodzią, tornadami i trzęsieniami ziemi to najwyższy czas otrzeźwieć. Potrzebujemy nowoczesnej edukacji aby grawitacyjnie ściągnąć nas na Ziemię, wzbudzić na nowo „wieszczowski” elektromagnetyzm serc, nie ulegać relatywizmowi i wiedzieć co nas silnie łączy, a co słabo, delikatnie - objawiając się współczesnymi żywiołami. Konieczne jest podniesienie poziomu retoryki i logiki stosowanych argumentacji. Jacy jesteśmy zależy w sporej mierze od nas samych – tylko czy chcemy to dopuścić do naszych myśli i działań?

Dobrane w referacie przykłady są ilustracją szerszego kontekstu stosowania techniki prac pod napięciem i możliwych kierunków jej rozwoju. Niektóre z nich są przedmiotem aktualnych prac i same w sobie mogłyby stanowić odrębne referaty – tutaj są wspomniane z komentarzem. Z jednej strony technika ta w Polsce stanowi o samodzielności wielu przedsiębiorców, z drugiej jest narażona na płytkość i doraźność niektórych rozwiązań prawnych, technologicznych i sprzętowych. To może niepokoić gdyż praktyka wielu krajów, w zwłaszcza przodujących w tej dziedzinie USA, Francji i Węgier, ale także Argentyny i Brazylii, Chin i Japonii wskazuje konieczność tworzenia organów czuwających nad zgodnością rozwijanych technologii i sprzętu z przepisami prawa i licznymi normami przedmiotowymi IEC i CENELEC. Kraje europejskie korzystają także z rozwiązań międzynarodowych kiedyś wypracowane przez UNIPEDÉ, a dziś kształtowane opracowaniami ISSA. Doraźne grupy inżynierów zajmujących się w energetyce omawianą problematyką np. PTPiREE czy firm innowacyjnych, np. HUBIX, WSE Aktywizacja, albo społeczną, jak SEP, PKN, nie są w stanie udźwignąć szerokiej gamy regulacji prawnych, rozwiązań technologicznych, niezbędnych prac naukowych. Nawet zaangażowanie w cykliczne konferencje specjalistyczne jak ICOLIM, ESMO, CITTES i nasze krajowe, które czeka już 15 edycja (od 1988 roku) nie ma przełożenia na wspólne inicjatywy rozwoju tej techniki.

Warto wspomnieć że na początku regularnego rozwoju techniki PPN w kraju wzorem Francji w roku 1975 utworzono zespół specjalistów do prowadzenia zagadnień koordynacyjno-organizacyjnych i nadzoru pod przewodnictwem wysokiego przedstawiciela Zjednoczenia Energetyki pod przewodnictwem Jacka Szpotańskiego, późniejszego Prezesa SEP, następnego roku po zmianach organizacyjnych objął tę funkcję Bogusław Kowalewski z Ministerstwa Energetyki i Energii Atomowej, Departamentu Eksploatacji i Remontów i aż do początku zmian w energetyce koordynował i angażował się w działalność Jerzy Trojanowski (otwierał pierwszą konferencję PPN w 1988 roku). Po kolejnych zmianach strukturalnych funkcje tego zespołu przejął Polski Komitet Ochrony od Zagrożeń Elektrycznych SEP, z którego na kilka lat wydzielił się samodzielny Komitet Prac pod Napięciem. Jednak zaangażowanie tych samych osób w oba komitety spowodowało ich połączenie i utworzenie działającego do dziś Polskiego Komitetu Bezpieczeństwa w Elektryce SEP (m.in. Marian Wójcik, Jerzy Dąbrowski, Jerzy Saferna, Edmund Masłyk, Andrzej Piłatowicz, Marek Jaczewski, Witold Wiśniewski, Halina Argasińska, Joanna Janus – Jurczyk, Krzysztof Kobyliński, Ryszard Michniewski,

Janusz Durowicz, Andrzej Sielski, Andrzej Pieńkowski, Albin Trybus, Stanisław Płuciennik, Paweł Trubaluk, Stanisław Cader, Tadeusz Gontarz, Kazimierz Żółtowski, Grzegorz Geruzel, Paweł Kubica, Bogumił Dudek). Po utworzeniu PTPiREE został w jej strukturach powołany zespół specjalistów ds. prac pod napięciem działający do dziś (m.in. Wojciech Kozubiński, Jacek Sztukowski, Lotar Zoworka, Eugeniusz Bodak). Zarówno SEP, jak i PTPiREE są wspólnie organizatorami krajowych konferencji PPN, z efektami ich można zapoznać się na łamach Biuletynu Energia Elektryczna PTPiREE (Andrzej Pazda, Wojciech Tabiś) i miesięcznika Energetyka (Tomasz E. Kołakowski). Nie można pominąć także roli konferencji i szkół ochrony przeciwporażeniowej organizowanej przez wiele lat przy współpracy z Politechniką Wrocławską (m.in. Witold Jabłoński, Marek Szuba, Henryk Markiewicz, Marek Jaworski). Większość ww. osób związana jest głównie z siecią dystrybucyjną. Dla potrzeb sieci przesyłowej grono specjalistów też jest spore (m.in. Adam Balawender, Grzegorz Kochan, Irena Kuczkowska, Elżbieta Szmigiera, Joanna Czupryńska, Krzysztof Lenarczyk, Piotr Papliński, Wiesław Słomiński, Zbigniew Konieczny, Eugeniusz Piechoczek), ale praktyka stagnująca, oparta o inwencję przedsiębiorców działających w outsourcingu lub ich działalności na rynkach międzynarodowych.

Dalsze losy tej techniki zależą od mądrości elektryków i ich determinacji rozwoju tej dziedziny w sposób godny współczesnych wyzwań zarówno cywilizacyjnych, jak i innowacyjnych, stanowiących o kondycji gospodarki krajowej.

Przykłady

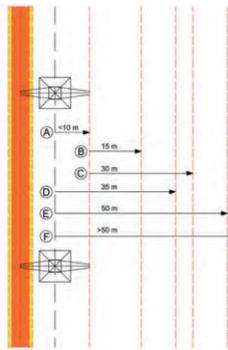
Przykład 1. Zastosowanie podnośników z koszami izolacyjnymi do obsługi linii niskiego napięcia pod napięciem (norma PN-EN 61477 i norma PN-EN 61057).



Problem stosowania podnośników koszowych zarysowany został blisko 50 lat temu; dziś zastosowanie pod napięciem nN samych koszy z tworzywa sztucznego budzi różnorodne dylematy i konsekwencje.

Fot. od lewej: M. Rząsa, TAURON ref. PPN, Mrągowo 2022

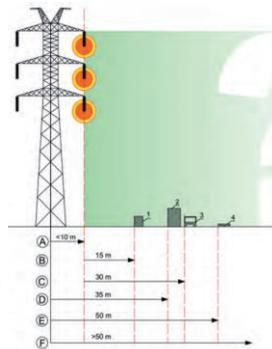
Przykład 2. Bezpieczne odległości – zastosowanie dronów i śmigłowców – prace na czynnych liniach do 400 kV.



Rys. 1. Przykładowe odstępy i odległości od elektroenergetycznych linii (ogólnie) na sylwetce słupa 400 kV wg różnych krajowych wymagań użytkowania obiektów nieenergetycznych

- A – konstrukcyjna długość poprzeczniaka (od osi linii),
- B – odległość w której można lokalizować obiekty niemieszkalne typu sterty, stogi i brogi (od rzutu skrajnego przewodu),
- C – granica swobodnej pracy sprzętu zmechanizowanego (jak w przypadku B),
- D – szerokość pasa technologicznego linii 400 kV (jak w przypadku A),
- E – swobodne ustawienie deszczownicy obrotowej (przyjęto jak w przypadku A),
- F – obszar w którym mogą być spodziewane oddziaływania indukcyjne zwłaszcza długich obiektów metalowych prowadzonych równoległe do linii (np. pastuchy, wienice, linie napowietrzne z przewodami gołymi, nurciami itp.).

Kolorem **pomarańczowym** oznaczono strefę prac pod napięciem, **niebieskim** – strefę prac w pobliżu napięcia – wg obowiązujących przepisów w energetyce [2]



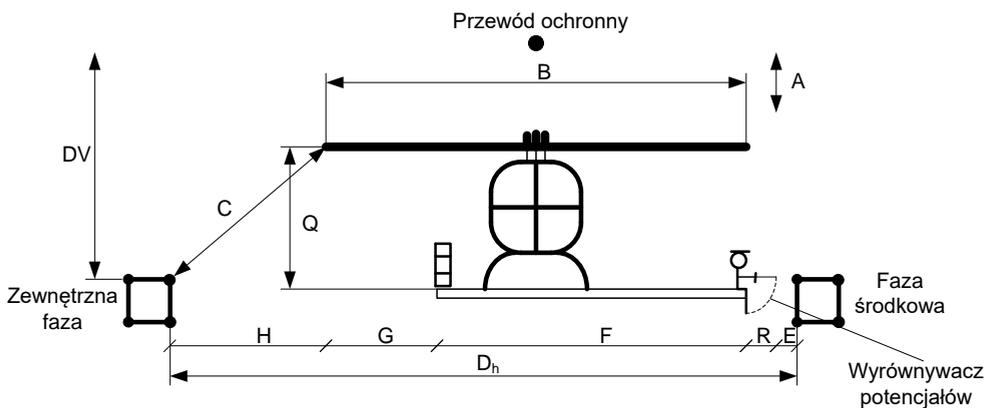
Rys. 2. Przykładowe użytkowanie obiektów w pobliżu linii elektroenergetycznych (ogólnie) w siostrzaku do sylwetki słupa 400 kV wg różnych wymagań użytkowania obiektów nieenergetycznych

Oznaczenia:

- 1 – obiekt niemieszkalny typu bóg,
- 2 – obiekt mieszkalny poza pasem technologicznym,
- 3 – sprzęt, poleci zmechanizowany,
- 4 – deszczownica obrotowa;

Kolorem **pomarańczowym** oznaczono strefę prac pod napięciem, **niebieskim** – strefę prac w pobliżu napięcia – wg obowiązujących przepisów w energetyce [2], natomiast **zielonym** oznaczono przestrzeń podlegającą różnym regulacjom prawnym, z wyjątkiem lub w której można oczekiwać dalszych regulacji prawnych.

Zróżnicowanie odległości od urządzeń elektroenergetycznych powinno mieć jednolite podstawy



Dla śmigłowców konieczne są krajowe kryteria ich dopuszczenia do prac pod napięciem

Przykład 3. Strefy wokół linii przesyłowych.

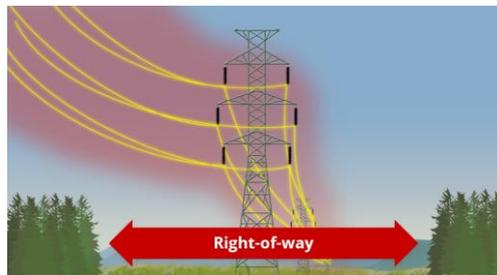


Tabela 1. Szerokości pasów technologicznych pod liniami NN

Lp.	Rodzaj linii	Szerokość pasa technologicznego
1.	Linie 220 kV, jedno- i dwutorowe	50 m (2x25 m)*
2.	Linie 400 kV oddane do użytkowania po 2010 r.	70 m (2x35 m)*
2.	Linie dwutorowe 400 kV wybudowane na słupach serii Z52	60 m (2x30 m)*
3.	Linie 400 kV wybudowane do 1998 r.	80 m (2x40 m)*
4.	Linia 750 kV	140 m (2x70 m)*

* szerokość pasa technologicznego wynosi 50 m, tzn. po 25 m od osi linii w obie strony

Pasy technologiczne wokół linii – pasy służebności, konieczne jednolite kryteria

Przykład 4. Rola współczesnych żywiółów, zagrożenia cybernetyczne.



www.ksoin.pl



PAP/Artur Reszko

Przykład 5. Zachowanie człowieka w dobie transformacji energetycznej.

Zrozumieć się wzajemnie zależy od poszanowania słowa, znajomości podstaw filozofii i matematyki.

Dziedzina		Kategoria	Budowa	Obowiązywanie
moralność		nakazy	kategoryczne	bezwzględnie
etyka		zdania	×	×
mądrość	zasada podstawowa	nakaz	kategoryczny	niebezwzględnie
	inne nakazy	zdania	postać nakazów warunkowych	niebezwzględnie

Powyższe zestawienie jest rozważaniem światowej sławy logika Bocheńskiego. Pisał on: „Czytając pisma moralistów znajduję w nich często pomieszanie całkiem różnych rzeczy, które chcę nazwać: „moralnością”, „etyką” i „mądrością”. Rozróżnianie dwóch

pierwszych – moralności i etyki – jest wprawdzie ostatnio dość rozpowszechnione, ale tylko wśród filozofów. Nawet wśród nich mamy dwie szkoły, które z uporem godnym lepszej sprawy obstają przy ich utożsamianiu. Są to szkoły neotomistyczna i neohegelijska. Członkowie pierwszej dlatego, że wszystko, co powstało po XIII wieku, wydaje im się podejrzanе, hegliści, bo u nich wszystko, co jest różne, jest identyczne. Nazywają to dialektyką – podnieśli pomieszczenie pojęć do godności zasady filozoficznej.”

WPLYW KONSTRUKCJI SŁUPÓW ORAZ UKŁADU FAZ NA ROZKŁADY POŁA ELEKTRYCZNEGO I MAGNETYCZNEGO W OTOCZENIU LINII 400 kV

W referacie omówiono zagadnienia związane z wpływem rodzajów słupów oraz układów faz na rozkłady natężenia pola elektrycznego i magnetycznego wytwarzanego przez przewody napowietrznych, dwutorowych linii o napięciu 400 kV. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń i przyjęciu kilku wartości kryterialnych określono najbardziej niekorzystne i korzystne układy faz ze względu na oddziaływanie pola elektromagnetycznego.

1. Wstęp

W roku 2018 zużycie energii elektrycznej w naszym kraju po raz pierwszy było większe od możliwości jej produkcji. W roku 2022 produkcja energii elektrycznej wyniosła ponad 175 TWh, a jej zużycie kształtowało się na poziomie 173,5 TWh [1]. Wzrost produkcji wynikał głównie z rozbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), którego właścicielem są Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE SA). Przedsiębiorstwo to zajmuje się przesyłaniem energii elektrycznej i jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Infrastruktura przesyłowa jest systematycznie rozbudowywana. Pod koniec roku 2022 długość wszystkich linii NN (220 i 400 kV) w przeliczeniu na jeden tor wynosiła 15965 km [2]. W ciągu ostatnich 7 lat (od roku 2015) operator KSE wybudował ponad 2000 km nowych linii o napięciu 400 kV. Jest to rezultat realizowanego od kilku lat przez PSE SA dużego programu inwestycyjnego, którego najnowsze cele zostały sprecyzowane w Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032 [3]. Dzięki niemu możliwa będzie transformacja energetyczna, w tym przyłączenie nowych źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców energii elektrycznej. Prezentowane w dokumencie [3] inwestycje mają na celu wsparcie:

- zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej do osiągnięcia celu krajowego w zakresie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii,

- rządowego planu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku,
- rządowego planu budowy mocy jądrowych,
- przyłączeń nowych jednostek wytwórczych,
- poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie – w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie.

Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023–2032 powstał po ukazaniu się nowych dokumentów strategicznych określających kierunek zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Do najważniejszych możemy zaliczyć:

- Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030 [4],
- Ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych [5],
- Politykę Energetyczną Polski do 2040 r. [6],
- Program polskiej energetyki jądrowej [7],
- Polską strategią wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 [8].

W opracowanym Planie [3] przewiduje się do roku 2036 między innymi budowę ponad 5200 km torów linii 400 kV, budowę linii HVDC o długości ponad 700 km oraz budowę 27 nowych stacji elektroenergetycznych.

2. Problemy w budowie linii napowietrznych 400 kV

Inwestycje z zakresu rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej są przedsięwzięciami wysoce złożonymi, wymagającymi przeprowadzenia wieloaspektowych procesów formalno-prawnych oraz realizacji rozległych prac budowlano-montażowych obejmujących często terytorium od kilku do kilkunastu gmin.

Stopień skomplikowania koniecznych do podjęcia działań, obejmujących m.in. wymóg zachowania zgodności inwestycji z obowiązującymi dokumentami z zakresu planowania przestrzennego województw, spełnienie obowiązków wynikających z przepisów środowiskowych oraz budowlanych, a także mnogość koniecznych do przeprowadzenia postępowań administracyjnych powodują, że proces ten jest długotrwały i wymaga od jego uczestników dokładnego planowania działań na każdym jego etapie. Głównym wyzwaniem stojącym przed inwestorem jest konieczność respektowania oczekiwań i potrzeb szerokiej grupy interesantów, w tym samorządów, organizacji i społeczności lokalnych, a w szczególności właścicieli nieruchomości znajdujących się na trasie planowanych do wybudowania obiektów elektroenergetycznych.

Budowa napowietrznej linii o napięciu 400 kV wiąże się praktycznie zawsze z protestami ludności zamieszkującej tereny, przez które przechodzić ma trasa linii. Podstawową przyczyną tych protestów jest obawa przed oddziaływaniem pola elektromagnetycznego oraz hałasu wytwarzanego przez przewody fazowe linii oraz utratą walorów krajobrazowych terenu, przez który przebiega trasa takiej linii. Dlatego też bardzo

ważnym elementem w procesie budowy linii napowietrznych są konsultacje społeczne, podczas których inwestor (PSE SA) powinien przedstawić zainteresowanym stronom proponowane warianty przebiegu trasy projektowanej linii oraz określić ich wpływ na środowisko. Odpowiednia komunikacja i dialog z lokalną społecznością jest kluczowa dla akceptacji i zrozumienia całego projektu.

Podczas konsultacji społecznych zainteresowane strony powinny dowiedzieć się między innymi, że wszystkie nowo budowane linii napowietrzne o napięciu 400 kV są zaprojektowane i wykonane zgodnie z normą PN-EN 50341-1:2013-03 [9] wraz z Krajowymi Warunkami Normatywnymi (NNA) [10] oraz standardowymi specyfikacjami technicznymi opracowanymi przez PSE [11]. W dokumencie tym zawarto podstawowe wymagania klimatyczne, elektryczne, które powinna spełniać projektowana linia oraz inne wymagania dotyczące słupów, fundamentów, uzemień, przewodów fazowych i odgromowych, izolacji, osprzętu i oznakowania linii.

Nowobudowana linia 400 kV powinna być tak zaprojektowana i wykonana, aby spełniała wymagania obowiązujących przepisów dotyczących oddziaływania na środowisko [12–14]. Linię należy tak zaprojektować, aby szerokość pasa oddziaływania linii (rozumianego jako obszar, w którym oddziaływanie linii na środowisko może przekraczać wartości graniczne określone w obowiązujących przepisach dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową oraz terenów zabudowy mieszkaniowej lub zagrodowej) nie była większa od szerokości pasa technologicznego linii.

Zgodnie z dokumentem [11] w założeniach projektowych należy przedstawić wykresy rozkładów natężenia pola elektrycznego i magnetycznego pod linią (w funkcji odległości od osi linii) przy pracujących obu torach i jednym torze oraz wykazać, że obie składowe pola elektromagnetyczne nie przekraczają w żadnym układzie pracy oraz dla przyjętej minimalnej odległości przewodów fazowych od ziemi wartości dopuszczalnych (10 kV/m i 60 A/m) dla miejsc dostępnych dla ludzi w żadnym miejscu pod linią oraz wartości dopuszczalnych dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową na granicy pasa technologicznego linii (1 kV/m i 60 A/m).

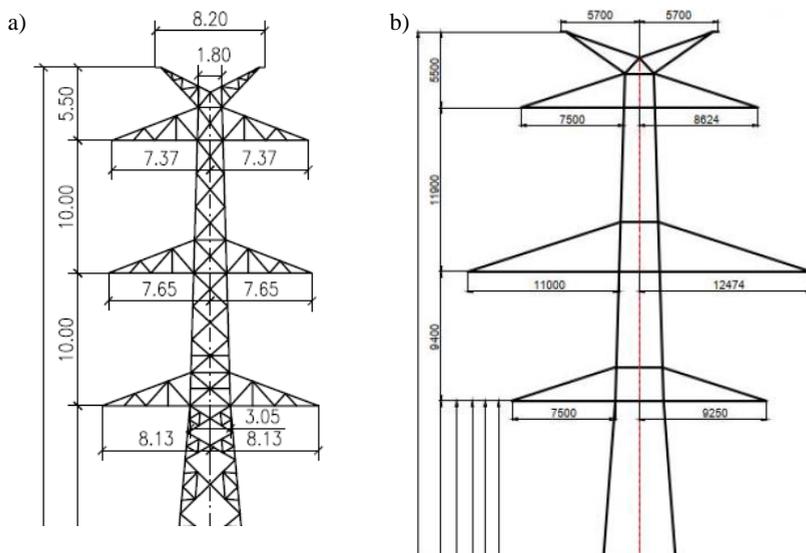
Autor referatu postanowił sprawdzić, jaki wpływ na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego mają konstrukcje wsporcze wykorzystywane w budowie nowych linii o napięciu 400 kV, w których przewody rozmieszczone są w różnych odległościach od siebie i różnych konfiguracjach. Dodatkowo sprawdzono jaki wpływ ma układ faz w liniach dwutorowych na wartości maksymalne wytwarzanego pola elektrycznego i magnetycznego oraz wartości obu składowych na granicy pasa technologicznego linii.

3. Konstrukcje wsporcze stosowane w budowie nowych linii 400 kV

W ciągu ostatnich kilku lat na terenie naszego kraju zostało wybudowanych kilkanaście nowych linii napowietrznych o napięciu 400 kV. Planuje się budowę kolejnych. W większości przypadków były lub będą to linie dwutorowe budowane z wykorzystaniem

standardowych słupów kratowych serii E33 (linie relacji Bydgoszcz-Piła Krzewina, Kozienice-Ołtarzew, Jasieniec-Grudziądz Węgrowo, Grudziądz-Pelplin), serii EK33 (linie relacji Jasieniec-Pątnów, Czarna-Pasikowice), serii Z1 (linie relacji Żydowo-Słupsk), serii Z_k33 (linie relacji Ostrów-Kromolice), serii EN422:16 (linie relacji Mikułowa-Świebodzice), serii SC34 i SB34 (linie relacji Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina) oraz serii S34 (linie relacji Trębaczew-Joachimów-Wielopole). W każdej serii słupów możemy wyróżnić kilka ich typów – słupy przelotowe P oraz mocne – M1, M3, M6. W większości serii słupów przewody jednego toru umieszczone są jeden nad drugim, przy czym na słupach serii E33, EK33, ZK33 i S34 w największej odległości od osi słupa umieszczone są przewody (wiązki) na dolnym poprzeczniku, a na słupach serii EN422:16 oraz SC34 i SB34 w największej odległości od osi słupa umieszczone są przewody (wiązki) na poprzeczniku środkowym (rys. 1). W tabeli 1 zestawiono odległości przewodów (wiązek) od osi słupów przelotowych P i mocnych M6 różnych serii słupów linii 400 kV.

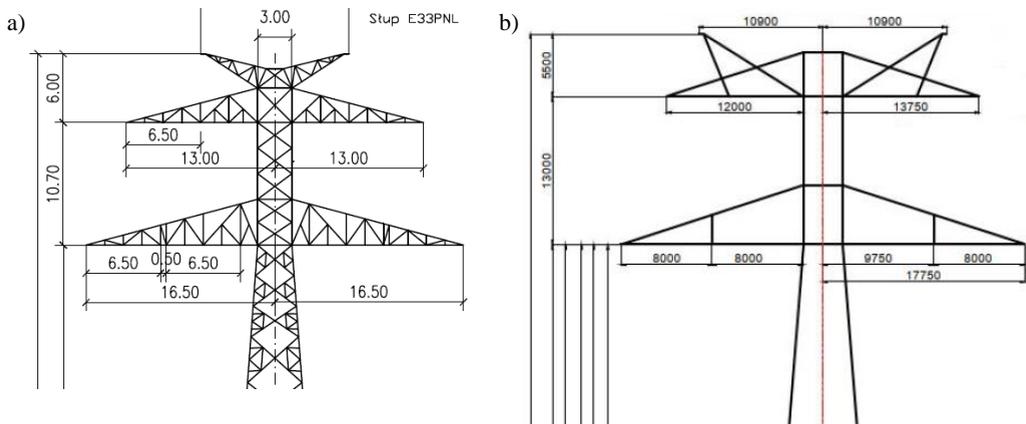
Dla odcinków linii prowadzonych przez tereny lasów możliwe jest zastosowanie dwóch konstrukcji linii z wykorzystaniem słupów leśnych typu PL oraz nadleśnych typu PNL lub MNL. W przypadku słupów leśnych różnych serii układ zawieszenia przewodów jest bardzo zbliżony do przelotowych słupów standardowych z tym, że zmniejszono w nich odstęp między skrajnymi przewodami fazowymi w celu ograniczenia pasa niezbędnej wycinki lasu. W przypadku słupów nadleśnych różnych serii przewody nie są zawieszane w układzie pionowym tylko w układzie trójkątnym – dwa przewody jednego toru na poprzeczniku dolnym oraz jeden przewód na poprzeczniku górnym (rys. 2).



Rys. 1. Sylwetki słupa: a) serii E33 i EK33, b) serii SC34 [15, 16]

Tabela 1. Odległości poszczególnych faz (wiązek przewodów) od osi słupa dla różnych serii i typów słupów

Seria słupów	Typ słupów	Odległość przewodu (wiązki) od osi słupa [m]		
		dolny poprzecznik	środkowy poprzecznik	górny poprzecznik
E33 lub EK33	P	8,13	7,65	7,37
	M6	11,6	11,0	11,0
ZK33	P	8,26	7,33	7,13
	M6	12,0	11,2	11,2
EN422:16	Ps3	10,0	13,5	9,5
	M6s3	12,5	16,5	12,5
SC34	P	9,25	12,47	8,62
	M6	13,0	16,4	12,4
S34	P	8,30	8,03	7,76
	M6	11,25	10,75	10,75

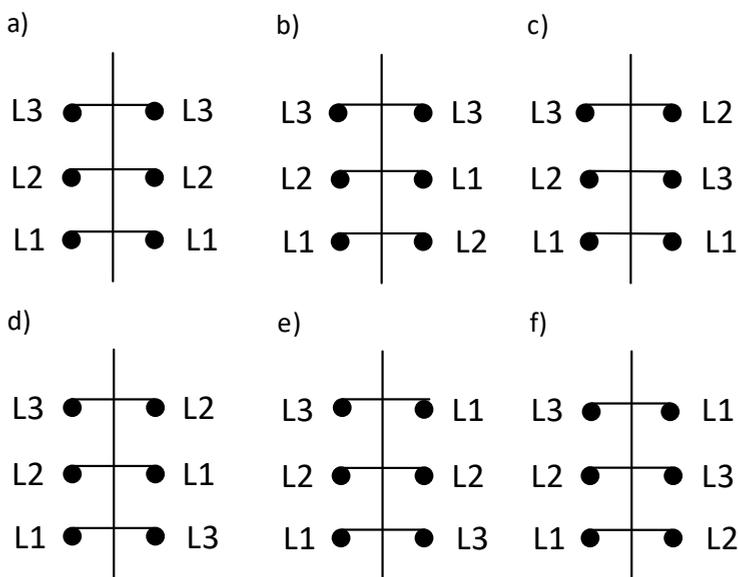


Rys. 2. Sylwetki słupa nadleśnego: a) serii EK33, b) serii SC34 [15, 16]

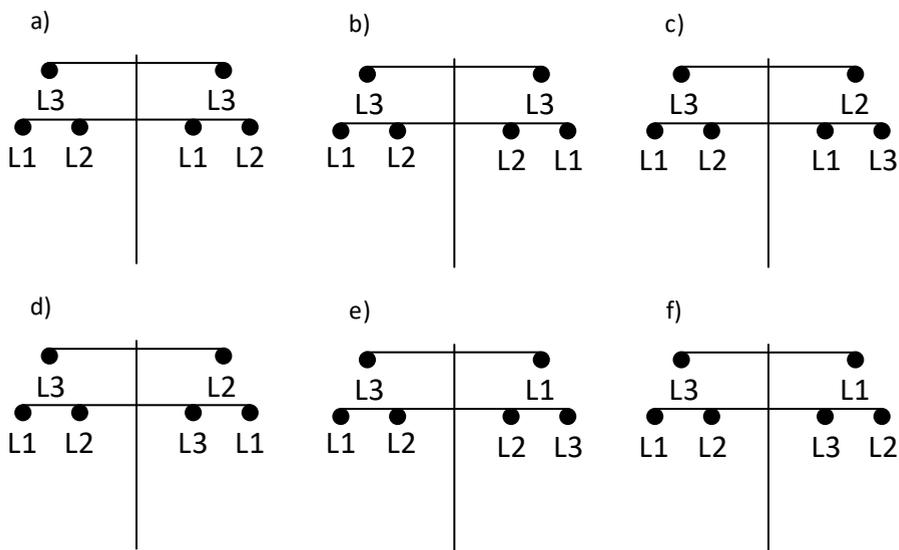
4. Obliczenia rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 400 kV

Analizę oddziaływania pola elektromagnetycznego towarzyszącego pracy dwutorowych linii napowietrznych o napięciu 400 kV przeprowadzono w oparciu o obliczenia dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych P-P oraz mocnych M6-M6 serii E33 (EK33), pary słupów przelotowych P-P serii SC34 (SB34) oraz pary słupów nadleśnych PNL-PNL serii SC34. Wybór takich słupów podyktowany był różną konfiguracją geometryczną przewodów – układ pionowy i trójkątny. Dodatkowo w każdym z pręseł

wykonano obliczenia dla sześciu różnych układów faz obu torów linii, które zobrazowano na rys. 3 i 4.



Rys. 3. Analizowane układy faz na słupach o pionowym układzie przewodów:
a) układ 1, b) układ 2, c) układ 3, d) układ 4, d) układ 5, e) układ 6



Rys. 4. Analizowane układy faz na słupach nadleśnych o trójkątnym układzie przewodów:
a) układ 1, b) układ 2, c) układ 3, d) układ 4, d) układ 5, e) układ 6

Istotną kwestią w procesie projektowania linii w aspekcie potencjalnego oddziaływania pola elektromagnetycznego na środowisko, jest wybór odpowiedniej serii słupów oraz w przypadku linii dwutorowych (wielotorowych) wybór optymalnego układu faz w poszczególnych torach linii. Czy istnieje taki układ faz, przy którym wartości poszczególnych składowych pól są największe lub najmniejsze? Zagadnienia te poruszane były w pracach [17–19]. Przy określaniu najbardziej niekorzystnego lub korzystnego układu faz autorzy prac [17, 18] brali pod uwagę podczas obliczeń rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego tylko maksymalne ich wartości (E_{\max} , H_{\max}) oraz szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m. Przeprowadzone obliczenia wykazywały jednak, że nie ma takiego układu faz, przy którym te trzy wielkości osiągałyby jednocześnie maksymalne albo minimalne wartości lub przekraczałyby wartości dopuszczalne sprecyzowane w przepisach [13].

Podczas obliczeń rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu różnych pręseł linii dla sześciu układów faz oprócz wyznaczenia wartości maksymalnych obu składowych pola i szerokości obszaru, w którym natężenie pola elektrycznego może przekroczyć wartość 1 kV/m, wyznaczono dodatkowo wartości obu składowych pola na granicy pasa technologicznego linii oraz wartości natężenia pola magnetycznego w odległości 60 m od osi linii. W celu porównania rozkładów pola elektromagnetycznego w otoczeniu linii 400 kV budowanych z użyciem różnych słupów do obliczeń przyjęto najbardziej niekorzystne warunki pracy linii – minimalną odległość przewodów od ziemi $h_{\min} = 10$ m, maksymalne napięcie 420 kV oraz maksymalne obciążenie przewodów (wiązka 3×468/24-A1F/UHST-261) $I_{\max} = 3200$ A/fazę. Wyniki obliczeń dla pręśla złożonego z pary słupów P-P oraz M6-M6 serii EK33 dla sześciu różnych układów faz przedstawiono w tabelach 2–5, a dla pręśla złożonego z pary słupów przelotowych serii SC34 w tabelach 6 i 7.

Tabela 2. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych serii EK33, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 10$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	8,57	43,4	±23,2	0,25	11,9	4,6
Układ 2	7,98	44,2	±23,5	0,16	10,2	3,9
Układ 3	8,47	41,9	±23,2	0,27	10,8	4,1
Układ 4	7,80	46,1	−23,8 + 23,5	0,22	7,4	2,5
Układ 5	7,24	48,0	±23,9	0,12	4,6	1,2
Układ 6	7,80	46,1	−23,5 + 23,8	0,22	7,4	2,5

Tabela 3. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych serii EK33, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 30$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	2,35	11,3	$\pm 26,3$	0,54	6,6	3,5
Układ 2	1,60	8,9	$\pm 22,5$	0,45	5,6	3,0
Układ 3	2,29	10,4	$\pm 26,0$	0,54	6,0	3,2
Układ 4	1,21	6,1	$-18,8 + 18,3$	0,40	3,8	1,9
Układ 5	0,88	5,7	–	0,38	2,2	0,8
Układ 6	1,21	6,1	$-18,3 + 18,8$	0,40	3,8	1,9

Tabela 4. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów mocnych M6 serii EK33, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 10$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	8,08	40,3	$\pm 26,8$	0,15	13,3	4,9
Układ 2	8,07	43,9	$\pm 27,1$	0,12	11,7	4,3
Układ 3	8,03	39,6	$\pm 26,9$	0,23	12,3	4,5
Układ 4	8,01	45,7	$-27,5 + 27,3$	0,27	9,4	2,9
Układ 5	7,71	47,6	$\pm 27,7$	0,25	7,2	1,7
Układ 6	8,01	45,7	$-27,3 + 27,5$	0,27	9,4	2,9

Tabela 5. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów mocnych M6 serii EK33, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 30$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	2,20	9,8	$\pm 28,9$	0,67	6,9	3,7
Układ 2	1,57	8,2	$\pm 26,6$	0,61	5,9	3,2
Układ 3	2,12	9,0	$\pm 28,6$	0,66	6,3	3,3
Układ 4	1,29	6,8	$-24,5 + 23,8$	0,57	4,3	2,2
Układ 5	1,05	7,3	$\pm 20,5$	0,54	3,2	1,2
Układ 6	1,29	6,8	$-23,8 + 24,5$	0,57	4,3	2,2

Tabela 6. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych serii SC34, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 10$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	8,30	43,8	$\pm 25,9$	0,56	12,7	4,9
Układ 2	7,73	41,9	$\pm 25,8$	0,49	11,0	4,3
Układ 3	8,26	43,3	$\pm 27,7$	0,69	11,6	4,3
Układ 4	7,58	45,6	$-28 + 26,8$	0,68	8,2	2,8
Układ 5	7,39	48,3	$\pm 27,2$	0,53	5,5	1,4
Układ 6	7,58	45,6	$-26,8 + 28$	0,68	8,2	2,8

Tabela 7. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych serii SC34, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 30$ m

Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	2,28	11,3	$\pm 26,2$	0,55	6,9	3,7
Układ 2	1,60	8,6	$\pm 23,3$	0,49	5,8	3,2
Układ 3	2,21	10,6	$\pm 25,8$	0,54	6,3	3,3
Układ 4	1,22	6,6	$-16,1 + 21,1$	0,38	4,0	2,1
Układ 5	0,85	6,4	–	0,37	2,6	1,0
Układ 6	1,22	6,6	$-21,1 + 16,1$	0,38	4,0	2,1

Konstrukcje słupów nadleśnych różnych serii są do siebie bardzo podobne. Różnice wynikają jedynie z różnych odległości zawieszenia przewodów od osi słupa. W każdym przypadku przewody rozmieszczone są jednak w układzie trójkątnym. W celu sprawdzenia jak układ faz wpływa na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego przeprowadzono obliczenia dla pary słupów nadleśnych serii SC34. Do obliczeń przyjęto analogiczne dane jak dla słupów o pionowym układzie przewodów z tym, że układy faz rozmieszczono zgodnie z rysunkiem 4, a ponadto przyjęto, że wysokość zawieszenia dolnych przewodów wynosi 27 m. Wyniki obliczeń dla sześciu różnych układów faz przedstawiono w tabeli 8.

Tabela 8. Zestawienie obliczonych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m, dla pręseł złożonych z pary słupów przelotowych nadleśnych PNL serii SC34, przy wysokości zawieszenia przewodów $h_{\min} = 27$ m

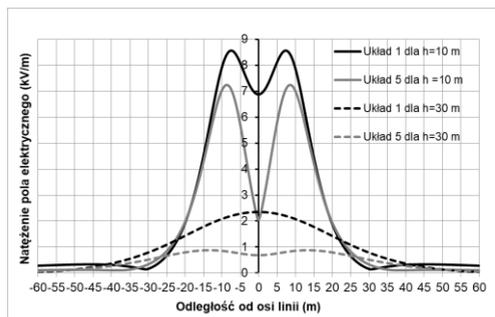
Układ faz	Maksymalna wartość E [kV/m]	Maksymalna wartość H [A/m]	Szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV/m [m]	E na granicy pasa technolog. [kV/m]	H na granicy pasa technolog. [A/m]	H w odległości 60 m od osi linii [A/m]
Układ 1	1,61	7,9	± 32	0,87	6,11	3,1
Układ 2	1,94	10,4	$\pm 28,2$	0,75	6,12	3,1
Układ 3	1,45	9,5	$-32,2 + 27,8$	0,88 i 0,82	5,73 i 4,74	2,6 i 2,0
Układ 4	1,0	4,5	–	0,74	3,41	1,7
Układ 5	1,74	10,0	± 30	0,83	4,88	2,0
Układ 6	1,45	9,5	$-27,8 + 32,2$	0,82 i 0,88	4,74 i 5,73	2,0 i 2,6

5. Analiza wyników obliczeń

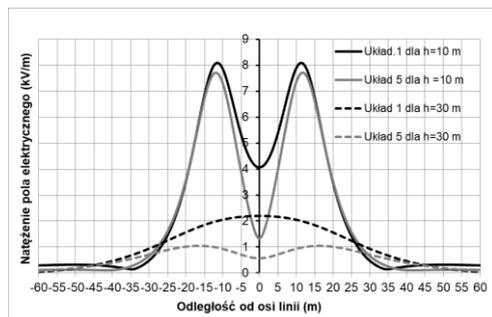
Porównując rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego wyznaczone w otoczeniu linii 400 kV zbudowanych na słupach różnych serii można stwierdzić, że są one do siebie bardzo zbliżone. Maksymalne wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego są nieco większe dla pręseł zbudowanych z pary słupów przelotowych niż mocnych. W przypadku pręseł zbudowanych z pary słupów mocnych rozszerza się obszar, w którym natężenie pola elektrycznego jest większe od 1 kV/m oraz zwiększają się wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego na granicy pasa technologicznego. W przypadku zwiększenia wysokości zawieszenia przewodów linii (z 10 m do 30 m) widać wyraźne obniżenie maksymalnych wartości obu składowych pola, zwiększenie szerokości obszaru, w którym $E > 1$ kV/m oraz wzrost natężenia pola elektrycznego na granicy pasa technologicznego przy jednoczesnym spadku natężenia pola magnetycznego w odległościach 35 i 60 m od osi linii.

Porównując wartości przedstawione w tabelach od 2 do 7 widać wyraźnie wpływ układu faz na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii zbudowanych ze słupów o pionowym układzie przewodów. Niezależnie od serii i typu słupów można stwierdzić, że najbardziej niekorzystnym układem faz jest układ 1 (symetryczne rozmieszczenie faz po obu stronach słupa). W tym przypadku od 3 do 6 parametrów kryterialnych osiąga maksymalne wartości. Układ faz oznaczony na rys. 2 jako układ 5 jest natomiast najbardziej korzystnym ze względu na oddziaływanie pola elektromagnetycznego. Niezależnie od serii i typu słupów dla tego układu faz od 4 do 6 parametrów kryterialnych przedstawionych w tabelach od 2 do 7 osiąga wartości minimalne. W celu lepszego zobrazowania wpływu układu faz na pole elektromagnetyczne wytwarzane w otoczeniu dwutorowych linii napowietrznych przedstawiono na rysunkach 5–7 rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego dla układu 1 i 5 dla dwóch różnych wysokości zawieszenia przewodów $h = 10$ m i $h = 30$ m.

a)

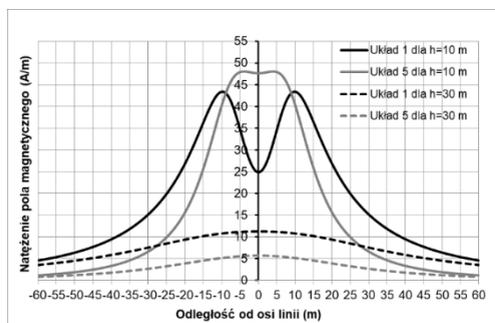


b)

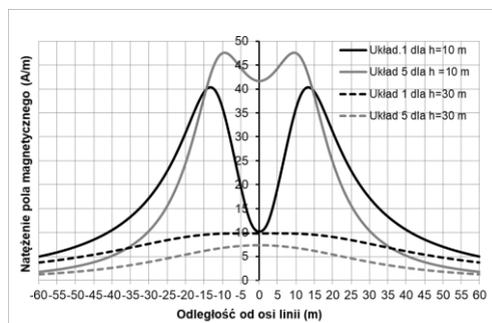


Rys. 5. Rozkłady natężenia pola elektrycznego w otoczeniu przęsła linii 400 kV zbudowanego z pary słupów: a) przelotowych P-P, b) mocnych M6-M6 serii EK33 dla 2 różnych układów faz

a)

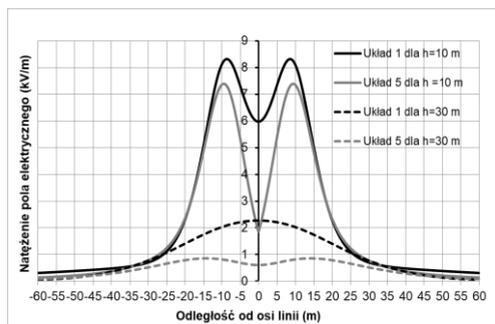


b)

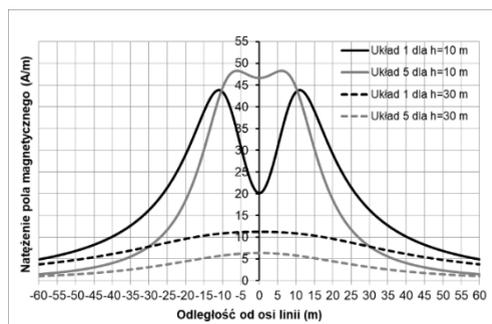


Rys. 6. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w otoczeniu przęsła linii 400 kV zbudowanego z pary słupów: a) przelotowych P-P, b) mocnych M6-M6 serii EK33 dla 2 różnych układów faz

a)

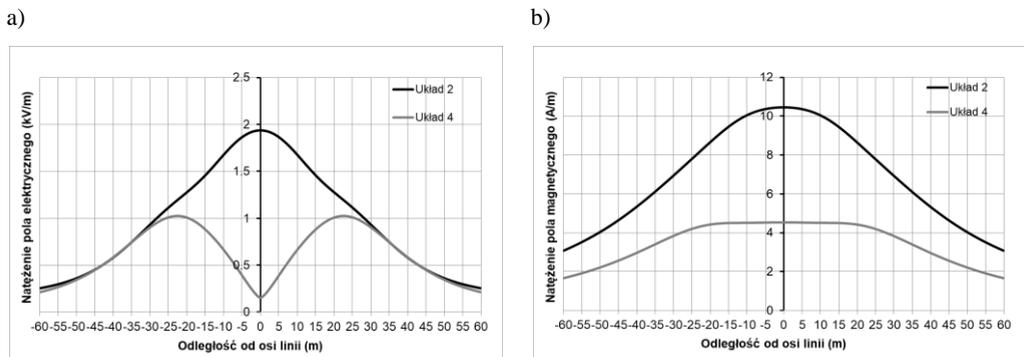


b)



Rys. 7. Rozkłady natężenia pola: a) elektrycznego, b) magnetycznego w otoczeniu przęsła linii 400 kV zbudowanego z pary słupów przelotowych P-P serii SC34 dla 2 różnych układów faz

W przypadku słupów nadleśnych o trójkątnym ułożeniu przewodów również możemy zauważyć istotny wpływ układu faz na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 400 kV zbudowanej na słupach typu PNL. Najbardziej niekorzystnym układem faz w przypadku słupów nadleśnych jest układ oznaczony na rys. 4 jako układ 2. Dla tego układu otrzymujemy największe wartości maksymalne natężenia pola elektrycznego i magnetycznego oraz największe wartości pola magnetycznego na granicy pasa technologicznego oraz w odległości 60 m od osi linii. Dla układu faz oznaczonego na rys. 4 jako układ 4 wszystkie wielkości kryterialne w tabeli 8 osiągają najmniejsze wartości, czyli linia z układem faz nr 4 charakteryzuje się najmniejszym oddziaływaniem pola elektromagnetycznego na środowisko. Porównanie rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego przy najbardziej niekorzystnym i korzystnym układzie faz przedstawiono na rys. 8.



Rys. 8. Rozkłady natężenia pola: a) elektrycznego, b) magnetycznego w otoczeniu przęsła linii 400 kV zbudowanego z pary słupów przelotowych nadleśnych PNL-PNL serii SC34 dla 2 różnych układów faz, przy wysokości zawieszenia przewodów $h=27\text{m}$

6. Wnioski

- Rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu nowych linii napowietrznych o napięciu 400 kV budowanych z użyciem słupów kratowych różnych serii i typów są do siebie bardzo zbliżone. Rozmieszczenie geometryczne przewodów (wiązek) na słupach o pionowych układzie przewodów nie wpływa znacząco na oddziaływanie pola elektromagnetycznego wytwarzanego w otoczeniu takich linii.
- Układ faz w dwutorowych liniach napowietrznych o napięciu 400 kV ma znaczący wpływ na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego w ich otoczeniu. Biorąc pod uwagę kilka wartości kryterialnych – maksymalne wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, szerokość obszaru, w którym $E > 1$ kV, war-

tości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego na granicy pasa technologicznego linii można wyróżnić układ faz najbardziej niekorzystny i korzystny pod względem oddziaływania pola elektromagnetycznego.

- W przypadku słupów o pionowym układzie przewodów największe oddziaływanie pola elektrycznego i magnetycznego występuje w przypadku symetrycznego rozmieszczenia faz po obu stronach słupa (układ 1 z rys. 3). Najmniejsze wartości wytwarzanego pola elektromagnetycznego występują w przypadku układu 5 z rys. 3.
- W przypadku słupów nadleśnych o trójkątnym układzie przewodów największe wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego występują dla układu 2 faz z rys. 4, najmniejsze natomiast dla układu 4 faz z rys. 4.

Literatura

- [1] Raport 2022 KSE, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022>
- [2] *Energetyka, dystrybucja, przesył*, Raport PTPiREE, 2023.
- [3] *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, listopad 2022.
- [4] *Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030. Założenia i cele oraz polityki i działania*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, wersja 4.1 z dn. 18.12.2019.
- [5] Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych Dz.U. 2021, poz. 234.
- [6] *Polityka Energetyczna Polski do 2040*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.
- [7] Uchwała nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”, Dz.U z 2020 r., poz. 946.
- [8] *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138).
- [9] PN-EN 50341-1:2013. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV*. Część 1: *Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne*.
- [10] PN-EN 50341-2:2022-06. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV*. Część 2-22: *Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski*.
- [11] *Standardowe Specyfikacje Techniczne. Linia napowietrzna 400 kV*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna, grudzień 2022.
- [12] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska*. Tekst jednolity, Dz.U. z 2019 r., poz. 1396 z późn. zm.
- [13] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku, Dz.U. z 2019 r., poz. 2448.
- [14] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, Dz. U. z 2014 r., poz. 112.
- [15] Karta informacyjna. *Sylwetki słupa EK33. Linia 400 kV Jasiniac-Pątnów*, Energoprojekt Kraków.
- [16] Karta informacyjna. *Słupy 400 kV serii SC34 i SB34*, Energoprojekt Kraków.
- [17] Jaworski M., *Skumulowane oddziaływanie pola elektromagnetycznego w otoczeniu linii napowietrznych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2022, nr 12.

- [18] Wróblewski Z., Habrych M., *Wpływ wzajemnego usytuowania przewodów fazowych w wielotorowych liniach WN na rozkład pola elektromagnetycznego*, Przegląd Elektrotechniczny, 2005, nr 6.
- [19] Helong L., Xueming W., Jinqun Z., Zhibin Z., *The optimal phase sequence arrangement of multicircuit transmission lines on the same tower*, 13th International Conference on Natural Computation, Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, July 29–31, 2017.

BADANIA REZYSTANCJI IZOLACJI – WYBRANE WYMAGANIA DOTYCZĄCE OCENY

Stan izolacji ma bardzo duży wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa podczas eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektrycznych. Jej dobry stan gwarantuje zarówno prawidłową ochronę przeciwporażeniową jak i przeciwpożarową. Podczas użytkowania może dojść do wielu niepożądanych zdarzeń mających wpływ na pogorszenie jej stanu. Jest to bezpośrednia przyczyna konieczności wykonywania sprawdzeń, mających na celu wykrycie uszkodzeń lub degradacji izolacji. Najpowszechniejszym sposobem oceny stanu izolacji od lat jest pomiar jej rezystancji. Badanie to polega na sprawdzeniu natężenia prądu przepływającego przez izolację pod wpływem określonego napięcia. W referacie przedstawiono i omówiono zasady wykonania badań oraz wymagania dotyczące oceny stanu rezystancji izolacji zawarte w polskich przepisach elektrycznych i normach od roku 1919 do chwili obecnej.

1. Wprowadzenie

Systematyczne badania stanu izolacji mogą zapobiec niebezpiecznym dla życia i zdrowia zdarzeniom oraz w przyszłości znacznie ograniczyć koszty związane z usuwaniem awarii oraz z utraconą produkcją. Regularne pomiary izolacji pomagają w wykryciu pogarszającego się stanu ochrony. Głównym zadaniem kontroli stanu izolacji przewodów instalacji oraz urządzeń elektrycznych jest wykrycie jej uszkodzeń, a tym samym możliwość zapobiegania zwarciom, które mogą być przyczyną zarówno pożarów, jak i porażen prądem elektrycznym.

Tabela 1. Metody oceny stanu izolacji [3]

Metoda	Możliwe do wykrycia	Miara oceny dla sprawdzającego
Oględziny	uszkodzenia, błędy montażu	widoczne uchybienia
Pomiar rezystancji izolacji	uszkodzenia, zawilgocenia, zanieczyszczenia	wartości graniczne rezystancji
Pomiar prądu upływowego	zawilgocenia, zanieczyszczenia, pojemność	wartości graniczne prądu upływowego

Pomiar rezystancji izolacji polega na zmierzeniu prądu płynącego przez materiał izolacyjny przy napięciu probierczym odpowiednim dla danego obiektu [2]. W tabeli 1 przedstawiono metody oceny stanu izolacji [3].

2. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie „Przepisów bezpieczeństwa dla urządzeń elektrycznych o napięciu do 250 woltów z roku 1919” [4]

Zgodnie z zapisami § 77 przepisu [4] przed uruchomieniem instalacji winna być wypróbowana izolacja przewodów względem ziemi jak również izolacja każdego z nich względem pozostałych. Pomiary izolacji winny być wykonane o ile można przy napięciu, odpowiadającym roboczemu, a przynajmniej przy napięciu nie mniejszym od 100 woltów. Jeżeli do pomiarów użyty jest prąd stały, to dla uniknięcia zjawisk elektrolitycznych należy baczyć, aby biegun ujemny źródła prądu był przyłączony do przewodu, którego izolacja jest mierzona.

Opór izolacji pomiędzy dwoma bezpiecznikami oraz za ostatnim bezpiecznikiem nie powinien być mniejszy od 1000 omów pomnożonych przez napięcie robocze, wyrażone w woltach. Temu warunkowi mogą nie odpowiadać linie napowietrzne i te części instalacji, które przechodzą przez pomieszczenia, przesycone wilgocią, jak np. garbarnie, farbiarnie, browary itp. Przy pomiarach stanu izolacji te części powinny być odłączone od instalacji, której stan izolacji mierzymy. Przy mierzeniu izolacji przewodów względem ziemi obwód winien być zamknięty, czyli lampy, silniki elektryczne itp. odbiorniki prądu winny być włączone. Przy mierzeniu izolacji między przewodami odbiorniki prądu winny być zupełnie odłączone od przewodów.

3. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie „Przepisów i norm Związku Elektrotechników Niemieckich z roku 1924” [5]

Zgodnie z zapisami § 5 przepisu [5] każda instalacja prądu silnego musi wykazać odpowiedni stan izolacji. Badanie izolacji należy wykonać możliwie napięciem roboczym, nie mniejszym jednak od 100 woltów. Przy badaniach izolacji względem ziemi za pomocą prądu stałego należy przyłączać do badanego przewodu, jeżeli to jest możliwe, biegun ujemny źródła prądu.

Jeżeli próbom podlega nie tylko izolacja między przewodami a ziemią, lecz także izolacja dwóch przewodów względem siebie, to należy odłączyć od badanych przewodów wszystkie żarówki, lampy łukowe, silniki i inne odbiorniki prądu, natomiast należy włączyć wszystkie oprawki i świeczniki, założyć wszystkie bezpieczniki i zamknąć

wszystkie wyłączniki. Oporność izolacji przewodu na takiej działce, jak również oporność izolacji każdej tablicy rozgałęźnej musi wynosić przynajmniej 1000 Ω pomnożone przez napięcie robocze. Od maszyn, akumulatorów i transformatorów nie wymaga się oporności izolacji, obliczonej na podstawie tych przepisów.

Przewody napowietrzne i te części instalacji, które są założone w pomieszczeniach wilgotnych i przesyconych, np. w browarach, farbiarniach, garbarniach itd., lub pod gołym niebem, mogą nie odpowiadać wymaganiom podanym wyżej.

4. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie „Przepisów budowy i ruchu urządzeń elektrycznych prądu silnego z roku 1932” [6]

Zgodnie z zapisami § 3 pkt. C przepisu [6] stan izolacji każdego urządzenia prądu silnego (z wyjątkiem maszyn, akumulatorów i transformatorów, dla których istnieją specjalne przepisy) powinien być taki, aby oporność izolacji mierzona między przewodami i w stosunku do ziemi wynosiła przy niskim napięciu, między każdymi dwoma miejscami zabezpieczenia, następującymi po sobie wzdłuż linii lub poza ostatnim bezpiecznikiem czy automatem do końców wszystkich odgałęzień, najmniej 1000 omów na każdy wolt napięcia roboczego. Wynika z tego na każdej takiej przestrzeni upływ prądu najwyżej jednego miliampera.

Taka sama oporność izolacji wymagana jest dla każdego urządzenia rozdzielczego (rozdzielnicy, tablicy lub tabliczki rozdzielczej). Wyjątek od tego warunku dopuszczalny jest dla przewodów napowietrznych i przewodów, prowadzonych w pomieszczeniach wilgotnych lub z oparami żrącymi albo na zewnątrz budynku.

W pomieszczeniach tych urządzenia elektryczne muszą jednak być wykonywane ze szczególną dbałością o należyty dobór materiałów, dobrą izolację i staranną robotę. W badanych urządzeniach można przy pomiarze oporności izolacji odłączyć na wszystkich biegunach lub fazach przewody, idące przez pomieszczenia wilgotne itp., a pozostałe przewody powinny odpowiadać powyższym minimalnym wymaganiom. Pomiary oporności izolacji powinny być dokonywane, ile możliwości napięciem roboczym, co najmniej jednak napięciem 100 V. Podczas dokonywania pomiaru oporności względem ziemi prądem stałym, do próbnego przewodu należy przyłożyć, ile możliwości, biegun ujemny, a czas trwania każdego pomiaru powinien wynosić około minuty.

Jeżeli się mierzy nie tylko oporność izolacji przewodów względem ziemi, ale też oporność izolacji pomiędzy każdymi dwoma przewodami, to wszystkie odbiorniki (żarówki, przyrządy i motory) powinny być od przewodów odłączone, natomiast wszystkie świece włączone, stopki (korki, paski) założone i wyłączniki włączone. Oporność izolacji powinna odpowiadać minimalnym wymaganiom podanym wyżej.

5. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie „Przepisów Budowy Urządzeń Elektrycznych z roku 1960” [7]

Zgodnie z zapisami § 18 przepisu [7] wartość oporności izolacji przewodów w zwykłych pomieszczeniach, mierzona na odcinku między dwoma sąsiednimi zabezpieczeniami lub za ostatnim zabezpieczeniem, nie powinna być mniejsza niż 1000 omów na 1 wolt napięcia w obwodzie. Zaleca się, aby najmniejsza wartość oporności izolacji przewodów w pomieszczeniach wilgotnych i pomieszczeniach o wyziewach żrących nie była mniejsza od wartości oporności podanej w ust. 1:

- o 200 Ω na 1 wolt przy napięciu międzyprzewodowym do 250 V,
- o 500 Ω na 1 wolt przy napięciu międzyprzewodowym powyżej 250 V.

Dopuszcza się ulgę w zakresie wymaganych w ust. 1 oporności izolacji, dla instalacji wykonanych przewodami wtynkowymi oraz instalacji w rurkach pod tynkiem w nowych budynkach. Pomiar oporności izolacji należy wykonać za pomocą induktora o napięciu co najmniej 500 wolt, przy otwartych obwodach, mierząc oporność izolacji każdej żyły względem ziemi i każdych dwóch żył względem siebie. W czasie pomiarów w sieci siłowej należy odłączyć odbiorniki, aparaty, przyrządy itp. W sieci oświetleniowej żarówki należy wykręcić, a oprawy oświetleniowe, gniazda wtyczkowe, wyłączniki i tablice obwodów oświetleniowych załączyć. Główki bezpieczników i wkładki topikowe należy w czasie pomiaru usunąć z gniazd i podstaw bezpiecznikowych.

6. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie „Rozporządzenia Ministra Energetyki i Energii Atomowej oraz Administracji, Gospodarki Terenowej i Ochrony Środowiska w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać instalacje elektroenergetyczne i urządzenia oświetlenia elektrycznego z dnia 9 kwietnia 1977 r.” [8]

Zgodnie z § 33. przepisu [8] rezystancja izolacji instalacji elektroenergetycznej w pomieszczeniach suchych, przejściowo wilgotnych i zapyłonych, zmierzona induktorem o napięciu znamionowym co najmniej 500 V na odcinku między dwoma sąsiednimi zabezpieczeniami lub za ostatnim zabezpieczeniem, nie powinna być mniejsza od 1000 Ω na 1 V napięcia znamionowego instalacji. Dla instalacji elektroenergetycznej w nowo wykonanych budynkach z przewodami ułożonymi w otworach prefabrykowanych elementów budowlanych bezpośrednio pod tynkiem albo w rurach instalacyjnych pod tynkiem dopuszcza się na okres jednego roku od wykonania instalacji rezystancję izolacji mniejszą niż określona w ust. 1, lecz nie mniejszą od:

- 800 Ω na 1 V napięcia znamionowego instalacji przy napięciu znamionowym międzyprzewodowym nie większym niż 250 V,

- 500 Ω na 1 V napięcia znamionowego instalacji przy napięciu znamionowym międzyprzewodowym wyższym od 250 V. Wartość rezystancji izolacji instalacji elektroenergetycznej w pomieszczeniach wilgotnych, bardzo wilgotnych i o wyziewach żrących oraz na zewnątrz pomieszczeń powinna zapewnić bezpieczne użytkowanie instalacji.

7. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie PN-88 E-04300 [9]

Zgodnie z wymaganiami normy [9] należy zmierzyć rezystancję izolacji między:

- każdym przewodem fazowym a ziemią,
- przewodem neutralnym a ziemią w układach sieciowych, w których przewód neutralny ma taką samą izolację względem ziemi, jak przewody fazowe, po odłączeniu wszystkich połączeń z uziemieniem,
- każdymi dwoma przewodami roboczymi (fazowymi i neutralnym).

Przed wykonaniem pomiarów należy:

- odłączyć zasilanie,
- odłączyć wszystkie odbiorniki (wykręcić żarówki i lampy wyładowcze, wyjąć wtyczki odbiorników przenośnych odłączyć przewody od odbiorników zainstalowanych na stałe),
- odłączyć wszystkie elementy mogące ulec uszkodzeniom (np. elektroniczne),
- zamknąć wszystkie łączniki.

Dopuszcza się, aby przy wykonywaniu pomiarów wg poz. a) i b) wszystkie przewody fazowe i przewód neutralny były połączone razem. Pomiary należy wykonać prądem stałym o napięciach probierczych nie mniejszych niż podane w tabeli 2 [9].

Tabela 2. Minimalne wartości rezystancji izolacji wg [9]

Lp.	Napięcie nominalne obwodu U [V]	Napięcie probiercze U_p [V]	Rezystancja izolacji R [M Ω]
1	$U \leq U_l$	250	$\geq 0,25$
2	$U_l < U \leq 500$ V	500	$\geq 0,5$
3	$500 < U \leq 1000$ V	1000	$\geq 1,0$

Wynik pomiaru należy uznać za dodatni, jeżeli rezystancja izolacji jest nie mniejsza niż podana w tabeli 2.

8. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie PN-93 E-05009/61 [10]

Zgodnie z wymaganiami normy [10] rezystancję izolacji należy zmierzyć:

- między przewodami roboczymi brany kolejno po dwa;

UWAGA:

W praktyce, pomiar ten można wykonać tylko w czasie montażu instalacji przed przyłączeniem odbiorników.

- między każdym przewodem roboczym i ziemią.

UWAGI:

1. W układach TN-C, przewód PEN traktuje się jako część uziomu.
2. W czasie tego pomiaru, przewody fazowe i neutralny mogą być ze sobą połączone.

Rezystancja izolacji, zmierzona przy napięciu probierczym o wartościach podanych w tabeli 3 jest zadowalająca, jeżeli jej wartość dla każdego obwodu przy wyłączonych odbiornikach nie jest mniejsza od odpowiedniej wartości podanej w tabeli 3.

Pomiary należy wykonać pędem stałym. Przyrząd probierczy powinien umożliwiać zasilanie napięciem probierczym podanym w tabeli 3, przy obciążeniu prądem 1 mA.

Jeżeli w obwód są włączone urządzenia elektroniczne, należy jedynie wykonać pomiar między przewodami fazowymi połączonymi razem z przewodem neutralnym a ziemią.

Tabela. 3. Minimalne wartości rezystancji izolacji wg [10]

Napięcie nominalne obwodu [V]	Napięcie probiercze prądu stałego [V]	Rezystancja izolacji [MΩ]
SELV i FELV gdy obwód zasilany z transformatora ochronnego ...	250	≥0,25
≤500 V włącznie z wyjątkiem przypadków jw.	500	≥0,5
>500 V	1000	≥1,0

9. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie PN-IEC 60364-6-61:2000 [11]

Zgodnie z wymaganiami normy [11] rezystancję izolacji należy zmierzyć:

- między kolejnymi parami przewodów czynnych;
- między każdym przewodem czynnym a ziemią.

UWAGI:

1. W układach TN-C, przewód PEN traktuje się jako część uziemienia.
2. W czasie tego pomiaru przewody fazowe i neutralny mogą być ze sobą połączone.

Rezystancja izolacji mierzona przy napięciu probierczym o wartościach podanych w tabeli 4 jest zadowalająca, jeżeli jej wartość dla każdego obwodu przy odłączonych odbiornikach nie jest mniejsza niż odpowiednia wartość podana w tabeli 4.

Tabela 4. Minimalne wartości rezystancji izolacji wg [11]

Napięcie nominalne obwodu [V]	Napięcie probiercze d.c. [V]	Rezystancja izolacji [MΩ]
SELV i FELV, gdy obwód zasilany z transformatora ochronnego ...	250	≥0,25
Do 500 V włącznie z wyjątkiem przypadków jw.	500	≥0,5
Powyżej 500 V	1000	≥1,0

Pomiary należy wykonać prądem stałym. Przyrząd probierczy powinien umożliwiać zasilanie napięciem probierczym podanym w tabeli 4 przy obciążeniu prądem 1 mA. Jeżeli w obwód są włączone urządzenia elektroniczne, to należy jedynie wykonać pomiar między przewodami fazowymi połączonymi razem z przewodem neutralnym a ziemią.

10. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie PN-HD 60364-6: 2008 [12]

Zgodnie z wymaganiami normy [12] rezystancję izolacji należy zmierzyć między przewodami czynnymi a przewodem ochronnym, przyłączonym do układu uziemiającego. Do tego pomiaru przewody czynne można połączyć razem.

Tabela 5. Minimalne wartości rezystancji izolacji wg [12]

Napięcie nominalne obwodu [V]	Napięcie probiercze d.c. [V]	Rezystancja izolacji [MΩ]
SELV i PELV	250	≥0,5
Do 500 V włącznie, w tym FELV	500	≥1,0
Powyżej 500 V	1000	≥1,0

Jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że ograniczniki przepięć (SPD) lub inne urządzenia mogą mieć wpływ na próbę sprawdzającą lub mogą się uszkodzić, takie urządzenia należy odłączyć przed wykonaniem pomiaru rezystancji izolacji. Jeżeli odłączenie takich urządzeń jest w sposób uzasadniony niewykonalne (np. w przypadku stałych gniazd wtyczkowych z wbudowanymi SPD), napięcie probiercze dotyczące szczególnego obwodu może być obniżone do 250 V d.c., ale rezystancja izolacji powinna mieć wartość co najmniej 1 MΩ.

UWAGI

1. Do celów pomiarowych przewod neutralny odłącza się od przewodu ochronnego.
2. W układach TN-C pomiar wykonuje się między przewodami czynnymi a przewodem PEN.

3. W pomieszczeniach, w których występuje zagrożenie pożarowe, pomiar rezystancji izolacji powinien być wykonany między przewodami czynnymi. W praktyce może być konieczne wykonanie tego pomiaru podczas montażu instalacji, przed przyłączeniem wyposażenia.
4. Wartości rezystancji izolacji są zwykle dużo większe niż wartości podane w tabeli 6A. Jeżeli takie wartości wykazują ewidentne różnice, konieczne są dalsze badania dla zidentyfikowania przyczyn.

11. Pomiary stanu izolacji wykonywane na podstawie PN-HD 60364-6: 2016 [13]

Zgodnie z wymaganiami normy [13] rezystancję izolacji należy zmierzyć:

- między przewodami czynnymi,
- między przewodami czynnymi a uziemionym przewodem ochronnym/ochronno-neutralnym (podczas pomiaru wszystkie przewody czynne mogą być zwarte ze sobą). Do tego pomiaru przewody czynne można połączyć razem. Jeżeli obwód zawiera wyposażenie, które może mieć wpływ na wyniki lub może zostać uszkodzone podczas pomiarów, pomiar należy przeprowadzić tylko między połączonymi ze sobą przewodami czynnymi a uziemieniem.

Tabela 6. Minimalne wartości rezystancji izolacji wg [13]

Napięcie nominalne obwodu [V]	Napięcie probiercze d.c. [V]	Rezystancja izolacji [MΩ]
SELV i PELV	250	≥0,5
Do 500 V włącznie, w tym FELV	500	≥1,0
Powyżej 500 V	1000	≥1,0

Rezystancja izolacji, mierzona przy napięciu probierczym jest zadowalająca, jeżeli wynik badania dla każdego obwodu przy odłączonych odbiornikach nie jest mniejszy niż odpowiednia wartość podana w tabeli 6.

12. Podsumowanie

Przepisy normalizujące zasady badania stanu izolacji zmieniały się w Polsce wraz z upływem lat oraz uwzględniając rozwój wiedzy i doświadczeń pomiarowych zdobytych podczas użytkowania sieci i instalacji elektrycznych.

Jak wynika z analizy przedstawionych przepisów i norm, można wysnuć wniosek, iż kolejne zmiany w sposobie wykonywania badania oraz ich oceny związane były z dostosowaniem ich do ówczesnego stanu wiedzy technicznej w tym zakresie oraz do stosowanych w danym czasie materiałów i technologii.

Literatura

- [1] Danielski L., Jabłoński W., Osiński S., *Badania instalacji elektrycznych niskiego napięcia, część II*, Centrum Szkoleniowe TREES, Wrocław 1998.
- [2] Domański R., *Ocena stanu izolacji na podstawie rozkładu prądu i rezystancji w funkcji czasu trwania pomiaru*, [w:] Materiały konferencyjne ELSAF 2022, OW PWr, Wrocław 2022.
- [3] Czapp S., *Kontrola stanu izolacji instalacji elektrycznych niskiego napięcia – przegląd aktualnych wymagań w zakresie prób i pomiarów*, INPE: Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych, Miesięcznik SEP, 2011, R. 17, nr 139 (kwiecień 2011), s. 3–21.
- [4] Przepisy Bezpieczeństwa dla urządzeń elektrycznych o napięciu do 250 woltów, Ministerstwo Pracy i Opieki Społecznej, Warszawa 1919.
- [5] Przepisy i Normy Związku Elektrotechników Niemieckich, Wydawnictwo Związku Elektrowni Polskich, Warszawa 1924.
- [6] Przepisy Budowy i Ruchu Urządzeń Elektrycznych Prądu Silnego, PNE 10-1932/46, SEP, Warszawa 1947.
- [7] Przepisy Budowy Urządzeń Elektrycznych, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, Państwowa Inspekcja Energetyczna, Warszawa 1960.
- [8] Rozporządzenie Ministrów Energetyki i Energii Atomowej oraz Administracji, Gospodarki Terenowej i Ochrony Środowiska z dnia 9 kwietnia 1977 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać instalacje elektroenergetyczne i urządzenia oświetlenia elektrycznego, Dz.U. 1977 Nr 14, poz. 58.
- [9] PN-E-04300:1988. *Instalacje elektryczne na napięcie nie przekraczające 1000V w budynkach. Badania techniczne przy odbiorach.*
- [10] PN-E-05900:1993. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Sprawdzanie – Sprawdzanie odbiorcze.*
- [11] PN-IEC 60364-6-61:2000. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Sprawdzanie – Sprawdzanie odbiorcze.*
- [12] PN-HD 60364-6:2008. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie.*
- [13] PN-HD 60364-6:2016-07. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie.*

Michał CZOSNYKA, Joanna BUDZISZ

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

ALGORYTM WYKRYWANIA ISKRZENIA W DETEKTORACH AFDD

W referacie przedstawiono detektory iskrzenia AFDD stanowiące dodatkową ochronę przeciwpożarową instalacji elektrycznej przed skutkami iskrzenia i wyładowania łukowego w obrębie tego samego przewodu (zakłócenie szeregowe). W referacie skupiono się na przedstawieniu zasady działania i detekcji wyładowania łukowego przez te urządzenia. Zaprezentowano algorytm funkcjonowania detektorów i sposób podejmowania decyzji o wyłączeniu stanu awaryjnego. Wskazano na wady oraz zalety detektorów AFDD oraz przedstawiono zasadność ich stosowania jako urządzenia dodatkowego przy ochronie przeciwpożarowej.

1. Wprowadzenie

Występowanie pożarów w wyniku awarii instalacji elektrycznej stanowi realne zagrożenie, któremu trzeba skutecznie przeciwdziałać. W instalacjach elektrycznych istnieją różne przyczyny, które mogą prowadzić do powstania pożaru. Jednym z potencjalnych zagrożeń jest pojawienie się iskrzenia lub łuku elektrycznego, które mogą występować w instalacji równoległe (w obrębie dwóch przewodów) lub szeregowo (w obrębie jednego przewodu). Łuk elektryczny to wyładowanie elektryczne które jeśli jest stabilne, może prowadzić do lokalnego wzrostu temperatury uszkodzenia izolacji, co z kolei może stanowić przyczynę pożarów. Gdy łuk osiąga stan stabilnego palenia, jedynym sposobem na jego zgaszenie jest interwencja przeciwpożarowa. Dlatego kluczowe staje się zapobieganie wystąpieniu łuku elektrycznego [1].

Pożary wywołane przez prąd elektryczny według statystyk europejskich stanowią około 30% wszystkich pożarów i ten stosunek praktycznie nie uległ zmianie przez wiele lat (rys. 1). W połowie tych przypadków, przyczyną pożaru jest uszkodzenie odbiornik energii, a w około 30% przypadków problem jest instalacja elektryczna [2].

Detektory iskrzenia AFDD (ang. *Arc Fault Detection Device*), zwane także przeciwpożarowymi detektorami iskrzenia, są urządzeniami zabezpieczającymi instalacje niskiego napięcia przed pojawieniem się łuku elektrycznego. Działają one poprzez wykrywanie iskrzenia spowodowanego m.in. uszkodzeniami mechanicznymi przewodów czy poluzowanymi stykami. Dostępne na rynku modele detektorów mogą mieć różną konstrukcję, z jednym (AFDD), dwoma (AFDD+MCB) lub trzema modułami

(AFDD+MCB+RCD). Urządzenia te stanowią dodatkową warstwę ochrony przeciwpożarowej, umożliwiając wczesne reagowanie na potencjalne zagrożenia.

Aby zapewnić ochronę przeciwpożarową, detektory AFDD muszą reagować we wczesnej fazie powstawania łuku, czyli na etapie iskrzenia. Istotne jest, aby były zdolne do wykrywania potencjalnie niebezpiecznych sytuacji, ale jednocześnie nie reagowały na naturalne iskrzenie, które może występować w normalnej pracy urządzeń, np. silników komutatorowych.

Przyczyny pożaru



Rys. 1. Statystyki dotyczące przyczyn pożarów [2]

W normie IEC 60364-4-42 wskazano na korzyści z użycia tych urządzeń w miejscach o dużym natężeniu ruchu ludzi, w obiektach podatnych na pożar (zakłady papiernicze) oraz tam, gdzie przechowywane są wartościowe historycznie lub kulturowo eksponaty (muzea). Wprowadzenie detektorów iskrzenia nie tylko poprawia ochronę przeciwpożarową, ale także zwiększa ogólny poziom bezpieczeństwa w instalacjach elektrycznych [3].

Norma IEC 62606 określa natomiast parametry i wymagania odnośnie działania detektorów iskrzenia i charakterystyki czasowo-prądowe [4].

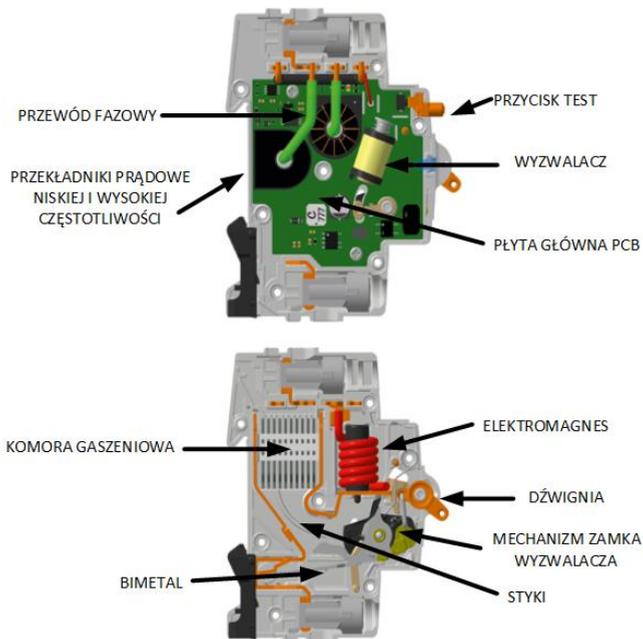
2. Budowa detektora AFDD

Detektory AFDD są urządzeniami przeznaczonymi do montażu na szynie DIN w rozdzielniczy zasilającej poszczególne odbiory energii elektrycznej. Projektowane są zgodnie z obowiązującymi standardami dotyczącymi aparatury modułowej instalowanej w rozdzielnicach niskiego napięcia i zwykle nie odstają wymiarami od klasycznych wyłączników nadprądowych czy różnicowoprądowych. Różnice pojawiają się w budowie wewnętrznej, bowiem detektory iskrzenia są aparatami o dużym stopniu złożoności.

Zasadniczo budowę wewnętrzną można podzielić na dwie części: część elektroniczną i mechaniczną (rys. 2).

Część mechaniczna odpowiedzialna jest za przeprowadzenie bezpiecznego procesu załączania napięcia i wyłączania zasilania w przypadku wykrycia stanu awaryjnego. Budowa tej sekcji niczym nie różni się od klasycznego wyłącznika nadprądowego i można w niej wyróżnić:

- styki ruchome i nieruchome,
- terminale służące do przyłączenia przewodów,
- komorę gaszeniową,
- cewkę elektromagnesu,
- element termobimetalowy,
- mechanizm dźwigni,
- wskaźniki.



Rys. 2. Budowa wewnętrzna detektora AFDD; opracowanie własne na podstawie [5]

Detekcja iskrzenia w instalacji elektrycznej przeprowadzana jest na podstawie zaawansowanej analizy przebiegu prądu obciążenia zarówno w dziedzinie czasu, jak i w dziedzinie częstotliwości.

Część elektroniczna jest zatem najważniejszym elementem detektora AFDD i to od niej zależy jakość i skuteczność detekcji wyładowań łukowych w instalacji. Zbudowana jest najczęściej w oparciu o jedną płytkę drukowaną PCB na której umieszczone są

sensory (przekładniki prądowe) oraz mikroprocesor dokonujący analizy sygnałów i podejmujący decyzję w oparciu o zaimplementowany wielokryterialny algorytm. Część elektroniczna zasilana jest z miniaturowego zasilacza impulsowego znajdującego się na tej samej płytce PCB.

Do analizy sygnałów prądowych wykorzystuje się dwa przekładniki prądowe. Pierwszy (m.cz./LF) dokonujący pomiaru prądu obciążenia w dziedzinie niskiej częstotliwości 50 Hz, oraz drugi (w.cz./HF) dokonujący analizy sygnału prądowego w dziedzinie wysokiej częstotliwości – rzędu 10 MHz – w zależności od przyjętego algorytmu detekcji. Dodatkowo część elektroniczna wyposażona jest w wyzwalacz współpracujący z mechanizmem zamka w części mechanicznej oraz przycisk inicjujący automatyczny test urządzenia. W przypadku modułu detektora AFDD zainicjowanie testu nie powoduje wyłączenia aparatu, tak jak ma to miejsce w wyłącznikach różnicowoprądowych.

W detektorach AFDD wyposażonych dodatkowo w wyłącznik różnicowoprądowy, do zaprezentowanego wcześniej zestawu dołączany jest moduł z służący do wykrywania prądów upływowych. Część mechaniczna jest wspólna dla wszystkich modułów.

3. Zasada działania

Aby detektor iskrzenia pracował w skuteczny sposób muszą być spełnione podstawowe zasady dotyczące:

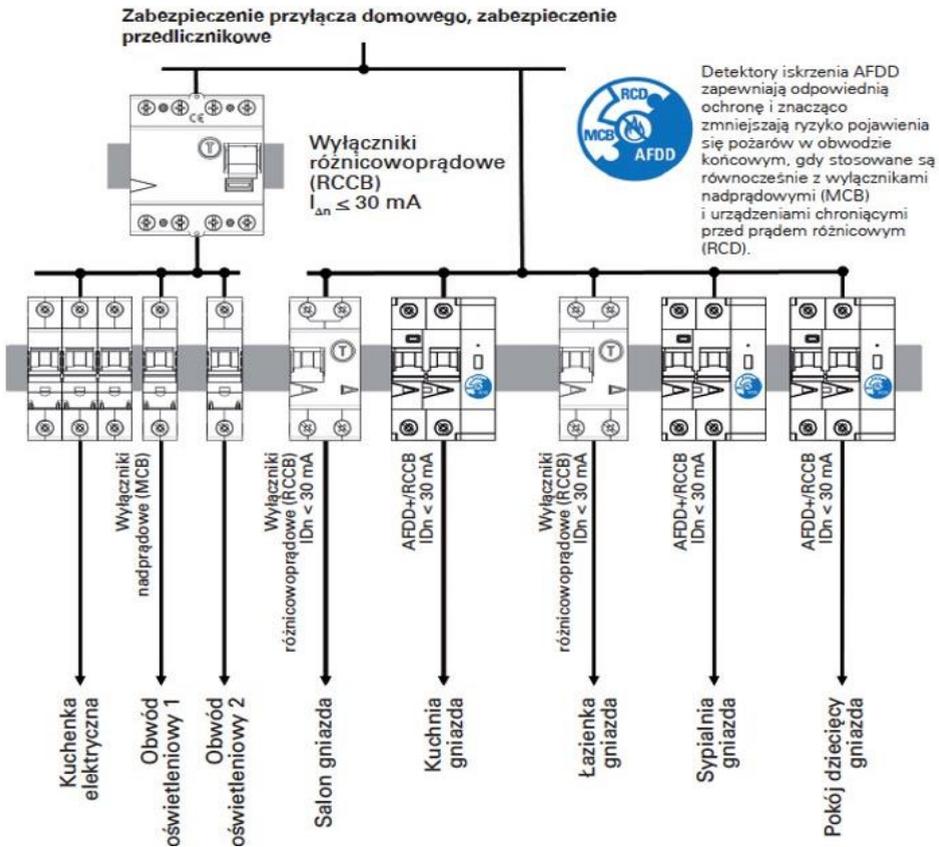
- **sposobu montażu detektora** – zasilanie i odbiory powinny być podłączone do detektora zgodnie z oznaczeniami producenta,
- **maksymalnej długości przewodów** – przyjmuje się, że proces detekcji iskrzenia jest skuteczny gdy długość przewodów w instalacji odbiorczej od detektora nie przekracza 70 metrów,
- **minimalnego progu zadziałania** – detektory wykrywają iskrzenie, które jest udziałem prądu obciążenie powyżej 2,5 A.

Wykrywanie wyładowania łukowego w instalacjach elektrycznych jest zadaniem złożonym [6]. Rozwój tego rodzaju wyładowania jest zależny od wielu czynników, takich jak:

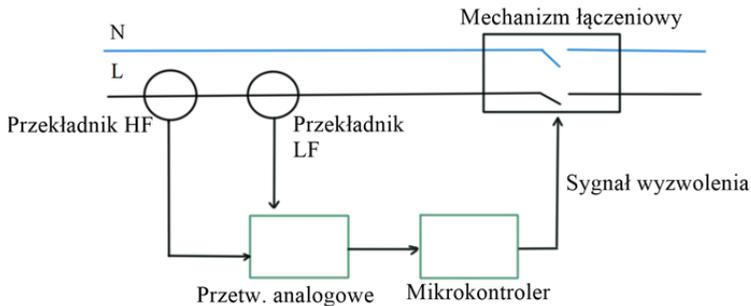
- wartość napięcia,
- rodzaj obciążenia i wartość prądu obciążenia
- odległość między elementami przewodzącymi,
- rodzaj materiału,
- temperatura i wymiana ciepła z otoczeniem.

Zasada działania detektora AFDD opiera się na analizie sygnałów prądowych w dziedzinie niskiej częstotliwości prądu 50 Hz (rys. 4) i wysokiej częstotliwości prądu poddawanej badaniu transformatą Fouriera (FFT). Iskrzenie w instalacji elektrycznej jest bowiem

widoczne w przebiegu prądu poprzez pojawienie się specyficznego odkształcenia przebiegu prądu obciążenia nazywanego ramionami (ang. *shoulders*).

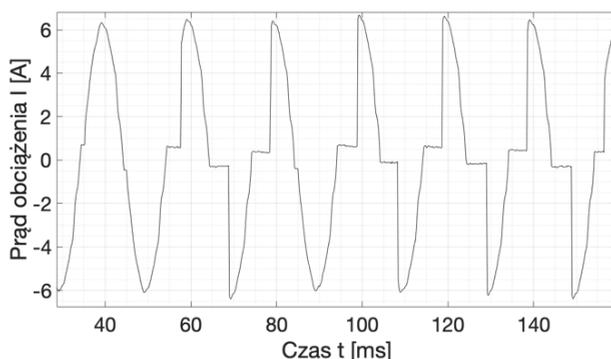


Rys. 3. Przykład instalacji elektrycznej z zastosowaniem detektora AFDD w budownictwie mieszkaniowym [1]



Rys. 4. Schemat ideowy detektora AFDD; opracowanie własne

Kształt tego odkształcenia różni się od kształtu naturalnego iskrzenia, które ma miejsce w instalacjach elektrycznych między innymi w uniwersalnym silniku komutatorowym. Pojawienie się ramion w kształcie przepływającego w obwodzie prądu obciążenia jest jednym z wskaźników branych przez wyłącznik pod uwagę w wykrywaniu szeregowego iskrzenia w instalacji (rys. 5).



Rys. 5. Przebieg prądu podczas iskrzenia; opracowanie własne

Równoległe do tego analizie poddawane jest widmo prądu w zakresie wysokiej częstotliwości rzędu kilkunastu lub kilkudziesięciu MHz – w zależności od przyjętego algorytmu detekcji i producenta aparatu. Korzystając z FFT (ang. *Fast Fourier Transform*) i obserwując prąd obciążenia w funkcji częstotliwości można zauważyć pojawienie się peaków w widmie prądu podczas występującego iskrzenia. W zależności od przyjętej strategii uwidocznienie się artefaktów w obserwowanym selektywnie wąskim paśmie częstotliwości może potwierdzić, że w danej instalacji doszło do niepożądanego iskrzenia a nie iskrzenia naturalnego, spowodowanego podłączeniem specyficznego odbiornika.

Sygnały z obu przekładników prądowych trafiają w pierwszej kolejności do przetwornika analogowo-cyfrowego A/D i wzmacniacza sterującego a następnie na wejścia mikrokontrolera, gdzie poddawane są właściwej analizie.

Po spełnieniu warunków określonych przez algorytm zaprogramowany w mikrokontrolerze następuje podjęcie decyzji o wyłączeniu napięcia poprzez podanie sygnału na wyzwalacz współpracujący z mechanizmem zamka wyłącznika.

4. Algorytm detekcji

Nie ma jednego uniwersalnego algorytmu detekcji na podstawie którego działają wszystkie detektory AFDD. Program z algorytmem zaimplementowany w danym urządzeniu jest chroniony przez producentów i z punktu widzenia użytkownika stanowi

czarną skrzynkę wykonującą określone zadania. Opisywane w literaturze algorytmy dają jednak pewne ogólne pojęcie, na podstawie których przesłanek i w jaki sposób podejmowane są decyzje o wykryciu wyładowania łukowego. Niezależnie od producentów proces detekcji opiera się na pomiarze prądu obciążenia (rzadziej prądu i napięcia), przetwarzaniu danych pomiarowych, identyfikacji zdarzeń (artefaktów) i decyzji, tak jak to przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Algorytm detekcji realizowany przez AFDD; opracowanie własne na podstawie [7]

Warto zaznaczyć, że żaden z algorytmów nie zapewnia 100% wykrywalności zdarzeń związanych ze stanem awaryjnym i zawsze jest pewnym kompromisem między niechcianym wyłączeniem a niepowodzeniem w wykryciu zwarcia łukowego.

Detektory AFDD są podatne na **wynik fałszywie dodatni** (gdy występuje niepożądane zadziałanie) i **fałszywie ujemny** (gdy występuje wyładowanie łukowe, a nie zostaje podjęta decyzja o wyłączeniu). Proces detekcji opiera się na obserwacji pewnych cech prądu obciążenia, które mogą być współdzielone z innymi stanami i warunkami pracy sieci i instalacji elektrycznej.

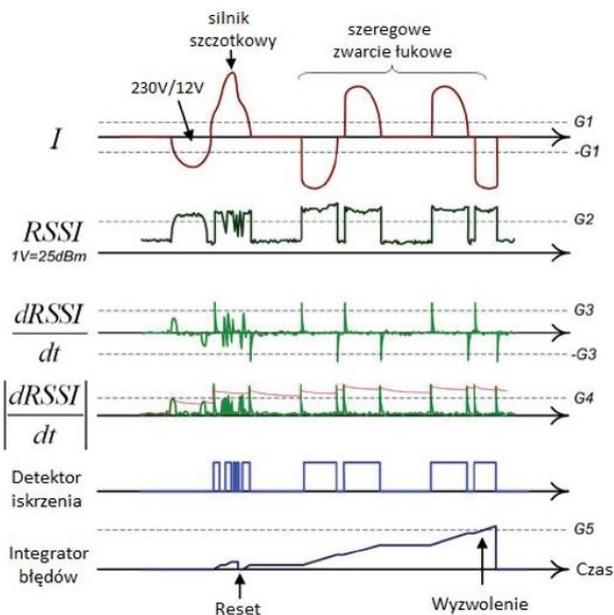
Podstawą działania większości algorytmów jest pomiar prądu, a następnie na etapie analizy w czasie rzeczywistym – poszukiwanie cech związanych z wyładowaniem łukowym w sygnale prądowym. Do wykrycia niebezpiecznego wyładowania łukowego w instalacji używa się więcej niż jednego wskaźnika wskazującego na możliwość rozwoju wyładowania. Bada się między innymi:

- kształt prądu obciążenia i pojawienie się specyficznych ramion,
- wartość skuteczną prądu obciążenia,

- zmienność prądu poprzez różniczkowanie sygnału,
- szum i artefakty w zakresie wysokich częstotliwości,
- powtarzalność zdarzeń.

W literaturze opisanych jest wiele metod wykrywania wyładowania łukowego, różniących się między sobą wykorzystywanymi wskaźnikami i używanym aparatem matematycznym.

Największą popularność ze względu na wysoką skuteczność detekcji i stosunkowo niewielką złożoność obliczeniową zyskał algorytm detekcji polegający na analizie sygnału wysokoczęstotliwościowego i zmienności prądu obciążenia. Charakteryzuje się on niemal 96% skutecznością, jednakże jej wadą jest to, że powoduje wyniki fałszywie ujemne podczas użytkowania silników komutatorowych. Sam algorytm może być zaimplementowany na mikroprocesorze typu STM, co jest dużą zaletą tego rozwiązania [8]. Zasada działania tego typu algorytmu przedstawiona została na rys. 7.



Rys. 7. Analiza sygnałów realizowana przez AFDD; opracowanie własne na podstawie [2]

W detektorze w czasie rzeczywistym mierzony jest prąd obciążenia oraz sygnał wysokiej częstotliwości w wąskim oknie skanowania, który ze względu na zastosowaną teorię analizy sygnałów oznaczony jest jako RSSI (ang. *Received Signal Strength Indication* - *Wskaźnik Mocy Odbieranego Sygnału*). Aby nastąpiło wykrycie i potwierdzenie pojawienia się iskrzenia, muszą być spełnione przez określony czas następujące warunki:

1. Wartość skuteczna prądu obciążenia powyżej 2,5 A (próg G1).
2. Kształt prądu obciążenia z wyraźnymi ramionami (przerwami w przepływie prądu).
3. Moc szumu w obserwowanym zakresie wysokiej częstotliwości powyżej określonego progu G2.

Wskaźnik RSSI poddawany jest różniczkowaniu, dzięki czemu można obserwować jego zmienność. Na podstawie zmienności RSSI rozróżnia się iskrzenie naturalne (komutatorowe) od wyładowania łukowego podlegającego detekcji. W przypadku iskrzenia komutatorowego sygnał z modułu różniczki RSSI ma większą częstotliwość, co wykorzystywane jest do resetowania integratora błędów, aby zapobiec niewłaściwemu zadziałaniu detektora.

Powtarzalny sygnał RSSI połączony z specyficznym kształtem prądu jest podstawą do podjęcia decyzji o zadziałaniu detektora. Zdarzenia są uprzednio sumowane w integratorze błędów i po przekroczeniu progu G5 podawany jest sygnał do wyzwolenia mechanizmu.

5. Wady i zalety

Niewątpliwie do zalet detektorów iskrzenia należy minimalizacja liczby i ryzyka występowania pożarów poprzez wykrywanie i zapobieganie powstaniu łuku elektrycznego. AFDD posiadają milisekundowe czasy zadziałania, co pozwala na błyskawiczne reagowanie w przypadku wykrycia zagrożenia. Kompaktowy rozmiar i niewielkie gabaryty, zbliżone do standardowego osprzętu zabezpieczeniowego niskiego napięcia sprawiają, że nie zajmuje dużo miejsca w rozdzielnicy. Dzięki działaniu AFDD minimalizuje się ryzyko uszkodzenia elementów instalacji elektrycznej, co przekłada się na większą niezawodność i trwałość instalacji.

Mimo licznych zalet, AFDD ma pewne wady. Jednym z głównych ograniczeń jest minimalny prąd, przy którym urządzenie może wyłączyć chroniony obwód, wynoszący 2,5 A. Może to stanowić pewne ryzyko, ponieważ w instalacjach niskiego napięcia, zwłaszcza z obciążeniem indukcyjnym lub pojemnościowym, mogą występować stabilne iskry nawet przy niższych prądach [9]. Zróżnicowane algorytmy wykrywania iskrzenia, które w głównej mierze zależą od producenta wpływają na skuteczność ochrony. Algorytmy są złożone i uwzględniają nie tylko analizę przebiegu prądu, ale także analizę sygnałów. Nieodpowiednio dobrany algorytm może być przyczyną nieskutecznego działania detektora iskrzenia AFDD.

6. Uwagi i wnioski

W niniejszej pracy głównym obszarem zainteresowania było przedstawienie detektorów iskrzenia AFDD jako urządzeń do minimalizacji ryzyka wystąpienia pożarów

spowodowanych awariami instalacji elektrycznych. Kluczowym elementem efektywnego działania tych urządzeń jest algorytm detekcji, który determinuje o ich skuteczności.

Detektory iskrzenia AFDD stanowią znaczący krok w kierunku zwiększenia bezpieczeństwa instalacji elektrycznych przed zagrożeniami pożarowymi. Mimo zalet, takich jak szybka reakcja i niewielkie gabaryty, istnieje potrzeba uwzględnienia ograniczeń, takich jak minimalny prąd działania oraz różnice w skuteczności algorytmów między producentami. Dlatego też, wybór i konfiguracja detektorów AFDD wymaga dokładnego zrozumienia ich działania i dostosowania do konkretnych warunków i wymagań instalacji

Literatura

- [1] EATON, *Požary spowodowane przez urządzenia elektryczne w instalacjach niskiego napięcia*, Przewodnik po normie IEC 60364, 2020.
- [2] SIEMENS, *5SM6 AFD Unit. Technology Primer*, 2012.
- [3] IEC 60364-4-42. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-42: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed skutkami oddziaływania cieplnego*, 2011.
- [4] IEC 62606. *General requirements for arc fault detection and protection devices (AFDDs)*.
- [5] ABB, *AFDD Technical Guide. Arc fault phenomena and functioning of AFDDs*, 2018.
- [6] Restrepo C.E., *Arc Fault Detection and Discrimination Methods*, [in:] *Electrical Contacts – 2007 Proceedings of the 53rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, IEEE, wrz. 2007, s. 115–122, doi: 10.1109/HOLM.2007.4318203.
- [7] Vu H.D., *Arc fault detection with machine learning*, Eng. Sci. Phys. Univ. Lorraine, 2019.
- [8] Yang K., Zhang R., Yang J., Liu C., Chen S., Zhang F., *A Novel Arc Fault Detector for Early Detection of Electrical Fires*, *Sensors*, 2016, Vol. 16, No. 4, s. 500, doi: 10.3390/s16040500.
- [9] Budzisz J., *Skuteczność działania AFDD przy niskich prądach obciążenia*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2023, vol. 1, nr 1, s. 166–168, doi: 10.15199/48.2023.01.31.

STOSOWANIE WYŁĄCZNIKÓW RÓŻNICOWOPRĄDOWYCH W INSTALACJACH ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH

W referacie przedstawiono główne wymagania przepisów i norm dotyczące ochrony przeciwpożarowej w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych. Omówiono zasady stosowania wyłączników różnicowoprądowych w takich instalacjach. Zwrócono uwagę, że zabezpieczenia różnicowoprądowe są obowiązkowym wyposażeniem instalacji ładowania pojazdów elektrycznych. Zaznaczono, że normy wymagają wykorzystania zabezpieczeń różnicowoprądowych określonego typu ze względu na to, że przy doziemieniu w obwodzie ładowania może pojawić się w prądzie ziemnozwarciowym składowa stała o znacznej wartości. Zasygnalizowano nowy typ zabezpieczeń różnicowoprądowych przeznaczony do instalacji prądu stałego.

1. Wprowadzenie

Liczba pojazdów elektrycznych na drogach wielu krajów, również Polski, znacząco w ostatnich latach wzrosła. Wzrost liczby tych pojazdów przyczynia się do rozwoju infrastruktury ich ładowania. Pojazdy zawierające silnik (silniki) elektryczny wykorzystywane do napędu można podzielić następująco:

- BEV (ang. Battery Electric Vehicle) – pojazd o napędzie w pełni elektrycznym, nie zawiera silnika spalinowego; silnik elektryczny jest zasilany z baterii akumulatorów, które są ładowane z zewnętrznej instalacji elektrycznej (np. dedykowanej stacji ładowania lub punktu ładowania w instalacji domowej);
- PHEV (ang. Plug-in Hybrid Electric Vehicle) – pojazd wyposażony zarówno w silnik elektryczny, jak i spalinowy; może poruszać się w trybie hybrydowym (silnik spalinowy wspomagany elektrycznym), albo być napędzany wyłącznie silnikiem elektrycznym lub wyłącznie silnikiem spalinowym; baterie zasilające silnik elektryczny mogą być ładowane z instalacji elektrycznej domowej lub stacji ładowania;
- HEV (ang. Hybrid Electric Vehicle) – pojazd wyposażony zarówno w silnik elektryczny, jak i spalinowy; baterie zasilające silnik elektryczny nie mogą być ładowane z zewnętrznej instalacji elektrycznej, a energia do ich ładowania pochodzi z układu zasilanego silnikiem spalinowym oraz odzyskiwana jest podczas hamowania pojazdu.

- FCEV (ang. Fuel Cell Electric Vehicle) – pojazd wyposażony w silnik elektryczny zasilany ogniwami paliwowymi; z zewnętrznego zasobnika tankowany jest wodór, który wchodzi w reakcję z tlenem wytwarza energię elektryczną; pojazdu tego nie ładuje się z instalacji elektrycznej.

Instalacje ładowania są więc wykorzystywane przez pojazdy BEV oraz PHEV. Wyróżnia się następujące tryby ładowania pojazdów elektrycznych [5, 8, 11]:

- 1) Tryb 1 (ang. *Mode 1*) – pojazd jest przyłączony do instalacji prądu przemiennego z wykorzystaniem gniazda wtyczkowego jednofazowego (do 250 V) lub trójfazowego (do 480 V), o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A; obwód zasilający pojazd powinien zawierać przewody czynne i przewód ochronny, zatem wykluczony jest układ TN-C. Ten tryb ładowania jest wykorzystywany w szczególności do ładowania pojazdu z instalacji domowej. Wymaga się, aby obwód zasilający gniazdo ładowania był chroniony wyłącznikiem różnicowoprądowym.
- 2) Tryb 2 (ang. *Mode 2*) – pojazd jest przyłączony do instalacji prądu przemiennego z wykorzystaniem gniazda wtyczkowego jednofazowego (do 250 V) lub trójfazowego (do 480 V), o prądzie znamionowym nie większym niż 32 A; obwód zasilający pojazd powinien zawierać żyłę ochronną i pilot sterujący oraz zabezpieczenie przed porażeniem (wyłącznik różnicowoprądowy lub jako moduł zapewniający funkcje bezpieczeństwa i sterowania wbudowany w przewód zasilający pojazd). Zwykle za sterowanie oraz ochronę przeciwporażeniową jest odpowiedzialny moduł sterująco-zabezpieczający IC-CPD (ang. *In Cable Control and Protection Device*) zintegrowany z przewodem. W tym trybie ładowania uzyskuje się moc do 22 kW.
- 3) Tryb 3 (ang. *Mode 3*) – pojazd jest przyłączony do instalacji prądu przemiennego za pośrednictwem dedykowanego wyposażenia, dzięki któremu zapewniona jest komunikacja między punktem ładowania a pojazdem. Napięcie jest doprowadzane do pojazdu dopiero po odpowiednim skomunikowaniu się punktu ładowania z pojazdem.
- 4) Tryb 4 (ang. *Mode 4*) – pojazd jest przyłączony do punktu ładowania prądu stałego; ładowanie może odbywać się z bardzo dużą mocą (nawet kilkaset kW). W trybie tym jest zapewniona komunikacja między punktem ładowania a pojazdem, która realizuje funkcje bezpieczeństwa i sterowania.

Wymagania techniczne odnoszące się do infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych są zawarte głównie w ustawie [18] i rozporządzeniu [19]. Do najważniejszych norm odnoszących się do projektowania instalacji elektrycznych, w szczególności w zakresie ochrony przeciwporażeniowej i stosowania wyłączników różnicowoprądowych, należy zaliczyć PN-HD 60364-4-41 [6] oraz PN-HD 60364-7-722 [8]. Niniejsze opracowanie omawia zasady ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych oraz stosowania w tych instalacjach wyłączników różnicowoprądowych.

2. Zasady ochrony przeciwporażeniowej

Podstawowe zasady dotyczące bezpieczeństwa eksploatacji, naprawy oraz modernizacji stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego są zawarte w rozporządzeniu [19]. W rozporządzeniu tym podano, że stacje ładowania i punkty ładowania należy wyposażyć co najmniej w następujące zabezpieczenia związane z ochroną przeciwporażeniową:

- wyłącznik główny, odcinający zasilanie wszystkich obwodów;
- wyłącznik różnicowoprądowy, w przypadku zasilania z sieci prądu przemiennego;
- zabezpieczenie nadprądowe.

Z zapisu tego wynika, że obowiązkowym elementem instalacji ładowania jest wyłącznik różnicowoprądowy, ale rozporządzenie nie podaje ani wymaganego znamionowego prądu różnicowego zadziałania, ani typu wyzwalań (AC, A, F, czy B).

Rozporządzenie [19] wymaga też przeprowadzenia określonych przeglądów, w skład których wchodzi m.in. następujące badania odnoszące się do instalacji elektrycznych:

- pomiary ciągłości przewodów ochronnych, w tym przewodów połączeń wyrównawczych głównych i dodatkowych;
- pomiary ciągłości przewodów czynnych, gdy występują obwody odbiorcze pierścieniowe;
- pomiary rezystancji izolacji przewodów, mierzonej między przewodami czynnymi oraz między przewodami czynnymi a uziemionym przewodem ochronnym;
- pomiary rezystancji uziemienia, jeżeli uziemienia te występują;
- sprawdzenie działania urządzeń ochronnych różnicowoprądowych;
- inne pomiary niezbędne do oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej.

Zakres wyżej wymienionych badań w zasadzie pokrywa się tym, który przewiduje norma PN-HD 60364-6 [7] w ramach sprawdzania odbiorczego lub okresowego instalacji elektrycznych.

Rozporządzenie [19] nie określa środków ochrony przeciwporażeniowej, które należy stosować w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych. Środki te oraz inne wymagania szczegółowe określa norma PN-HD 60364-7-722 [8]. Spośród pełnej gamy środków wymienionych w normie PN-HD 60364-4-41 [6], norma PN-HD 60364-7-722 [8] dopuszcza tylko następujące:

Ochrona podstawowa (ochrona przed dotykiem bezpośrednim)

- izolacja podstawowa,
- przegrody lub obudowy.

Nie dopuszcza się więc przeszkody ani umieszczenia poza zasięgiem ręki.

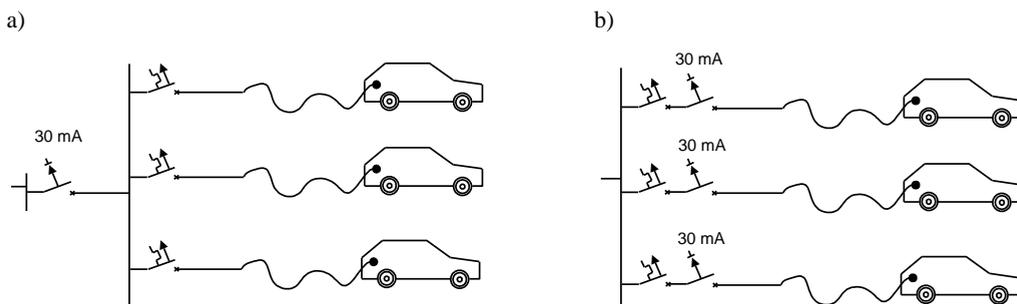
Ochrona przy uszkodzeniu (ochrona dodatkowa, ochrona przy dotyku pośrednim)

- samoczynne wyłączanie zasilania;
- izolacja podwójna lub wzmocniona;
- separacja elektryczna (jednego odbiornika);
- bardzo niskie napięcie SELV lub PELV.

Nie dopuszcza się stosowania izolowania stanowiska ani nieuziemionych połączeń wyrównawczych. Jeżeli stosuje się układ TN, to należy wykorzystywać podukład TN-S.

3. Instalacje ładowania a wyłączniki różnicowoprądowe

Zgodnie z postanowieniami normy PN-HD 60364-7-722 [8] każdy punkt przyłączenia pojazdu elektrycznego powinien być *indywidualnie* chroniony zabezpieczeniem/wyłącznikiem różnicowoprądowym o znamionowym prądzie różnicowym zadziałania nie większym niż 30 mA. Wynika z tego, że jednym wyłącznikiem różnicowoprądowym nie należy zabezpieczać dwóch lub więcej obwodów przeznaczonych do ładowania pojazdów elektrycznych. Jeżeli wyłącznik różnicowoprądowy chroni więcej niż jeden obwód (rys. 1a), to w razie doziemienia w jakimkolwiek obwodzie odbiorczym najprawdopodobniej zadziała ten właśnie wyłącznik i pozbawi zasilania wszystkie obwody odbiorcze. W przypadku rozwiązania z rys. 1b każdy obwód jest wyposażony w wyłącznik różnicowoprądowy. Doziemienie w danym obwodzie spowoduje zadziałanie wyłącznika różnicowoprądowego w obwodzie dotkniętym uszkodzeniem i nie przerywa zasilania dostarczanego do pojazdów przyłączonych w innych obwodach. Stosowanie zasady jeden wyłącznik różnicowoprądowy na jeden obwód ma jeszcze inne uzasadnienie. W przypadku znacznych prądów upływowych pojawiających się podczas ładowania (kilka pojazdów ładowanych jednocześnie), mogłoby dochodzić do zbęd-



Rys. 1. Wybór miejsca zainstalowania wyłącznika różnicowoprądowego (30 mA):
a) jeden wyłącznik chroni trzy obwody, b) jeden wyłącznik chroni jeden obwód

nego zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego zbiorczo chroniącego kilka obwodów. Jeżeli stosować rozwiązanie z rys. 1b, to prawdopodobieństwo pojawienia dużego prądu upływowego jest mniejsze (na wyłącznik różnicowoprądowy przypada tylko jeden ładowany pojazd).

Ważną kwestią jest wybór właściwego wyłącznika różnicowoprądowego ze względu na jego zdolność do wykrywania określonego kształtu prądu różnicowego. W instalacjach ładowania pojazdów może pojawić się składowa stała (DC) w prądzie różnicowym i z tego powodu norma PN-HD 60364-7-722 [8] wymaga stosowania wyłączników różnicowoprądowych co najmniej typu A (wymaganie stosowania wyłączników różnicowoprądowych nie dotyczy obwodów, w których wykorzystuje się separację elektryczną jako ochronę przy uszkodzeniu). W niektórych przypadkach nawet ten typ wyłączników jest niewystarczający. Norma [8] wymaga, aby stacje ładowania wyposażone w gniazda/złącza zgodne z IEC 62196 [17] były chronione zabezpieczeniami wykrywającymi składową stałą o znacznej wartości (większej niż 6 mA). Mogą to być zabezpieczenia wbudowane w stację ładowania lub od niej niezależne. Do tego celu należy zatem stosować:

- wyłącznik różnicowoprądowy typu B lub
- wyłącznik różnicowoprądowy typu A oraz urządzenie do detekcji składowej stałej (urządzenie RDC-DD zgodne z normą IEC 62955 [14]), lub
- wyłącznik różnicowoprądowy typu F oraz urządzenie do detekcji składowej stałej (urządzenie RDC-DD zgodne z normą IEC 62955 [14]).

Tam, gdzie dopuszcza się stosowanie wyłącznika różnicowoprądowego typu B, można zamiennie zainstalować wyłącznik różnicowoprądowy typu B+. W tabeli 1 przedstawiono rodzaje zabezpieczeń różnicowoprądowych ze względu na ich zdolność do wykrywania określonego kształtu przebiegu prądu różnicowego i przydatność w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych. W tabeli 2 przedstawiono zabezpieczenia różnicowoprądowe RDC-DD, które są przeznaczone do instalacji wykorzystujących ładowanie w trybie 3.

Tabela 1. Rodzaje zabezpieczeń/wyłączników różnicowoprądowych ze względu na zdolność wykrywania określonego kształtu przebiegu prądu różnicowego i ich przydatność w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych (EV) [8-10]

Oznaczenie literowe	Przebieg prądu różnicowego wykrywany przez wyłącznik	Uwagi
AC	– prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz)	nie dopuszcza się w instalacjach ładowania EV
A	– prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz), – prąd pulsujący stały, – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną 6 mA, z ew. sterowaniem fazowym, niezależnie od biegunowości	odpowiedni do instalacji ładowania EV, ale w niektórych przypadkach może być wymagane zainstalowanie urządzenia RDC-DD

F	<ul style="list-style-type: none"> – jak dla wyłącznika A, – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną 10 mA, – prąd przemienny zawierający harmoniczne (zasilanie jednofazowe) 	odpowiedni do instalacji ładowania EV, ale w niektórych przypadkach może być wymagane zainstalowanie urządzenia RDC-DD
B	<ul style="list-style-type: none"> – prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz), – prąd przemienny sinusoidalny ze składową wygładzoną o wartości większej spośród dwóch: $0,4I_{\Delta n}$ oraz 10 mA, – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną o wartości większej spośród dwóch: $0,4I_{\Delta n}$ oraz 10 mA, – prąd stały z następujących układów prostowniczych: <ul style="list-style-type: none"> • z prostownika dwupulsowego zasilanego napięciem międzyprzewodowym w przypadku wyłączników 2-, 3- i 4-biegunowych, • z prostownika trójpulsowego (układ gwiazdy) albo z prostownika sześciopulsowego w przypadku wyłączników 3- i 4-biegunowych, – prąd stały wygładzony, – prąd przemienny sinusoidalny o częstotliwości nieprzekraczającej 1000 Hz, – prąd przemiennym zawierający harmoniczne (jak dla wyłączników typu F) 	odpowiedni do instalacji ładowania EV; nie wymaga stosowania urządzenia RDC-DD
B+	<ul style="list-style-type: none"> – jak dla wyłącznika B, – prąd przemienny sinusoidalny o częstotliwości nieprzekraczającej 20 000 Hz 	odpowiedni do instalacji ładowania EV; nie wymaga stosowania urządzenia RDC-DD

Tabela 2. Zabezpieczenia różnicowoprądowe RDC-DD przeznaczone do instalacji wykorzystujących ładowanie w trybie 3 [14]

Oznaczenie ogólne	Rodzaje i oznaczenie szczegółowe	Cechy
RDC-DD (Residual Direct Current Detecting Device)	RDC-MD	urządzenie monitorujące, zdolne do wykrywania składowej stałej wygładzonej $I_{DC} \geq 6$ mA; urządzenie to współpracuje z wyłącznikiem różnicowoprądowym o $I_{\Delta n} \leq 30$ mA typu A lub typu F
	RDC-PD	urządzenie będące zintegrowanym zabezpieczeniem wykrywającym prąd przemienny, prąd pulsujący stały i składową stałą wygładzoną o wartości $I_{DC} \geq 6$ mA

Zgodnie z normą IEC 62955 [14], wyróżnia się m.in. następujące parametry znamionowe urządzenia RDC-DD odnoszące się do prądu różnicowego stałego:

- znamionowy prąd różnicowy działania $I_{\Delta dc} = 6$ mA,
- znamionowy prąd różnicowy niezdziałania $I_{\Delta ndc} = 0,5I_{\Delta dc} = 3$ mA.

Podana wartość znamionowa $I_{\Delta dc} = 6 \text{ mA}$ jest związana z charakterystyką działania przy prądach DC zawartą w tabeli 3.

Tabela 3. Charakterystyka działania (prąd – czas) urządzeń RDC-DD dla prądu różnicowego stałego wygładzonego [14]

Wartość prądu różnicowego stałego [mA]	6	60	200
Najdłuższy czas wyłączenia [s]	10	0,3	0,1

W przypadku stosowaniu trybu 2 ładowania pojazdów można stosować przewód zawierający wspomniane w „Rozdziale 1. Wprowadzenie” wbudowane urządzenie IC-CPD. Urządzenie to powinno spełniać wymagania normy PN-EN 62752 [12, 13]. Przewód z urządzeniem IC-CPD zawiera zabezpieczenie różnicowoprądowe o $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$, co zapewnia wymaganą ochronę przeciwporażeniową, gdy nie ma w pewności, czy w instalacji zasilającej jest odpowiedni wyłącznik różnicowoprądowy. W odniesieniu do urządzeń IC-CPD norma PN-EN 62752 [12, 13] wymaga m.in. wykrywania składowej stałej większej niż 6 mA (wymagania takie jak dla RDC-DD – tabela 3) oraz prądu zawierającego wyższą harmoniczną. Podczas badania działania w obecności wyższej harmonicznnej prąd probierczy powinien zawierać dwie składowe (udział po 50%) o następujących częstotliwościach:

- podstawowej (np. 50 Hz),
- 1000 Hz.

Przy takim prądzie odkształconym zabezpieczenie różnicowoprądowe wbudowane w urządzenie IC-CPD powinno zadziałać w przedziale $(0,5-1,4)I_{\Delta n}$.

4. DC-RCD czyli zabezpieczenia różnicowoprądowe przeznaczone do systemów prądu stałego

W ostatnim okresie zauważa się coraz większe zainteresowanie mikrosieciami prądu stałego [1-3]. Takie mikrosieci wykorzystują źródła fotowoltaiczne i zasilają napięciem stałym np. oświetlenie w budynkach [4]. Mikrosieci prądu stałego są korzystne z punktu widzenia rozwoju instalacji fotowoltaicznych oraz wykorzystania pojazdów elektrycznych do pracy w trybach Grid-to-Vehicle (G2V) lub Vehicle-to-Grid (V2G). Pojawia się więc zapotrzebowanie na zabezpieczenia różnicowoprądowe, które mogłyby być instalowane w sieciach i instalacjach prądu stałego.

Kwestie wymagań stawianych zabezpieczeniom różnicowoprądowym przeznaczonym do systemów prądu stałego regulują następujące normy:

- IEC 60755-1. General safety requirements for residual current operated protected devices. Part 1: Residual current operated protective devices for DC systems [15];
- IEC TS 63053. General requirements for residual current operated protective devices for DC systems [16].

Te stosunkowo nowe normy wprowadziły nowy typ zabezpieczeń różnicowoprądowych – zabezpieczenia DC-RCD, które są przystosowane do systemów prądu stałego.

Spośród głównych różnic w porównaniu do zabezpieczeń różnicowoprądowych przeznaczonych do systemów prądu przemiennego należy wymienić niektóre wartości znamionowego prądu różnicowego zadziałania $I_{\Delta n}$. Norma [15] wyróżnia następujące prądy $I_{\Delta n}$: 20 mA, 80 mA, 300 mA, 600 mA, 1 A, 2 A, 3 A, 5 A, 10 A, 20 A, 30 A.

Należy zaznaczyć, że wartość podkreślona (80 mA) jest największą dopuszczalną wartością, która może być wykorzystana do zapewnienia ochrony uzupełniającej. Zatem zabezpieczenia DC-RCD o $I_{\Delta n} \leq 80$ mA są równoważne zabezpieczeniom RCD o $I_{\Delta n} \leq 30$ mA stosowanym w obwodach prądu przemiennego.

Jeżeli chodzi o przedział, w którym powinien znajdować się prąd nastawczy dla składowej stałej, to dla zabezpieczeń DC-RCD jest on taki sam jak dla urządzeń RCD przy prądzie przemiennym, czyli $(0,5-1,0)I_{\Delta n}$.

5. Wnioski

Zabezpieczenia różnicowoprądowe w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych są wyposażeniem obowiązkowym. W instalacjach tych nie dopuszcza się stosowania wyłączników różnicowoprądowych typu AC, a w przypadku wyłączników typu A lub typu F, w niektórych systemach ładowania należy instalować dodatkowe urządzenia zdolne wykrywać wygładzoną składową stałą prądu różnicowego o wartości większej niż 6 mA. Należy się spodziewać, że w najbliższym czasie na rynku rozpowszechni się nowy typ zabezpieczeń różnicowoprądowych – DC-RCD. Są to zabezpieczenia dedykowane do instalacji prądu stałego, które znajdują coraz szersze zastosowanie.

Literatura

- [1] Bignucolo F., Coppo M., Caldon R., *Interconnecting neighbors' buildings: advantages of energy districts realized through private DC lines*. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), Palermo, Italy, 2018.
- [2] Marah B., Bhavanam Y.R., Taylor G.A., Darwish M.K., Ekwue A.O., *A practical application of low voltage DC distribution network within buildings*. 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Heraklion, Greece, 2017.
- [3] Weiss R., Ott L., Boeke U., *Energy efficient low-voltage DC-grids for commercial buildings*. IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Atlanta, USA, 2015.

- [4] Zhang F., Meng Ch., Yang Y., Sun Ch., Ji Ch., Chen Y., Wei W., Qiu H., Yang G., *Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building – A case study from Xiamen university DC microgrid*. IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Atlanta, USA, 2015.
- [5] Czapp S., *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach i instalacjach niskiego napięcia*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023.
- [6] PN-HD 60364-4-41:2017-09 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia*. Część 4-41: *Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym*.
- [7] PN-HD 60364-6:2016-07 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia*. Część 6: *Sprawdzanie*.
- [8] PN-HD 60364-7-722:2019-01 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia*. Część 7-722: *Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Zasilanie pojazdów elektrycznych*.
- [9] PN-EN 61008-1:2013-05 (wersja angielska). *Wyłłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB)*. Część 1: *Postanowienia ogólne*.
- [10] PN-EN 62423:2013-06 (wersja polska). *Wyłłączniki różnicowoprądowe typu F i typu B z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym i bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego*.
- [11] PN-EN IEC 61851-1:2019-10 (wersja angielska). *System przewodowego ładowania pojazdów elektrycznych*. Część 1: *Wymagania ogólne*.
- [12] PN-EN 62752:2016-12 (wersja angielska). *Zintegrowane z przewodem urządzenia sterownicze i zabezpieczające do ładowania w trybie 2 pojazdów elektrycznych (IC-CPD)*.
- [13] PN-EN 62752:2016-12/A1:2020-10 (wersja angielska). *Zintegrowane z przewodem urządzenia sterownicze i zabezpieczające do ładowania w trybie 2 pojazdów elektrycznych (IC-CPD)*.
- [14] IEC 62955:2018-03. *Residual direct current detecting device (RDC-DD) to be used for mode 3 charging of electric vehicles*.
- [15] IEC 60755-1:2022-10. *General safety requirements for residual current operated protected devices*. Part 1: *Residual current operated protective devices for DC systems*.
- [16] IEC TS 63053:2017-06. *General requirements for residual current operated protective devices for DC systems*.
- [17] IEC 62196. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets – Conductive charging of electric vehicles* (norma wieloarkuszowa).
- [18] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 10 marca 2023 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz.U. z 2023 r., poz. 875.
- [19] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wymagań technicznych dla stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, Dz.U. z 2019 r., poz. 1316).

POLA ELEKTROMAGNETYCZNE WE WNĘTRZU WYBRANYCH POJAZDÓW NISKOEMISYJNYCH

Stale rośnie udział pojazdów niskoemisyjnych (z napędem elektrycznym i hybrydowym) w rynku pojazdów. W Europie planowane jest odejście od samochodów spalinowych na rzecz samochodów niskoemisyjnych. Z eksploatacją samochodów elektrycznych wiąże się potencjalnie zwiększona emisja pola elektromagnetycznego w ich wnętrzach. W artykule zmierzono wartości tego czynnika fizycznego w dwóch wybranych pojazdach marki Mercedes, a następnie porównano do obowiązujących w tym zakresie przepisów prawa. Pierwszy to samochód osobowy Mercedes-Benz EQC 400 4MATIC, a drugi to samochód osobowy typu Van Mercedes-Benz EQV 300.

1. Wprowadzenie

Współczesna motoryzacja zmierza w kierunku rozwoju pojazdów wykorzystujących częściowy oraz pełny napęd elektryczny. Samochody tego typu zaliczamy do grupy pojazdów niskoemisyjnych. Ze względów ekologicznych oraz ekonomicznych samochody elektryczne uważane są za jedne na których będzie opierała się przyszłość motoryzacji.

Kurczenie się zapasów paliw kopalnianych, rosnąca społeczna świadomość zmian klimatycznych w otaczającym nas środowisku oraz coraz surowsze przepisy przyspieszają proces rozwoju samochodów o napędzie elektrycznym.

Samochody z napędem elektrycznym zbudowane są z silnika elektrycznego, przetwornic odpowiednio dostosowanych do układu zasilania zastosowanego w pojeździe, ładowarki pokładowej, akumulatora wysokonapięciowego oraz układu niskonapięciowego. Ładowanie akumulatora wysokonapięciowego w tym przypadku odbywać się może z zewnętrznego źródła zasilania oraz za pomocą hamowania elektrodynamicznego podczas hamowania pojazdu (rekuperacji).

Ze względu na budowę samochodów elektrycznych i związany z tym przepływ dużych wartości energii elektrycznej od akumulatora do układu napędowego występowanie pola elektromagnetycznego w ich wnętrzach jest nieuniknione. Podstawowymi w tym przypadku źródłami pól elektromagnetycznych są: silniki napędowe, układy sterowania oraz obwody wysokoprądowe. Analiza literatury dotycząca emisji pola magnetycznego wewnątrz pojazdów niskoemisyjny wskazuje na potrzebę prowadzenia dalszych badań w tym zakresie [1–7].

2. Prawne aspekty związane z wartościami pól elektromagnetycznych w pojazdach elektrycznych

Limity pola elektromagnetycznego są wartościami, powyżej których dalsze narażenie na pole elektromagnetyczne może być szkodliwe dla życia lub zdrowia. Limity te są określane przez różne organizacje i regulowane prawnie w różnych krajach. Ponieważ pojazd elektryczny może mieć różne zastosowanie (jako transport indywidualny lub jako miejsce pracy np. taxi albo wykorzystywany jako samochód dostawczy w branży kurierskiej) należy rozpatrywać nie tylko przepisy prawne dla miejsc dostępnych dla ludności, ale także przepisy dotyczące bezpieczeństwa i higieny w miejscu pracy. W Polsce limity takie wyznaczają:

- Dz.U. 2019, poz. 2448 dla dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku – rozporządzenie określa dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych w środowisku dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową i miejsc dostępnych dla ludności [8].
- Dz.U. 2018, poz. 331 dla bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach związanych z narażeniem na pole elektromagnetyczne – rozporządzenie określa wymagania dotyczące m.in. rozpoznawania obiektów technicznych emitujących pole elektromagnetyczne mające wpływ na bezpieczeństwo i higienę pracy oraz miar oraz oceny narażenia na pole elektromagnetyczne [9].

3. Materiały i metody oraz wyniki pomiarów

Poniżej przedstawiono sposób w jaki zostały wykonane pomiary oraz spis wykorzystany w tym celu przyrząd pomiarowy oraz charakterystyka mierzonych pojazdów.

Do wykonania pomiarów wykorzystano miernik natężenia pola magnetycznego Microrad NHT3DL wraz z sondą pomiarową 10B (nr seryjny: A19-B012) mierzącą częstotliwości w zakresie $100 \text{ nT} \div 1 \text{ mT}$ oraz zakresie częstotliwości od $1 \text{ Hz} \div 400 \text{ kHz}$.

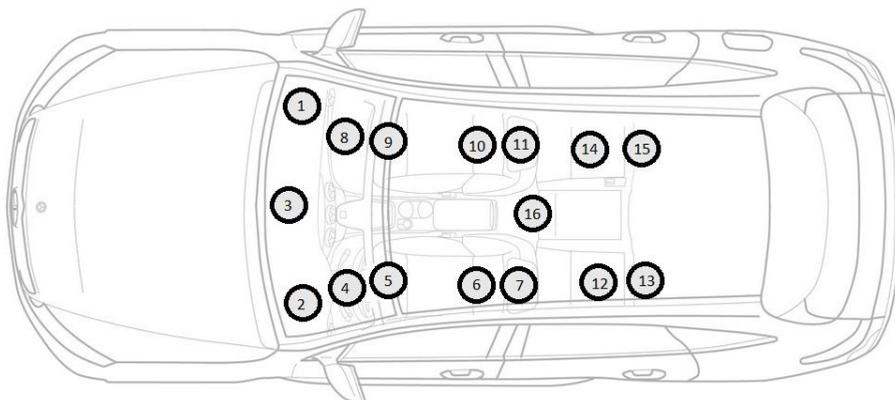
Do przetworzenia wyników pomiarów wykorzystano program MicroLink dostarczony przez firmę Microrad wraz z urządzeniem.

W tabeli 1 zestawiono parametry oraz typy mierzonych pojazdów.

Tabela 1. Zestawienie mierzonych pojazdów

Pojazd	Rodzaj pojazdu	Rodzaj napędu	Moc maksymalna	Rodzaj akumulatora
Mercedes-Benz EQC 400 4MATIC	Samochód osobowy	Napęd na 4 koła	300 kW	Litowo-jonowy 80 kWh
Mercedes-Benz EQV 300	Samochód osobowy typu VAN	Napęd na przednie koła	150 kW	Litowo-jonowy 90 kWh

Wartości pola magnetycznego mierzono podczas dynamicznych zmian prędkości, tj. gwałtownego przyspieszania i hamowania (rekuperacji), ponieważ właśnie wtedy można spodziewać się najwyższych wartości natężenia tego pola. Punkty pomiarowe zostały zaznaczone na rys. 1 i 2. Pomiary przeprowadzono w warunkach drogowych zgodnie z obowiązującymi przepisami Prawo o ruchu drogowym [10] mierząc poszczególne punkty pomiarowe. Pomiary wykonano w temperaturze 27°C oraz przy wilgotności powietrza 40%, pojazdy były nieobciążone, a w ich wnętrzu przebywały dwie osoby (kierowca oraz osoba wykonująca pomiary).



Rys. 1. Mierzone punkty pomiarowe w samochodzie Mercedes- Benz EQC 400 4 MATIC
(źródło: www.mercedes-benz.pl)



Rys. 2. Mierzone punkty pomiarowe w samochodzie Mercedes-Benz EQV 300
(źródło: www.mercedes-benz.pl)

Wyniki przeprowadzonych pomiarów zestawiono odpowiednio dla każdego z badanych pojazdów w tabelach 2 i 3, które zawierają najwyższą wartość w danym punkcie pomiarowym w trakcie całego trwania stanu gwałtownego przyspieszania i stanu maksymalnej rekuperacji.

Tabela 2. Maksymalne wartości natężenia pola magnetycznego oraz indukcji magnetycznej zarejestrowane podczas ruchu samochodu Mercedes-Benz EQC 400 4MATIC.

Oznaczenie punktów pomiarowych wg rys. 1

Punkt pomiarowy	B [μT]		H [A/m]	
	przyspieszanie	hamowanie (rekuperacja)	przyspieszanie	hamowanie (rekuperacja)
1	10,5	25,4	8,4	20,2
2	9,2	22,8	7,3	18,2
3	23,1	88,2	18,4	70,2
4	5,8	18,8	4,6	15,0
5	1,1	3,8	0,9	3,0
6	18,7	26,7	14,9	21,3
7	18,4	22,1	14,6	17,6
8	7,2	13,9	5,7	11,1
9	10,1	16,3	8,0	13,0
10	18,6	23,1	14,8	18,4
11	12,8	17,0	10,2	13,5
12	4,0	3,5	3,2	2,8
13	2,5	19,2	2,0	15,3
14	12,2	20,2	9,7	16,1
15	10,3	24,1	8,2	19,2
16	30,3	18,2	24,1	14,5

Tabela 3. Maksymalne wartości natężenia pola magnetycznego oraz indukcji magnetycznej zarejestrowane podczas ruchu samochodu Mercedes-Benz EQV 300.

Oznaczenie punktów pomiarowych wg rys. 2

Punkt pomiarowy	B [μT]		H [A/m]	
	przyspieszanie	hamowanie (rekuperacja)	przyspieszanie	hamowanie (rekuperacja)
1	1,3	8,3	1,0	6,6
2	14,2	10,0	11,3	8,0
3	8,2	2,3	6,5	1,8
4	7,2	5,3	5,7	4,2
5	30,2	18,1	24,0	14,4
6	15,0	1,0	11,9	0,8

7	3,0	0,5	2,4	0,4
8	16,1	6,8	12,8	5,4
9	18,4	0,9	14,6	0,7
10	15,3	13,0	12,2	10,4
11	12,7	5,3	10,1	4,2
12	1,5	0,6	1,2	0,5
13	0,8	0,4	0,6	0,3
14	1,5	0,9	1,2	0,7
15	0,9	0,4	0,7	0,3

4. Podsumowanie i wnioski

Na podstawie uzyskanych wyników z pomiarów można zauważyć, że jedynie w jednym przypadku wartości graniczne określone w Rozporządzeniu Ministra Zdrowia zostały przekroczone, tj. w przypadku pojazdu Mercedes-Benz EQC 400 4MATIC w punkcie pomiarowym 3 (na desce rozdzielczej pośrodku) podczas rekuperacji. W pozostałych przypadkach można zauważyć, że wartości rejestrowanej składowej magnetycznej pola elektromagnetycznego znajdują się poniżej wartości granicznych.

Analiza uzyskanych wyników i obserwacje z przeprowadzonych pomiarów w warunkach rzeczywistych podczas jazdy samochodami elektrycznymi wskazują na konieczność prowadzenia dalszych badań w warunkach normalnej eksploatacji tych pojazdów oraz wpływu pola magnetycznego na organizm i zdrowie człowieka.

Literatura

- [1] Świąś E., Komarnicki A., Sztafrowski D., *Analiza rozkładu pola magnetycznego generowanego w samochodach elektrycznych i hybrydowych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2023, 99, 2.
- [2] Sztafrowski D., Winiarz J., *Electromagnetic field in electric and hybrid cars*, Journal of Physics: Conference Series, Vol. 2408, No. 1, IOP Publishing, 2022.
- [3] Gumiela J., Sitnik L., Sztafrowski D., *Pomiarowa identyfikacja emisji pola elektromagnetycznego przez samochód elektryczny*, Przegląd Elektrotechniczny, 2019, 95, 12, 128–131.
- [4] Hristov R., Stefanov S., Kostov P., *Investigation of the electromagnetic field in electric and hybrid cars*, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020, Vol. 977, No. 1, IOP Publishing.
- [5] Gombarska D., Smetana M., Janousek L., *High-frequency electromagnetic field measurement inside personal vehicle within urban environment*, 2019 12th International Conference on Measurement, IEEE, 2019.
- [6] Gombarska D., Smetana M., Janousek L., *High-frequency electromagnetic field measurement inside personal vehicle within urban environment*, 2019 12th International Conference on Measurement, IEEE, 2019.
- [7] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku, Dz.U.2019.2448, akt obowiązujący, wersja od 19 grudnia 2019 r.

- [8] Obwieszczenie Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 11 stycznia 2018 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach związanych z narażeniem na pole elektromagnetyczne, Dz.U.2018.331, akt obowiązujący, wersja od 8 lutego 2018 r.
- [9] Ustawa z dnia 20 czerwca 1997 r. Prawo o ruchu drogowym, Dz.U.2023.1047, t.j., akt obowiązujący, wersja od 17 czerwca 2023 r. do 30 czerwca 2023 r.

PROBLEMATYKA PROJEKTOWANIA STACJI ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH

W referacie zaprezentowano problematykę projektowania stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Zaprezentowano ogólne wymagania jakie powinna spełniać stacja ładowania pojazdów. Szczególną uwagę poświęcono części elektrycznej stacji ładowania pojazdów. Zwrócono uwagę na zasady bezpieczeństwa instalowania stacji ładowania pojazdów.

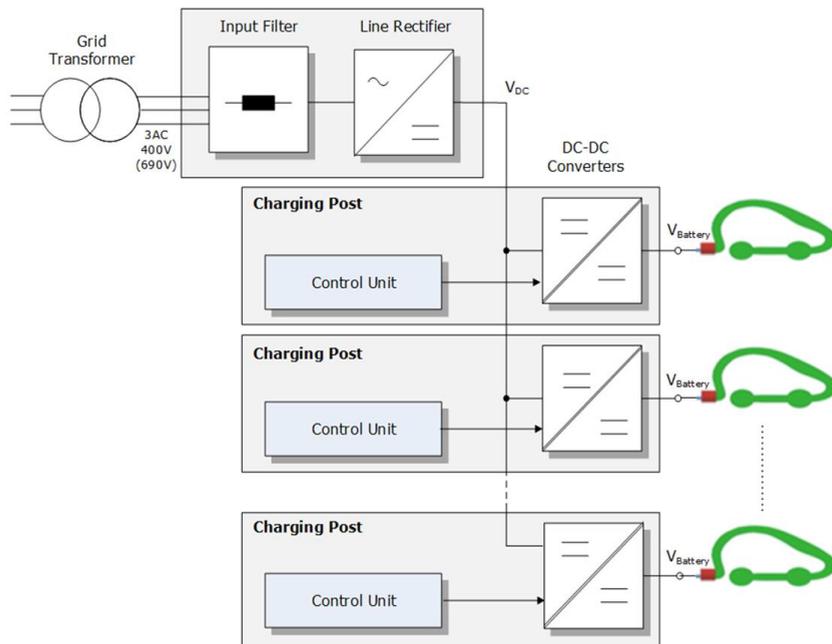
1. Wprowadzenie

Dynamiczny rozwój elektromobilności na świecie i jego prężny rozwój jako transportu opartego na pojazdach elektrycznych spowodowany jest polityką klimatyczną świata oraz niskoemisyjną polityką UE. Polska z końcem roku 2022 odnotowała rejestrację łącznie 62 135 osobowych i użytkowych samochodów z napędem elektrycznym [6]. Po polskich drogach jeździło 59 187 elektrycznych samochodów osobowych. W pełni elektryczne auta odpowiadały za 29 780 szt. tej części floty pojazdów, a pozostałą część stanowiły hybrydy typu plug-in 29 407 szt. Najmniejszą grupę stanowią elektryczne samochody dostawcze i ciężarowe liczące 2948 szt. oraz elektryczne motorowery i motocykle w ilości 16 160 szt. Niska sprzedaż samochodów elektrycznych w Polsce może być spowodowana nie tylko wysoką ceną ale także małą liczbą publicznych punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Klienci obawiają się w większości, iż mogą mieć problemy w przypadku rozładowania auta podczas dłuższej trasy, długiego czasu ładowania i częstych postojów. W Polsce funkcjonowało 2527 ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych co przekłada się na 4913 punktów. 29% z nich stanowiły szybkie stacje ładowania prądem stałym (DC), a 71% – wolne ładowarki prądu przemiennego (AC) o mocy mniejszej lub równej 22 kW [6]. Polscy kierowcy mimo wielu zachęt obawiają się niskiego zasięgu aut elektrycznych. Około 76% Polaków uważa, że samochody elektryczne nie zapewnią im odpowiedniego zasięgu, mimo iż średnia ilość kilometrów wykonywanych przez statystycznego kierowcę wynosi około 51 km dziennie [7]. Badanie pokazuje dodatkowo niską świadomość ankietowanych o możliwości ładowania samochodu elektrycznego w swoim domu. 83% ankietowanych nie orientuje się, co trzeba zrobić aby zamontować domową stację ładowania. Odpowiedni rozwój elektromobilności możliwi jest

tylko w przypadku powstania dużej liczby stacji ładowania oraz ciągłej edukacji społeczeństwa.

Rozwój elektromobilności ma wiele zalet. Samochody elektryczne poza nisko lub zero-emisyjnością mogą stanowić także źródło mocy, które może oddawać swoją energię w przypadku szczytowego zapotrzebowania. Samochody mogą być ładowane w „dolinach nocnych” gdzie zapotrzebowanie na energię jest niewielkie. Wyłuszczenie krzywej dobowej zużycia energii może powodować oszczędności ze względu na mniejszą ilość jednostek wytwórczych do utrzymania. Wykorzystanie aut elektrycznych w celach transportu jest drogą do uzyskania większego bezpieczeństwa energetycznego.

Rosnąca liczba samochodów elektrycznych powoduje zwiększenie innowacyjności i powstanie nowych konstrukcji, i typów stacji ładowania. Technologie rozwijają nie tylko producenci samochodów, ale także producenci osprzętu elektrycznego. Układy przekształtnikowe mogą być zainstalowane wewnątrz pojazdu, co pozwala na ładowanie auta ze zwykłego gniazda domowego. Nie zapewnia to jednak dostatecznej mocy i szybkiego czasu ładowania. Lepszym rozwiązaniem są stacje ładowania o większej mocy z odpowiednio dostosowanym układem transformatorowym oraz zabezpieczeniowym. Najprężniej rozwijającą się technologią są stacje ładowania z wbudowanym układem przekształtnikowym o odpowiednio dużej mocy. Układy te są obecnie najprężniej rozwijaną technologią i potrafią skrócić czas ładowania do 30 minut przy wykorzystaniu mocy nawet do 350 kW i ładowaniu napięciem stałym o wartości 400 lub 800 V.



Rys. 1. Schemat stacji ładowania [8]

Typowa stacja ładowania jest zasilana z transformatora sieciowego 50 Hz i posiada odpowiednie filtry wyższych harmonicznych oraz kompensatory mocy biernej. Schemat stacji ładowania został przedstawiony na rysunku 1.

Centralny układ składa się także z głównego prostownika, który przekształca napięcie przemiennie w napięcie stałe i zasila poszczególne punkty ładowania. Poszczególne punkty ładowania składają się z układu sterującego oraz przekształtnika DC/DC. Układ sterujący ma za zadanie sterowanie prądem ładowania oraz zapewnienie odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa. Istnieją także pojedyncze układy, które posiadają własny układ transformatora, filtrów, prostowników i przetwornic DC/DC. Układy wykorzystujące napięcie stałe posiadają dodatkową zaletę, umożliwiając bowiem podpięcie do linii prądu stałego paneli fotowoltaicznych. Sama stacja powinna posiadać dodatkowo układ licznikowy, zliczający ilość energii zużytej podczas ładowania i odpowiednie układy nadmiarowo- i różnicowoprądowe.

2. Instalacja elektryczna w stacji ładowania pojazdów

Stacje ładowania służą do przesyłania energii elektrycznej do akumulatorów aut elektrycznych bez silnika spalinowego (EV) i auta z silnikiem spalinowym i elektrycznym umożliwiającym ładowanie akumulatorów (PHEV). Samochody EV i PHEV posiadają silnik elektryczny oraz urządzenia magazynujące energię elektryczną, które można ładować ze źródła znajdującego się poza pojazdem i można poruszać się po drogach publicznych i autostradach. Ładowanie odbywa się poprzez dostosowanie odpowiedniego poziomu napięć i prądów. Ładowarki można podzielić na zewnętrzne oraz wbudowane w pojazd. Ładowarki zewnętrzne podłączone są do sieci elektrycznej prądu przemiennego i mają wbudowany konwerter AC/DC. Energia prądu stałego dostarczana jest do pojazdu. Istnieją także dedykowane stacje ładowania przeznaczone do konkretnych pojazdów, które mają określony standard komunikacji i posiadają funkcje ładowania kontrolnego. Ładowarki montowane w pojeździe mają wbudowany układ przekształtnikowy wewnątrz pojazdu. Norma PN-EN 61851 „System przewodowego ładowania pojazdów elektrycznych” [1] dzieli ładowarki na 4 typy. Trzy pierwsze typy są to ładowarki na prąd przemienny. W tym wypadku urządzenie przetwarzające prąd przemienny na prąd stały znajduje się w pojeździe. Czwarty typ są to ładowarki z wbudowanym przetwornikiem AC/DC, które przesyłają energię do pojazdu w postaci prądu stałego. Typ ładowania 1 jest to system najwolniejszy. Nie posiada on dedykowanego systemu ochrony przeciwporażeniowej oraz systemu komunikacji ładowarki z samochodem. Systemy typu 2 są systemami, które osiągają moc ładowania do 22 kW. Wtyczka posiada 2 dodatkowe złącza: Control Pilot oraz Proximity Plug. Odpowiadają one za komunikację pojazdu ze stacją ładowania, uniemożliwiając przepływ prądu w sytuacji kiedy gniazdo wtyczki nie jest dobrze przycumowane. Dodatkowo stacje tego typu posiadają wbudowane urządzenia różnicowoprądowe. Ła-

dowarki typu 3 są na stałe podłączone do sieci. Tak jak w przypadku ładowarek typu 2 posiadają przewody komunikacyjne i ochronne. Ładowarki tego typu osiągają moc powyżej 22 kW. Czwarty typ ładowarek posiada wbudowany konwerter AC/DC. Wtyczka wyposażona jest w styki stałoprądowe „+” oraz „-”. Ładowarki te osiągają najkrótsze czasy ładowania i największe moce. Ze względów bezpieczeństwa takie stacje posiadają tylko wtyki po stronie samochodu [9].

Ładowarki typu 2, 3 i 4 muszą być wyposażone w funkcję sprawdzania czy pojazd jest prawidłowo podłączony, sprawdzanie ciągłości podłączenia przewodu ochronnego, załączania i wyłączania źródła zasilania. Dla tych typów ładowarek obowiązkowe jest umieszczenie przewodu sterującego, którego pin we wtyczce jest oznaczany jako „Control pilot”. Ładowarki 2, 3 i 4 klasy mogą być opcjonalnie wyposażone w:

- kontrolę przepływu mocy z i do samochodu,
- regulacja i wykrywanie prądu obciążenia urządzeń zasilających, które nie mogą przekroczyć dopuszczalnych wartości obciążeń,
- regulacja tempa ładowania, aby zapewnić odpowiednie warunki i szybkość ładowania baterii,
- regulacja wentylacji urządzeń zasilających.

Dodatkowo pojazd powinien mieć wbudowane zabezpieczenie przez uruchomieniem i niezamierzoną jazdą podczas ładowania baterii.

W stacjach ładowania stosuje się kilka metod ochrony przed porażeniem:

- dodatkowa lub wzmocniona izolacja,
- wyrównanie potencjałów wszystkich metalowych elementów,
- automatyczne odłączenie zasilania,
- ekranowanie,
- separacja elementów niebezpiecznych.

Stacja ładowania jest narażona na różne warunki atmosferyczne i powinna przejść odpowiednie testy dające pewność bezpiecznej pracy i ochrony przed porażeniem. Testy powinny być wykonywane przy znamionowym napięciu i maksymalnym natężeniu prądu. Stacja ładowania musi być odporna na działanie temperatury w zakresie od -25°C do 40°C oraz wilgotności względnej w przedziale od 5 do 95%. Powinna być przystosowana do pracy przy ciśnieniu atmosferycznym od 860 do 1060 hPa. Przy maksymalnej temperaturze otoczenia elementy chwytnie nie mogą przekroczyć temperatury 60°C dla elementów niemetalicznych oraz 50°C dla elementów metalowych. Dla elementów, które mogą być dotknięte temperatury te wynoszą odpowiednio 85°C i 60°C .

Na obudowie stacji ładowania powinno znajdować się odpowiednie znakowanie zawierające informacje o podstawowych parametrach, tj. [2]:

- napięcie znamionowe U_n [V],
- prąd znamionowy I_n [A],
- częstotliwość znamionowa f_n [Hz],
- nazwa producenta,
- numer seryjny urządzenia,

- data produkcji,
- liczba faz,
- stopień IP,
- jeśli stacja przeznaczona jest do użytku wewnętrznego powinna mieć taką informację.

Do komunikacji stacji ładowania z pojazdem wykorzystuje się sygnał PWM. Sterowanie za pomocą modulacji szerokości impulsu wykorzystuje się do sterowania pracą ładowarki oraz do zapewnienia bezpiecznej pracy urządzenia oraz obsługi. Dzięki wykorzystaniu tego trybu pracy nie ma konieczności ręcznej regulacji prądu ładowania baterii, co zapewnia nam zabezpieczenie przed przekroczeniem maksymalnych wartości znamionowych przewodu, które mogłyby spowodować przebicie. Funkcja ta jest wykorzystywana w ładowarkach typu 2 i 3. Sygnał PWM służy także do zabezpieczenia osadzenia oraz użytkownika w przypadku kiedy wtyczka nie jest podpiętą lub kiedy nie jest poprawnie zagnieżdżona w gnieździe.

Wtyczka pojazdu oprócz styków zasilających i uziemiających musi być wyposażona w dwa dodatkowe styki [2]:

- styk sterujący,
- styk probierczy.

Styk sterujący służy do komunikacji ładowarki z samochodem poprzez sygnał PWM. Poprzez ten sygnał ładowarka dostaje informacje o tym czy wtyczka została poprawnie zamontowana w gnieździe oraz czy przewód ochronny został poprawnie połączony a co za tym idzie czy karoseria pojazdu została uziemiona.

Styk probierczy odpowiada za detekcję połączenia wtyczki i gniazda oraz określania maksymalnego prądu jaki może przepłynąć przez przewód bez uszkodzenia izolacji. Uszkodzenie izolacji mogłoby stanowić zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym. Układ ten więc stanowi ochronę przeciwporażeniową.

Ładowanie baterii odbywa się z wykorzystaniem odpowiednich układów przekształtnikowych. Układ stacji ładowania podłączony jest do sieci prądu przemiennego o napięciu 230 V i częstotliwości 50 Hz. Typowe układy ładowania składają się z sekwencji AC/DC/AC/DC. Pierwszy układ jest diodowym układem prostowniczym, którego zadaniem jest wyprostowanie napięcia. Kolejnym urządzeniem zamontowanym jest przetwornik mocy zamieniający napięcie stałe na napięcie przemiennie o wysokiej częstotliwości. Do układu podłączony jest wysokoczęstotliwościowy transformator izolacyjny zapewniający izolację układu falownika od prostownika.

Ostatnim elementem jest układ prostownika, który zapewnia odpowiednie napięcie ładowania baterii. Wyróżniamy trzy układy prostownicze do zasilania stacji ładowania:

- jednofazowe 2-pulsowe,
- trójfazowe 6-pulsowe,
- trójfazowe 12-pulsowe zasilane z transformatorów podłączonych w gwiazdę-trójkąt Yd i gwiazdę-gwiazdę Yy.

W układach małej mocy stosuje się prostowniki jednofazowe 2-pulsowe i trójfazowe 6-pulsowe. W układach dużej mocy stosuje się układy 12-pulsowe z podwójnym uzwojeniem wtórnym lub dwoma transformatorami. Zastosowanie układu 12-pulsowego zamiast 6-pulsowego powoduje zmniejszenie ilości harmonicznych prądu pobieranego z sieci. Wyprostowane napięcie przez taki przekształtnik posiada także mniejsze tętnienia. Istnieją dwa rodzaje przekształtników DC/DC:

- układ niez izolowany,
- układ z transformatorem izolacyjnym.

Układy te służą do obniżania lub podwyższania napięcia wyjściowego ładowania baterii. Prąd wyjściowy układu może być płynnie regulowany zapewniając optymalny poziom ładowania baterii. Układy niez izolowane składają się z tranzystora sterowanego oraz dławika filtrującego. Posiadają one możliwość regulacji napięcia bez konieczności stosowania transformatora. Wadą takiego układu jest brak izolacji strony zasilającej od obciążenia. Układy izolowane posiadają dodatkowo wysokoczęstotliwościowy transformator, który zapewnia izolację galwaniczną strony pierwotnej i wtórnej. Izolacja ta jest dodatkową formą ochrony przeciwporażeniowej.

Zastosowanie układu prostowniczego opartego na półprzewodnikowych nieliniowych elementach diodowych jest źródłem wyższych harmonicznych pobieranego prądu z sieci. Prąd pobierany przez taki układ jest silnie odkształcony, co powoduje dodatkowe straty mocy czynnej w liniach sieci zasilającej stacje oraz transformatorach zasilających. Nowoczesnym podejściem do konstrukcji układów przekształtnikowych jest zastosowanie dwukierunkowego układu, z możliwością oddawania energii do sieci. Układ taki ma dużo zalet gdyż może ona poprawić stabilność sieci dystrybucyjnej. Podłączone w ten sposób pojazdy mogą oddawać do sieci energię w przypadku szczytowego zapotrzebowania na energię i pobierać ją w momencie najmniejszego zapotrzebowania, np. w nocy między godziną 21.00 a 7.00. Nazwa takiej technologii nosi nazwę V2G. Operator systemu może w takim wypadku sterować przepływem mocy jak w układach SmartGrids. Takie układy mogą stanowić źródło zasilania rezerwowego oraz stabilizować poziom napięcia w sieci niskiego napięcia. W takim układzie zamiast mostków diodowych stosuje się układy przekształtnikowe oparte na tranzystorach z izolowaną bramką IGBT lub tranzystorach mocy MOSFET z azotku galu GaN lub węgliku krzemu SiC. W skład takiego układu wchodzi dwukierunkowy przekształtnik AC/DC oraz przekształtnika DC/DC. Przekształtnik AC/DC pełni rolę prostownika aktywnego lub falownika w trybie oddawania energii do sieci. Wykorzystanie prostownika sterowanego zmniejsza amplitudę harmonicznych prądu pobieranego z sieci, co skutkuje pobieraniem nieodkształconego sinusoidalnego prądu. Wartość harmonicznych THD wynosi poniżej 5%. Układ taki może dodatkowo pełnić rolę kompensatora mocy biernej w sieci.

Nowoczesne układy mogą być wyposażone dodatkowo w układy aktywnego odprężania, którego zadaniem jest podwyższanie napięcia. Zastosowanie takiego układu pozwala na zmianę elektrolitycznych kondensatorów, które zajmują bardzo dużą część objętości oraz masy ładowarki i zastąpienie ich kondensatorami polipropylenowymi foliowymi.

3. Bezpieczeństwo instalacji stacji ładowania samochodów elektrycznych

Stacje ładowania są zasilana napięciem przemiennym do 1000 V. Wartość takiego napięcia może się wahać do około $\pm 10\%$ U_n , a częstotliwość takiego źródła zasilania powinna wynosić 50 Hz $\pm 1\%$. Stacje ładowania powinny posiadać dodatkowe zasilania bateryjne, które zwolni blokadę wtyczki i pozwoli odłączyć przewód.

Ładowany pojazd połączony jest ze stacją ładowania za pomocą zespołu kablowego składającego się z elastycznego przewodu oraz złącza lub wtyczki. W skład przewodu wchodzi:

- przewody zasilające, sterujące odpowiedzialne za komunikację i sterowanie
- przewód uziemiający.

Ciągłość przewodu między pojazdem a stacją ładowania powinna być ciągle sprawdzana w całym procesie ładowania.

Wtyczka musi być wyposażona w układ mechaniczny zapobiegający odłączeniu podczas ładowania. Podczas łączenia wtyczki do gniazda w pierwszej kolejności musi dojść do połączenia uziemienia, a następnie połączeń sterujących. Podczas odłączania ostatnim przewodem odłączanym musi być przewód ochronny.

Norma [2] zabrania stosowania adapterów do różnych typów gniazd i wtyczek. Użycie takich adapterów może wystąpić tylko w szczególnych przypadkach wskazanych przez producenta pojazdu. Takie adaptory muszą być szczególnie oznaczone.

Istnieją trzy układy połączeń przewodów:

- przewód jest podłączony na stałe do pojazdu i odłączalną wtyczką od strony sieci prądu przemiennego za pomocą domowego lub przemysłowego gniazda
- podłączenie stacji ładowania do samochodu za pomocą odłączalnego z obu stron przewodu,
- przewód podpięty jest na stałe do stacji ładowania, czyli źródła prądu przemiennego i wpinany jest do samochodu za pomocą odpowiedniej wtyczki.

Wartości napięć i prądów znamionowych przewodu musi odpowiadać wartościom znamionowym prostownika. Napięcie znamionowe żył przewodu musi być tak dobrane aby odpowiadało napięciu ładowania stacji. Wartość znamionowa prądu przewodu powinna być dobrana wg wartości znamionowej prądu wyłącznika. Przewód powinien posiadać także odpowiednią wytrzymałość mechaniczną, odporność ogniową, na promieniowanie UV oraz odporność na czynniki chemiczne. Całkowita długość przewodu podłączanego do samochodu nie może przekroczyć 7,5 m.

Gniazda i wtyczki do ładowania samochodów elektrycznych są dobierane wg mocy i rodzaju prądu oraz powinny charakteryzować się odpowiednim stopniem IP. Stopień IP dla poszczególnych elementów różni się w zależności od miejsca instalacji ładowarki: wewnętrznej oraz zewnętrznej.

Konstruując stację ładowania najważniejszym aspektem jest izolacja części niebezpiecznych, czyli zapewnienie podstawowej ochrony. Stacja ładowania samocho-

dów dzielimy na I i II klasę. Ładowarki klasy I posiadają podstawową izolację oraz połączenie ochronne jako zabezpieczenie przed uszkodzeniem. W tego typu ładowarkach wszystkie odsłonięte części przyłączone są do zacisku ochronnego. Ładowarki II klasy posiadają izolację podstawową oraz izolację dodatkową, która chroni przewód przed uszkodzeniem. Ładowarki te nie posiadają zacisku ochronnego [5].

Po odłączeniu ładowarki maksymalna wartość napięcia jakie może wystąpić między częściami czynnymi lub częściami czynnymi i masą to 42,4 V napięcia szczytowego lub 60 V napięcia stałego. Energia zgromadzona między takimi częściami nie może być większa niż 20 J. Przewody i obudowa stacji ładowania musi być odporna na przebicia. Testowanie na warunki przebicia polega na podaniu dużo większego napięcia. W przypadku izolacji klasy I polega na podaniu napięcia równego $U_n + 1200$ V napięcia skutecznego, gdzie U_n jest napięciem ładowania między fazą przewodzącą a przewodem neutralnym uziemionego systemu. Test powinien być wykonany przez 1 minutę. Dla izolacji II klasy podane napięcie powinno wynosić $2 \cdot (U_n + 1200)$ V. Test można wykonać dla napięcia przemiennego o częstotliwości 50 lub 60 Hz lub napięcia stałego – w tym przypadku wartość napięcia stałego musi się równać szczytowej wartości napięcia przemiennego. Wartość rezystancji dla izolacji I klasy musi być większa niż 1 MW, a dla II klasy 7 MW.

Stacje ładowania powinny być wyposażone w urządzenie różnicowoprądowe RCD. Urządzenie to odpowiada za przepuszczanie prądu w normalnych warunkach pracy oraz przerwanie obwodu ładowania gdy prąd różnicowy osiągnie wartość progową. Urządzenie różnicowoprądowe musi posiadać charakterystykę A określoną w normie PN-EN 61008-1. *Włłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB)*. Część 1: *Postanowienia ogólne* [3]. Urządzenie to chroni przed kontaktem pośrednim w przypadku awarii lub błędnego połączenia. Urządzenie różnicowoprądowe musi zapewniać poprawne działanie dla wartości progowej prądu różnicowego nie większej niż $I\Delta n < 30$ mA. System ładowania musi działać w taki sposób, aby nie wprowadzał dodatkowych prądów stałych, niesinusoidalnych oraz harmonicznych, które mogłyby zakłócić działanie urządzenia różnicowoprądowego.

4. Podsumowanie

W ostatnim czasie bardzo powszechnym i najczęściej wykorzystywanym sposobem ładowania baterii samochodów jest ładowanie prądem przemiennym. Na rynku dostępne są konstrukcje stacji ładowania posiadające przekształtniki energoelektroniczne wysokiej mocy, które ze względu na swoje parametry potrafią naładować baterię w czasie krótszym niż pół godziny przez co zyskują na popularności. Rozwój rynku samochodów elektrycznych spowodował powstanie wielu konstrukcji i standardów systemów ładowania. Dobór konkretnego rozwiązania zależy od rodzaju dostępu do sieci elektrycznej,

rodzaju prądu ładowania oraz od standardu jaki wykorzystują producenci samochodów. Każda stacja ładowania pojazdów powinna spełniać wszystkie wymogi bezpieczeństwa. Takie urządzenia elektryczne muszą posiadać odpowiednią izolację, aparaty zabezpieczające w tym różnicowoprądowe oraz standardy komunikacji, które umożliwiają ładowanie dopiero po podłączeniu do samochodu. Bardzo ważnym elementem stacji ładowania ładującej prądem stałym są układy energoelektroniczne. Taka instalacja musi posiadać zabezpieczenia przeciwporażeniowe oraz przeciwprzepięciowe, aby była bezpieczna dla użytkownika oraz instalacji elektrycznej.

Nieprawidłowo wykonana instalacja przeważnie powoduje przeciążenie sieci oraz upływ prądu stałego. W pierwszym przypadku nastąpi wyłączenie bezpiecznika nadprądowego ponieważ prąd pobierany przez stację ładowania będzie za duży. Natomiast w drugim przypadku nastąpi zadziałanie wyłącznika RCD, który odłączy napięcie w chwili pojawienia się prądu stałego wskutek np. uszkodzenia izolacji przewodów instalacji stałoprądowej lub uszkodzenie wbudowanej energoelektroniki

Zgodnie z informacjami zawartymi w normie PN-HD 60364-7-722:2019-01 [4] oraz PN-IEC 60364-4-41:2000 [5] dla prawidłowego użytkowania stacji ładowania samochodów elektrycznych należy taką stację wyposażać w następujące funkcjonalności:

- weryfikację poprawności podłączenia pojazdu do stacji ładowania,
- możliwość podania napięcia na wyjście stacji dopiero po prawidłowym połączeniu pojazdu,
- test ciągłości przewodu ochronnego w czasie rzeczywistym,
- wyłączenie napięcia na wyjściu stacji po awarii obwodu sterowania czy przekazanie do ładowanego pojazdu informacji o maksymalnym dopuszczalnym prądzie ładowania.
- zapewnienie samoczynnego wyłączenia zasilania,
- podwójną lub wzmocnioną izolację,
- separację galwaniczną,
- zasilanie SELV/PELV.

Poprawnie zaprojektowana stacja ładowania samochodów elektrycznych musi być wyposażona w wyłącznik, odłączający zasilanie w momencie wykrycia upływu prądu stałego. Należy się zastanowić w którym miejscu zamontować wyłącznik. W dokumentach normatywnych nie określono po której stronie stacji ładowania, czy instalacji elektrycznej ma być montowany.

Literatura

- [1] PN-EN 61851-1:2019-10. *System przewodowego ładowania pojazdów elektrycznych. Część 1: Wymagania ogólne.*
- [2] PN-EN 62196-1. *Wtyczki, gniazda wtyczkowe, złącza pojazdowe i wtyki pojazdowe. Przewodowe ładowanie pojazdów elektrycznych. Część 1: Wymagania ogólne.*
- [3] PN-EN 61008-1:2013-05. *Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB). Część 1: Postanowienia ogólne.*

- [4] PN-HD 60364-7-722:2019-01. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Zasilanie pojazdów elektrycznych*
- [5] PN-IEC 60364-4-41:2000. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przeciwporażeniowa.*
- [6] <https://napradzie.pl/2022/12/17/licznik-elektromobilnosci-po-polskich-drogach-jezdi-wiecej-osobowych-bev-niz-phev/>
- [7] <https://www.wyorkierowcow.pl/polacy-chca-aut-elektrycznych-ale-ich-nie-kupuja-dlaczego/>
- [8] <https://www.semikron-danfoss.com/industrial-applications/car-charger-stations/application-examples.html>
- [9] <https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes/>

INSTALACJE ELEKTRYCZNE NA PLACACH BUDOWY I/LUB ROZBIÓRKI – WYBRANE ASPEKTY BEZPIECZEŃSTWA

W artykule przedstawiono instalacje elektryczne tymczasowe, zwracając szczególną uwagę na instalacje elektryczne na placach budowy i/lub rozbiórki. Dokonano przeglądu tych instalacji, przedstawiono ich charakterystykę i omówiono sposób i zalecenia dla ich właściwej eksploatacji z punktu widzenia bezpieczeństwa użytkownika. Przedstawiono przepisy związane z instalacjami tymczasowymi stosowanymi na placach budowy i/lub rozbiórki w obszarze bezpieczeństwa.

1. Wprowadzenie

Instalacje elektryczne zasadniczo stanowią zespół urządzeń przeznaczonych do dostarczenia energii elektrycznej z sieci rozdzielczej do odbiorników [9]. Obejmują one przewody i kable elektroenergetyczne, urządzenia zabezpieczające i przyrządy łączeniowe, zabezpieczające, ochronne, sterujące i pomiarowe wraz z ich obudowami i konstrukcjami wsporczy, odbiorniki energii elektrycznej (siłowe, oświetleniowe, elektrotermiczne, gospodarstwa domowego i inne) oraz rezerwowe źródła energii elektrycznej wraz z instalacjami przynależnymi do tych urządzeń.

Instalacje elektryczne można klasyfikować biorąc pod uwagę różne kryteria takie jak: miejsce występowania instalacji, rodzaj zasilanych odbiorników, czas użytkowania instalacji czy sposób jej wykonania.

Z punktu widzenia przewidywanego czasu użytkowania instalacji wyróżnia się instalacje elektryczne stałe lub tymczasowe (prowizoryczne). Dla tych ostatnich zakłada się ograniczony czas eksploatacji nieprzekraczający 3 lata [9].

Do grupy instalacji tymczasowych zalicza się m.in. instalacje elektryczne eksploatowane na placu budowy i/lub rozbiórki. Takie instalacje pracują często w trudnych warunkach środowiskowych. Są użytkowane w warunkach napowietrznych przy zmiennych warunkach pogodowych (temperatura, deszcz, nasłonecznienie) i różnych dodatkowych narażeniach. Ponadto występuje w trakcie ich eksploatacji szereg czynników, które zwiększają m.in. zagrożenie porażeniowe. Należą do nich: zmiany lokalizacji odbiorników, rozdzielnic i związane z tym zmiany konfiguracji sieci rozdzielczej terenu budowy; brak stałych dróg komunikacji i transportu maszyn, materiałów i ludzi; duży udział w stosowanych urządzeniach budowlanych urządzeń elektrycznych ręcznych

i przenośnych, przemieszczanych ręcznie podczas użytkowania; niski poziom przygotowania pracowników w zakresie bezpiecznego użytkowania urządzeń elektrycznych; zły stan techniczny urządzeń spowodowany ciężkimi warunkami eksploatacyjnymi oraz spotykanym brakiem właściwej troski o należytą eksploatację, konserwację i fachowe naprawy urządzeń; brak właściwego nadzoru nad bezpieczeństwem użytkowania urządzeń elektrycznych [8]. Ponadto następuje zmniejszenie odporności organizmu ludzkiego na działanie prądu elektrycznego spowodowane warunkami środowiskowymi i wykonywaną pracą przez pracowników na terenie budowy i/lub rozbiórki.

Wymienione czynniki powodują, że na placach budów i rozbiórki w Polsce, znacznie częściej niż w przemyśle, zdarzają się śmiertelne wypadki porażen prądem elektrycznym [8].

2. Instalacje elektryczne na placach budowy i/lub rozbiórki

Zasilanie placu budowy i/lub rozbiórki w zależności od zapotrzebowania na moc i wielkości terenu budowy może być realizowane za pomocą: stacji elektroenergetycznych, linii niskiego napięcia, zespołu prądotwórczego lub instalacji inwestora. Zasadniczo powinno być wykonane na podstawie dokładnej inwentaryzacji zagospodarowania i uzbrojenia terenu. Ze względów techniczno-ekonomicznych oraz wymogów bezpieczeństwa najkorzystniejsze jest zasilanie placu budowy ze stałych stacji elektroenergetycznych. Stacje te powinny być zbudowane i oddane do użytku przed rozpoczęciem budowy. W przypadku braku takiej możliwości plac budowy należy zasilac z przewoźnej stacji elektroenergetycznej przeznaczonej specjalnie do tego celu. Jeśli brak jest możliwości zasilania placu budowy z własnej stacji, można korzystać z zasilania linią niskiego napięcia z sieci energetyki zawodowej lub przemysłowej. Zasilanie placu budowy z zespołów prądotwórczych powinno być ograniczone do zasilania awaryjnego lub w wyjątkowych sytuacjach np przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej; w pierwszym okresie budowy, do czasu zbudowania stałego źródła zasilania. Źródła zasilania awaryjnego powinny być tak zainstalowane, aby niemożliwe było połączenie ze sobą różnych źródeł zasilania. Małe tereny budów powinny być zasilane z szafek złączowo-pomiarowych budowanych na granicy posesji, które docelowo będą służyły do zasilania budowanego obiektu (np. domu jednorodzinnego). Stosuje się wówczas tymczasowe przyłącze kablowe lub napowietrzne z sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, budowane na potrzeby zasilania terenu budowy. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej zawieranej z przedsiębiorstwem energetycznym (operatorem systemu dystrybucyjnego). W szczególnych przypadkach teren budowy może być zasilany jednocześnie z kilku wymienionych źródeł.

W praktyce najczęściej place budowy o mocy zapotrzebowanej do 50 kW są zasilane linią niskiego napięcia 230/400 V, a do 500 kW wymagają zasilania z przynajm-

niej jednej stacji transformatorowej SN/nn. Przy czym zarówno rodzaj zasilania, jak i złożoność infrastruktury elektrycznej są uzależnione od wielkości budowy.

Odbiorniki energii elektrycznej na placach budowy i/lub rozbiórki powinny być zasilane z rozdzielnic budowlanych (terenów budowy) – zestawów rozdzielnic i sterownic niskonapięciowych, przeznaczonych do instalowania na terenach budów ACS (ang. *Assemblies for Construction Sites*). Zestawy ACS są kompatybilne i w zależności od potrzeb można je łączyć szeregowo. Połączenia wykonuje się przewodami giętkimi miedzianymi pięciożyłowymi typu H07 RN-F.

Każda z rozdzielnic powinna być wyposażona w: urządzenia zabezpieczające przed prądem przetężeniowym, urządzenia zapewniające ochronę przy uszkodzeniu oraz gniazda wtyczkowe. Ponadto każdy zestaw ACS instalowany na terenie budowy powinien zawierać urządzenia do przyłączania i odizolowania doprowadzonego zasilania. Urządzenia do izolacyjnego odłączania powinny mieć zabezpieczenie ich pozycji otwarcia za pomocą kłódki lub umieszczenia w zamykanej obudowie. Zasilanie bezpieczeństwa i rezerwowe powinny być przyłączone za pomocą urządzeń zestawionych w sposób uniemożliwiający połączenie ze sobą różnych źródeł zasilania [8].

Rozdzielnice budowlane można klasyfikować biorąc pod uwagę różne kryteria takie jak możliwość przemieszczenia czy funkcję jaką pełnią na placu budowy. Wyróżnia się rozdzielnice przewożne (półstałe) i ruchome. W pierwszym przypadku miejsce ustawienia rozdzielnic może się zmieniać w czasie pracy na terenie realizowanej budowy, ale przed zmianą miejsca najpierw odłącza się je od zasilania, natomiast w drugim – miejsce ustawienia rozdzielnic można zmieniać w czasie pracy na terenie realizowanej budowy bez odłączania zasilania. Zestawy ACS mogą na placach budów pełnić funkcję: zasilania, pomiarową, rozdzielczą i transformatorową.

Rozdzielnice budowlane rozmieszcza się na terenie budowy i/lub rozbiórki tak, aby odległość do odbiorników energii nie była większa niż 50 m [2]. Montuje się je za pomocą uchwytów, stojaków lub fundamentów. Rozmieszczenie rozdzielnic zbyt daleko od odbiorników wymusza na wykonawcach robót budowlanych szeregowe łączenie przedłużaczy elektrycznych, co może skutkować brakiem ochrony przeciwporażeniowej, lub nieprawidłowym działaniem odbiorników energii, spowodowanym zbyt dużym spadkiem napięcia w instalacji elektrycznej.

Głównym przeznaczeniem rozdzielnic budowlanych jest dostarczanie energii elektrycznej, niezbędnej do wykonywania różnego rodzaju prac remontowo-budowlanych oraz eksploatacyjnych realizowanych na placach budowy i/lub rozbiórki. Służą więc do zasilania, rozliczania, rozdzielania oraz zabezpieczania tymczasowych instalacji elektrycznych stosowanych na tych placach przed skutkami zwarć i przeciążeń. Ważnym elementem ich wyposażenia są gniazda, umożliwiające zasilanie różnych maszyn i urządzeń elektrycznych. W zależności od wersji wykonania rozdzielnic budowlanych, gniazda montowane są: we wnętrzu obudów lub zewnętrznie, na ich bocznych ścianach lub pod obudowami [11]. Wykonywane są w opcji przenośnej lub do trwałego usytuowania. Rozdzielnice budowlane wyposażane są również w bezpośrednie lub

półpośrednie układy pomiarowe, służące do pomiaru odbieranej energii elektrycznej. Często realizują także funkcje rozdziału instalacji, mogą być przystosowane do zasilania z agregatu prądowłórczego oraz przygotowane do połączenia szeregowego.

Rozdzielnice budowlane mogą być dowolnie konfigurowane i wyposażane w zależności od przewidywanych funkcji, sposobu i źródła zasilania, ilości i miejsca montażu gniazd odbiorczych i dodatkowego wyposażenia oraz sposobu montażu.

Podstawowe elementy wyposażenia rozdzielnic budowlanych obejmują: konstrukcje montażowe, płyty izolacyjne, listwy zaciskowe dla przewodów zasilających i odbiorczych, zabezpieczenia przedlicznikowe, tablice licznikowe, rozłączniki główne (montowane zazwyczaj na zewnętrznej elewacji rozdzielnic ze względów bezpieczeństwa), wyłączniki nadprądowe lub rozłączniki bezpiecznikowe, wyłączniki różnicowoprądowe stosowane jako zabezpieczenia gniazd odbiorczych oraz gniazda odbiorcze [11].

Dla wyposażania rozdzielnic budowlanych stosowane są następujące rodzaje gniazd odbiorczych: gniazda 2P, 16A, 24V, IP44 – tablicowe z użyciem transformatora; gniazda 3P, 16A, 230V, IP44 – tablicowe skośne; gniazda 5P, 16A, 400V, IP44 – tablicowe skośne; gniazda 5P, 32A, 400V, IP44 – tablicowe skośne; gniazda 5P, 63A, 400V, IP44 – tablicowe skośne oraz gniazda 5P, 125A, 400V, IP44 – tablicowe skośne [11].

Zestawy ACS wyposażone są w gniazda wtyczkowe i wtyczki do instalacji przemysłowych. Konstrukcja gniazd i wtyczek przemysłowych zapobiega ich wzajemnemu łączeniu z gniazdami i wtyczkami o różnych prądach i napięciach znamionowych. Prądy znamionowe gniazd i wtyczek stosowanych w rozdzielnicach budowlanych wynoszą: 16 A, 32 A, 63 A i 125 A. Gniazda i wtyczki przemysłowe znakowane są barwami odpowiadającymi ich napięciu znamionowemu. Gniazda wtyczkowe wyposażone są w pokrywę styków zapewniającą odpowiedni stopień ochrony IP, pełniącą jednocześnie funkcję blokady mechanicznej zapobiegającej wysunięciu się wtyczki. Gniazda wtyczkowe zainstalowane na rozdzielnicy budowlanej powinny mieć stopień ochrony co najmniej IP44.

Zabezpieczenia gniazd wtyczkowych realizuje się za pomocą wyłączników różnicowoprądowych o znamionowym prądzie różnicowym nieprzekraczającym: 30 mA w obwodach gniazd wtyczkowych o prądzie znamionowym do 32 A włącznie i 500 mA w obwodach gniazd wtyczkowych o prądzie znamionowym przekraczającym 32 A [10].

Rozdzielnice budowlane zabezpiecza się przed dostępem osób nieupoważnionych. Realizuje się to przez za to zamknięcie części czynnych niebezpiecznych w obudowie, którą można otworzyć tylko przy użyciu klucza lub narzędzia. Jedynie gniazda wtyczkowe, rękojeści manewrowe i guziki przycisków sterowniczych mogą być dostępne bez użycia klucza lub narzędzia. Zestaw ACS może mieć drzwi, zamykane kluczem lub narzędziem, ale są one otwarte podczas normalnego użytkowania rozdzielnicy.

Rozdzielnice budowlane wyposażone są w urządzenia (łączniki) do izolacyjnego odłączania zasilania, mające zabezpieczenie ich pozycji otwarcia (np. za pomocą kłódki lub umieszczenia w zamykanej obudowie). Wszystkie urządzenia do odłącza-

nia izolacyjnego powinny być opisane w sposób umożliwiający identyfikację odłączanych obwodów.

Oprzewodowanie na placach budowy/i rozbiórki należy wykonać z przewodów giętkich. Takie przewody powinny być zwymiarowane na napięcie znamionowe 450/750 V i posiadać izolację żyły wykonaną z gumy naturalnej albo etylenowo-propylenowej lub równoważnego syntetycznego plastomeru. Powinny być typu H07 RN-F lub im równoważne, odporne na ścieranie i wodę.

Przewody elektryczne należy tak rozprowadzić lub podwiesić na stojakach na terenie budowy, aby nie były narażone na uszkodzenie mechaniczne z powodu prowadzonych prac budowlanych. W celu uniknięcia uszkodzenia nie zaleca się układania przewodów w miejscach przejść lub przejazdów. Tam, gdzie jest to konieczne, powinna być zastosowana specjalna ochrona przed uszkodzeniami mechanicznymi i przed możliwością styku z częściami budowli. Realizuje się to np. poprzez ułożenie przewodów w najeździe kablowym zapewniającym ochronę przed uszkodzeniem mechanicznym w miejscach przejść lub przejazdów. Szczególną uwagę należy zwrócić na ochronę układanych i zawieszanych przewodów przed uszkodzeniami mechanicznymi spowodowanymi i prowadzonymi nie tylko pracami budowlanymi ale i czynnikami środowiskowymi.

W zasilaniu i rozdziale energii elektrycznej na placu budowy i/lub rozbiórki wyodrębnią się cztery strefy ochronne, które różnią się głównie wyposażeniem w urządzenia elektryczne, funkcją i zastosowaną ochroną przeciwporażeniową.

Strefa I obejmuje strefę zasilania terenu budowy. W strefie tej znajduje się linia zasilająca oraz stacja elektroenergetyczna. W przypadku zasilania z sieci niskiego napięcia jest to główna rozdzielnica zasilająca teren budowy. Strefa ta powinna być wydzielona, a w przypadku zasilania linią napowietrzną SN, usytuowana na granicy terenu budowy. Ogrodzenie strefy I powinno mieć wysokość co najmniej 2 m i być oznaczone odpowiednimi tablicami ostrzegawczymi [10]. Ogrodzenie strefy należy traktować jako ograniczenie dostępu do niej osób nieupoważnionych.

Strefa II obejmuje linie rozdzielcze terenu budowy: napowietrzne, kablowe lub wykonane przewodami oponowymi. Na terenach budów nie należy stosować linii napowietrznych z przewodami gołymi. Aby zmniejszyć zagrożenie porażeniowe, należy dążyć do jak najszerzego stosowania przewodów izolowanych, kabli podwieszanych i przewodów oponowych. W instalacjach stałych, jeżeli przekroje przewodów oponowych są niewystarczające, dopuszcza się stosowanie kabli połwinitowych prowadzonych napowietrznie na podporach. Linie rozdzielcze na terenach budów powinny być prowadzone możliwie najkrótszymi trasami, z jak najmniejszą liczbą skrzyżowań z trasami transportowymi. W miejscach skrzyżowań linie powinny być chronione przed uszkodzeniami mechanicznymi lub zawieszane na wysokości nie utrudniającej transportu i ruchu maszyn budowlanych.

Ze względu na specyfikę terenu budowy w miarę postępu prac budowlanych często zachodzi potrzeba przemieszczenia rozdzielnic budowlanych zasilających urządzenia

odbiorcze, a tym samym przemieszczenia linii zasilających. Dlatego kable stosowane na terenach budowy nie mogą być układane na stałe. W praktyce układa się je na kołkach, podporach, zawiesza na uchwytych, wieszakach lub kładzie bezpośrednio na ziemi [10]. Częste przemieszczanie kabli powoduje narażenie ich powłok na uszkodzenia mechaniczne.

Strefa III obejmuje rozdzielnice budowlane, dźwignicowe oraz przystawki pomiarowe.

Strefa IV obejmuje wszystkie urządzenia odbiorcze stosowane na terenie budowy.

Wszystkie urządzenia elektryczne stosowane na terenach budowy i/lub rozbiórki w dowolnej strefie ochronnej powinny być wyposażone zarówno w ochronę przed dotykiem bezpośrednim, jak i w ochronę przed dotykiem pośrednim. Sieci elektroenergetyczne stosowane na terenach budowy powinny zawierać oddzielny przewód ochronny PE, przez co zalecane jest stosowanie sieci o układzie TN-S. W miejscu rozdzielnic przewodu PEN sieci zasilającej na dwa oddzielne przewody N i PE (przy rozdzielniczy głównej zasilającej teren budowy) powinno być wykonane uziemienie dodatkowe R_B o rezystancji nie większej niż 30Ω [8]. Zaleca się wielokrotne uziemianie przewodów ochronnych instalacji elektroenergetycznej.

Ochrona przeciwporażeniowa w strefie I obejmuje ochronę przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim. Ochrona przed dotykiem bezpośrednim powinna być zapewniona przez stosowanie izolowania części czynnych oraz obudów i osłon o stopniu ochrony co najmniej IP44. Ochrona przed dotykiem pośrednim powinna być zapewniona przez samoczynne wyłączenie zasilania. W głównej rozdzielniczy zasilającej zaleca się umieszczenie wyłącznika różnicowoprądowego selektywnego o znamionowym różnicowym prądzie zadziałania nie większym niż 500 mA, chroniącego całą instalację elektroenergetyczną niskiego napięcia terenu budowy wraz z urządzeniami odbiorczymi.

Kable i przewody elektroenergetyczne eksploatowane w strefie II placu budowy i/lub rozbiórki powinny mieć zapewnioną ochronę przed dotykiem bezpośrednim przez izolowanie części czynnych. Izolacja kabli i przewodów powinna być dostosowana do zagrożeń środowiskowych wynikających z warunków pracy i chroniona w szczególności przed uszkodzeniami mechanicznymi. Urządzeniem wyłączającym w ochronie przed zwarciami doziemnymi powinien być średnioczuły wyłącznik różnicowoprądowy umieszczony w strefie I.

Użytkowane w strefie III rozdzielnice budowlane, dźwignicowe i przystawki pomiarowe powinny mieć zapewnioną ochronę przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim. Ochrona przed dotykiem bezpośrednim powinna być zapewniona przez obudowy i osłony o stopniu ochrony co najmniej IP44. Zaleca się budowę tych rozdzielnic zgodnie z wymaganiami dla urządzeń II klasy ochronności lub o izolacji równoważnej. Obudowy i osłony powinny być dostosowane do warunków środowiskowych. Szczególnie ważna jest odporność na temperaturę, wilgoć i uszkodzenia mechaniczne. W przypadku stosowania ochrony przed dotykiem pośrednim przez samoczynne wy-

łączenie zasilania, wyłączenie powinno nastąpić w czasie do 0,2 s, a dopuszczalne długotrwałe napięcie dotykowe U_L wynosi 25 V napięcia przemiennego [8].

Odbiorniki elektryczne w strefie IV powinny być zasilane z rozdzielnic budowlanych wyposażonych w: urządzenia zabezpieczające przed prądem przetężeniowym, środki techniczne ochrony przed dotykiem pośrednim oraz gniazda wtyczkowe służące do przyłączania urządzeń odbiorczych.

Wszystkie urządzenia odbiorcze użytkowane w strefie IV powinny mieć zapewnioną ochronę przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim. Ochrona przed dotykiem bezpośrednim powinna być realizowana przez izolowanie części czynnych oraz przez obudowy i osłony o stopniu ochrony co najmniej IP44. Przewody ruchome zasilające urządzenia odbiorcze powinny mieć izolację dostosowaną do warunków środowiskowych. Zalecane jest stosowanie przewodów oponowych. Ochrona przed dotykiem pośrednim powinna być realizowana przez: samoczynne wyłączenie zasilania przez wysokoczuły wyłącznik różnicowoprądowy (dla obwodów zasilających gniazda wtyczkowe o prądzie znamionowym do 32 A włącznie lub elektronarzędzia ręczne o prądzie do 32A włącznie) lub separację elektryczną indywidualną (jeden odbiornik przyłączony do jednego uzwojenia transformatora separacyjnego) lub zasilanie napięciem bardzo niskim (SELV, PELV) [10].

3. Wymagania stawiane tymczasowym instalacjom elektrycznym stosowanym na placach budowy i/lub rozbiórki

Instalacje elektryczne na placach budowy i/lub rozbiórki podlegają ściśle krajowym regulacjom prawnym dotyczącym instalacji elektrycznych. Regulacje te wynikają głównie z ustawy *Prawo budowlane* [1] i jednego z wielu aktów wykonawczych do niej – Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z 06.02.2003 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas wykonywania robót budowlanych [2]. W rozdziale 7 poświęconym instalacjom i urządzeniom elektroenergetycznym wspomnianego rozporządzenia zamieszczono szereg podstawowych i szczegółowych wymagań technicznych, które należy uwzględnić na etapie projektowania, budowy i eksploatacji instalacji elektrycznych na placach budowy i/lub rozbiórki. Najważniejsze z nich przedstawiono poniżej.

Instalacje elektryczne na placach budowy i/lub rozbiórki powinny być zaprojektowane, wykonane, utrzymywane i użytkowane w sposób nie stwarzający zagrożenia pożarowego i wybuchowego oraz aby nie narażały pracowników na porażenie prądem elektrycznym i nie powodowały innych szkodliwych skutków.

Projekt, konstrukcję i wybór materiałów oraz urządzeń ochronnych w instalacji tymczasowej należy dostosować do typu, rodzaju i mocy rozdzielanej energii, warunków zewnętrznych oraz do poziomu kwalifikacji osób mających dostęp do instalacji.

Ponadto wszystkie prace związane z podłączeniem, sprawdzaniem, konserwacją oraz naprawą instalacji i urządzeń elektrycznych powinny być wykonywane przez osoby posiadające odpowiednie uprawnienia.

Znajdujące się na terenach placów budowy i/lub rozbiórki lub w ich pobliżu napowietrzne linie elektroenergetyczne, które ze względów techniczno-ekonomicznych nie można usunąć lub zastąpić liniami kablowymi stanowią jedno z największych zagrożeń bezpieczeństwa. Dlatego nie jest dopuszczalna lokalizacja stanowisk pracy, składowisk wyrobów i materiałów lub maszyn i urządzeń budowlanych bezpośrednio pod napowietrznymi liniami elektroenergetycznymi lub w odległości liczonej w poziomie od skrajnych przewodów, mniejszej niż: 3 m - dla linii o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 1 kV; 5 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, lecz nieprzekraczającym 15 kV; 10 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 15 kV, lecz nieprzekraczającym 30 kV; 15 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 30 kV, lecz nieprzekraczającym 110 kV i 30 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 110 kV [2].

Podobnie w czasie wykonywania robót budowlanych z zastosowaniem żurawi lub urządzeń załadowczo-wyładowczych należy zachować odpowiednie odległości, mierzone do najdalej wysuniętego punktu urządzenia wraz z ładunkiem.

Przy wykonywaniu robót budowlanych przy użyciu maszyn lub innych urządzeń technicznych, bezpośrednio pod linią wysokiego napięcia, należy uzgodnić bezpieczne warunki pracy z jej użytkownikiem, zachować szczególną ostrożność i przestrzegać ściśle zasad pracy w pobliżu stref niebezpiecznych. Ponadto takie prace wymagają nadzoru przez kierownictwo budowy.

Rozdzielnice budowlane na terenie budowy, jak wspomniano, lokalizuje się w odległości nie większej niż 50 m od odbiorników energii elektrycznej i zabezpiecza się przed dostępem nieupoważnionych osób.

Połączenia przewodów elektrycznych z urządzeniami mechanicznymi wykonuje się w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy osób obsługujących takie urządzenia. Ponadto zabezpiecza się je przed uszkodzeniami mechanicznymi.

Miejsca wykonania robót, drogi na terenie budowy, dojścia i dojazdy w czasie wykonywania robót powinny być dostatecznie oświetlone.

Ważnym zagadnieniem jest dopuszczenie tymczasowych instalacji elektrycznych do eksploatacji, a w trakcie budowy wykonywanie wymaganych prac konserwacyjnych i modernizacyjnych oraz wymaganych pomiarów i badań.

Okresowa kontrola stanu stacjonarnych urządzeń elektrycznych pod względem bezpieczeństwa powinna odbywać się co najmniej jeden raz w miesiącu, natomiast kontrola stanu i oporności izolacji tych urządzeń, co najmniej dwa razy w roku [2]. Ponadto taką kontrolę należy przeprowadzić przed uruchomieniem urządzenia po dokonaniu zmian i napraw części elektrycznych i mechanicznych lub przed uruchomieniem urządzenia, w sytuacji gdy urządzenie było nieczynne przez ponad miesiąc oraz przed uruchomieniem urządzenia po jego przemieszczeniu [2].

W przypadku zastosowania urządzeń ochronnych różnicowoprądowych w instalacji elektrycznej należy sprawdzić ich działanie każdorazowo przed przystąpieniem do pracy.

Kopie zapisu pomiarów skuteczności zabezpieczenia przed porażeniem prądem elektrycznym powinny znajdować się u kierownika budowy.

Dokonywane naprawy i przeglądy urządzeń elektrycznych powinny być odnotowane w książce konserwacji urządzeń.

W rozdziale 8 poświęconym maszynom i innym urządzeniom technicznym rozporządzenia [2] zamieszczono szereg podstawowych i szczegółowych wymagań, które należy uwzględnić na etapie montażu, eksploatacji i obsługi maszyn i urządzeń elektrycznych (dla których energia elektryczna stanowi źródło napędu) oraz elektronarzędzi na placach budowy i/lub rozbiórki. Najważniejsze z nich przedstawiono poniżej.

Maszyny i inne urządzenia techniczne oraz narzędzia zmechanizowane powinny być montowane, eksploatowane i obsługiwane zgodnie z instrukcją producenta oraz spełniać wymagania określone w przepisach dotyczących systemu oceny zgodności.

Maszyny i inne urządzenia techniczne, podlegające dozorowi technicznemu, mogą być używane na terenie budowy tylko wówczas, jeżeli wystawiono dokumenty uprawniające do ich eksploatacji. Takie dokumenty powinny być dostępne dla organów kontroli w miejscu eksploatacji maszyn i urządzeń.

Wykonawca, użytkujący maszyny i inne urządzenia techniczne, niepodlegające dozorowi technicznemu, udostępnia organom kontroli dokumentację techniczno-ruchową lub instrukcję obsługi tych maszyn lub urządzeń. Ponadto zapoznaje pracowników z dokumentacją przed dopuszczeniem ich do wykonywania robót.

Maszyny i inne urządzenia techniczne eksploatuje się, konserwuje i naprawia zgodnie z instrukcją producenta, w sposób zapewniający ich sprawne funkcjonowanie. Takie maszyny i inne urządzenia techniczne powinny być: utrzymywane w stanie zapewniającym ich sprawność; stosowane wyłącznie do prac, do jakich zostały przeznaczone oraz obsługiwane przez przeszkolone osoby.

Przeciążanie maszyn i innych urządzeń technicznych ponad dopuszczalne obciążenie robocze jest zabronione, z wyjątkiem przeciążeń dokonanych w czasie badań i prób.

W przypadku stwierdzenia w czasie pracy uszkodzenia maszyny lub innego urządzenia technicznego należy je niezwłocznie unieruchomić i odłączyć dopływ energii.

Na stanowiskach pracy przy stacjonarnych maszynach i innych urządzeniach technicznych powinny być dostępne instrukcje bezpiecznej obsługi i konserwacji, z którymi zapoznaje się osoby upoważnione do pracy na tych stanowiskach.

Maszyny i inne urządzenia techniczne przed rozpoczęciem pracy i przy zmianie obsługi powinny być sprawdzone pod względem sprawności technicznej i bezpiecznego użytkowania. W przypadku maszyn i innych urządzeń technicznych, dla których prowadzona jest wymagana dokumentacja, sprawdzenie potwierdza się wpisem do tej dokumentacji.

Dokonywanie napraw i czynności konserwacyjnych sprzętu zmechanizowanego będącego w ruchu jest zabronione.

Używanie zarówno uszkodzonych narzędzi, jak i przewodów elektrycznych jest zabronione. Ponadto wszelkie samowolne przeróbki narzędzi są zabronione.

Elektronarzędzia należy kontrolować zgodnie z instrukcją producenta. Wyniki kontroli powinny być odnotowywane i przechowywane przez kierownika budowy lub inną upoważnioną osobę.

Uczestnicy procesu budowlanego współdziałają ze sobą w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy w procesie przygotowania i realizacji budowy.

Bezpośredni nadzór nad bezpieczeństwem i higieną pracy na stanowiskach pracy sprawują odpowiednio kierownik robót oraz mistrz budowlany, stosownie do zakresu obowiązków.

Najważniejszą normą określającą wymagania techniczne dotyczące instalacji elektrycznych na placach budowy i rozbiórki jest norma PN-HD 60364-7-704:2010. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-704: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Instalacje na terenie budowy i rozbiórki* [5].

Norma dotyczy tymczasowych instalacji stałych lub ruchomych na terenie placów budowy i/lub rozbiórki w czasie realizacji prac budowlanych lub rozbiórkowych takich jak: budowa nowych obiektów budowlanych; remonty, przebudowy, rozbudowy, rozbiórki istniejących obiektów budowlanych lub części obiektów budowlanych; prace inżynierskie; roboty ziemne lub i inne podobne prace.

Wymagania zawarte w normie dotyczą zapewnienia bezpieczeństwa i higieny pracy, a w szczególności:

- zasilania placu budowy i/lub rozbiórki w energię elektryczną,
- wyznaczenia stref ochronnych placu budowy,
- wyboru miejsc i montażu przewodowania, urządzeń oraz aparatury rozdzielczej i sterowniczej,
- wymagań ogólnych o ochronie przeciwporażeniowej na placu budowy i/lub rozbiórki wg PN-HD 60364-4-41:2017-09 [4],
- zasad eksploatacji narzędzi ręcznych o napędzie elektrycznym, eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych na placu budowy i/lub rozbiórki.

Ochrona przeciwporażeniowa na terenie budowy i/lub rozbiórki musi spełniać wymagania ogólne zawarte w normie PN-HD 60364-4-41:2017-09 [4]. Wymagania szczegółowe zawarte w normie [5] uzupełniają, modyfikują lub zastępują wymagania ogólne.

Ważną normą określającą wymagania techniczne dotyczące instalacji elektrycznych niskiego napięcia jest norma wielozeszytowa PN-IEC 60364. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych* [3] składająca się z sześciu części, z których szczególnie istotne są: Część 3: *Ustalanie ogólnych charakterystyk*, Część 4: *Ochrona zapewniająca bezpieczeństwo* i Część 5: *Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego*.

Rozdzielnice (zestawy ACS) stosowane na placach budowy i/lub rozbiórki są rozdzielnicami niskiego napięcia. Muszą więc spełniać wymagania normy PN-EN

61439-4:2013-06. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na terenach budów (ACS)* [7]. Określają one: warunki eksploatacji, wymagania konstrukcyjne, cechy techniczne oraz zakres i rodzaj wymaganych badań dotyczących rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia przeznaczonych do stosowania na terenach budowy i/lub rozbiórki.

Na placach budowy i/lub rozbiórki eksploatuje się powszechnie narzędzia ręczne o napędzie elektrycznym. Muszą one spełniać wymagania normy PN-EN 60745-1:2006. *Narzędzia ręczne o napędzie elektrycznym. Bezpieczeństwo użytkownika. Część 1: Wymagania ogólne* [6].

4. Wnioski

Tymczasowe instalacje elektryczne eksploatowane na placu budowy i/lub rozbiórki pracują często w trudnych warunkach środowiskowych. Są użytkowane w warunkach napowietrznych przy zmiennych warunkach pogodowych i różnych dodatkowych narażeniach, które pojawiają się w trakcie ich eksploatacji. Dlatego bardzo istotna jest ich właściwa eksploatacja, która stanowi niezbędny warunek ich poprawnej i bezpiecznej pracy.

Eksploatacja tymczasowych instalacji elektrycznych obejmuje prace w zakresie jej obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym.

Wymagania i zalecenia dotyczące eksploatacji tymczasowych instalacji elektrycznych na placach budowy i/lub rozbiórki określone są w krajowych regulacjach prawnych oraz przedmiotowych normach. Znajdują swoje odzwierciedlenie w ważnych dokumentach budowy: planie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, instrukcji bezpiecznego wykonywania robót budowlanych oraz instrukcji (standardach) eksploatacji instalacji elektroenergetycznej na terenie budowy.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, t.j., Dz.U. z 2019 r., poz. 1186.
- [2] Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z 06.02.2003 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas wykonywania robót budowlanych, Dz.U. z 2003 r. Nr 47, poz. 401.
- [3] PN-IEC 60364. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych.*
- [4] PN-HD 60364-4-41:2017-09. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
- [5] PN-HD 60364-7-704:2010. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-704: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Instalacje na terenie budowy i rozbiórki.*
- [6] PN-EN 60745-1:2006. *Narzędzia ręczne o napędzie elektrycznym. Bezpieczeństwo użytkownika. Część 1: Wymagania ogólne.*
- [7] PN-EN 61439-4:2013-06. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na placu budowy (ACS).*

- [8] Danielski L., Konieczny J., *Instalacje elektryczne na terenach budów*. Elektro Info, 2012, nr 3, s. 24–26.
- [9] Markiewicz H., *Instalacje elektryczne*, wyd. 8, WNT, Warszawa 2014.
- [10] Piórkowski S., *Budownictwo. Instalacje elektryczne w budowie*, Państwowa Inspekcja Pracy, Warszawa 2015.
- [11] Karty katalogowe, materiały i specyfikacje techniczne firm: PRE Edward Biel, EL-BIG, ELGAT, Elektromet.

Julian WIATR

elektro.info

Kazimierz HERLENDER

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

BATERIE AKUMULATORÓW STOSOWANYCH W ZASILACZACH UPS. WARUNKI ICH BEZPIECZNEJ EKSPLOATACJI I CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA ICH ŻYWOTNOŚĆ

Wysokie wymagania dotyczące pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorników o znaczeniu krytycznym, zmuszają projektantów do projektowania układów zasilania wyposażonych w zasilacze UPS. W zasilaczach tych ważnym elementem są baterie akumulatorów, które eksploatowane w niewłaściwy sposób stwarzają zagrożenie wybuchowe oraz porażeniowe. W referacie zostały przedstawione podstawowe wymagania eksploatacyjne dla baterii akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS, jako magazyny energii.

1. Wprowadzenie

Wysokie wymagania dotyczące pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorników o znaczeniu krytycznym, zmuszają projektantów do projektowania układów zasilania wyposażonych w zasilacze UPS. W zasilaczach tych ważnym elementem są baterie akumulatorów, które eksploatowane w niewłaściwy sposób stwarzają zagrożenie wybuchowe oraz porażeniowe. W referacie zostały przedstawione podstawowe wymagania eksploatacyjne dla baterii akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS, jako magazyny energii.

Akumulatory stosowane w zasilaczach UPS stanowią magazyn energii i w zależności od typu zasilacza przeznaczone są do pracy cyklicznej (zasilacze typu VFD) lub do pracy buforowej (zasilacze typu VFI).

W zasilaczach UPS stosowane są akumulatory klasyczne o gęstości elektrolitu 1,24 kg/l lub akumulatory wykonane w technologii VRLA (ang. *Vavle Regulated Lead Acid*), czyli akumulatory regulowane z zaworem jednokierunkowym umożliwiającym usuwanie nadmiaru wodoru, o gęstości elektrolitu 1,25–1,3 kg/l. Akumulatory VRLA produkowane są w dwóch technologiach:

- **AGM**, w której elektrolit jest umieszczony w separatorze między płytowym wykonanym z włókna szklanego o dużej porowatości, które eliminuje niebezpieczeństwo wycieku elektrolitu oraz zabezpiecza przez możliwością powstania zwarcia pomiędzy płytami dodatnią i ujemną,
- **SLA**, w której elektrolit jest zestalony w postaci żelu, stanowiącego tiksotropową odmianę dwutlenku krzemu (SiO_2).

Porównanie wybranych cech akumulatorów VRLA odmiany AGM oraz żelowej (SLA) przedstawiono w tabeli 1.

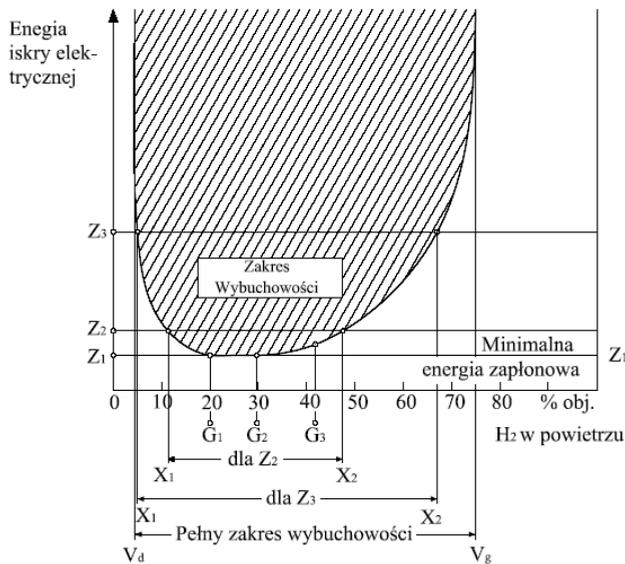
Tabela 1. Zestawienie porównawcze wybranych cech akumulatorów VRLA odmiany AGM oraz SLA [5]

Doświadczenia produkcyjne	VRLA-SLA	VRLA-AGM
Dostępność rynkowa	duża	duża
Bezpieczeństwo pracy w podwyższonych temperaturach	wysokie	niskie
Pojemność cieplna	duża	mała
Ilość elektrolitu	wiejsza	mniejsza
Poziom rekombinacji gazów	do 97%	do 99 %
Korozja płyt i wyprowadzeń	niższa	wyższa
Rezystancja wewnętrzna	wyższa	niższa
Rozwarstwienie elektrolitu	nie	tak
Głębokie rozładowanie	tak	dyskusyjne
Odporność na przeładowanie	tak	nie
Wymagania w zakresie wentylacji	tak	tak

2. Zagrożenia

W akumulatorach klasycznych wodór oraz tlen stanowiące produkt elektrochemicznego rozkładu wody są usuwane na zewnątrz przez otwory technologiczne wykonane w korkach. Natomiast w akumulatorach VRLA, które często błędnie nazywane są „uszczelnionymi” lub „hermetycznymi”, skutki reakcji elektrolitycznego rozkładu wody występują znacznie mniej intensywnie ze względu na wtórne reakcje powstających gazów prowadzące do znacznej ich redukcji przez ponowne powstanie wody i powrót do elektrolitu. Zagospodarowywanie powstających gazów jest jednak niecałkowite i ich nadmiar jest usuwany na zewnątrz akumulatorów przez jednokierunkowe zawory. Wraz z upływem czasu eksploatacji skutek zjawiska starzenia lub błędnego jej prowadzenia może pojawić się ilości gazów znacznie przekraczające ilość powstające w normalnych warunkach. Świadczy to o tym, że akumulatory te podobnie jak akumulatory klasyczne stwarzają zagrożenie wskutek wprowadzania wodoru (H_2) do pomieszczenia baterijnego, który w mieszaninie z powietrzem przy stężeniu w zakre-

się 4–75% staje się wybuchowy. Zakres wybuchowości wodoru został przedstawiony na rys. 1.



Rys. 1. Zależność energii zapłonowej od składu mieszanin wodoru z powietrzem [4].
 Z_1 – minimalna energia zapłonu $E_{\min} = 0,019$ mJ, V_d – dolna granica wybuchowości (DGW),
 V_g – górna granica wybuchowości (GGW)

W praktyce stosuje się wentylację mechaniczną, choć po spełnieniu określonych warunków dopuszcza się wentylację grawitacyjną.

Sterowanie wentylacją mechaniczną przedziału bateryjnego należy realizować z wykorzystaniem układów detekcji stężenia wodoru. Układy automatyki powinny mieć ustalone dwa progi wykrywania stężenia wodoru:

- **10% DGW**, przekroczenie którego zostanie zasygnalizowane oraz zostanie uruchomiona wentylacja powodująca zwiększenie szybkości wymian powietrza o 100% w stosunku do warunków normalnych,
- **30% DGW**, przekroczenie którego spowoduje oprócz dalszego działania sygnalizacji akustyczno-dźwiękowej oraz wentylacji, wyłączenie ładowania baterii akumulatorów do chwili ustania zagrożenia.

Podstawowe wymagania w zakresie wentylacji przedziału bateryjnego wynikają bezpośrednio z normy PN-EN 62040-1:2009. *Systemy bezprzewodowego zasilania (UPS). Część 1: Wymagania ogólne i wymagania dotyczące bezpieczeństwa UPS. Aneks M (normatywny). Wentylacja przedziałów bateryjnych* [6]. Przybliżoną wartość przepływu zapotrzebowanego powietrza w ciągu godziny w $[m^3/h]$ można obliczyć z poniższego wzoru [6]:

$$Q_p = v \cdot q \cdot s \cdot n \cdot I_g \cdot C_B, \quad (1)$$

gdzie:

v – wymagane rozcieńczenie wodoru $(100 - 4)/4 = 24$,

q – wytworzony wodór: $0,45 \cdot 10^{-3} \text{ [m}^3/\text{Ah]}$,

s – współczynnik bezpieczeństwa,

I_g – prąd gazowania o wartości:

1 mA – dla baterii „zamkniętych” (z zaworem VRLA) przy zmiennym napięciu,

5 mA – dla baterii otwartych przy zmiennym napięciu,

8 mA – dla baterii „zamkniętych” (z zaworem VRLA) przy stałym napięciu ładowania,

20 mA – dla baterii otwartych przy stałym napięciu ładowania,

n – liczba ogniw baterii [–],

C_B – pojemność baterii [Ah],

Q_p – ilość wymaganego powietrza [m^3/h].

Przyjmując współczynnik bezpieczeństwa $s = 5$, wzór na obliczenie Q_p może być uproszczony:

– dla baterii akumulatorów klasycznych

$$Q_p = 0,054 \cdot n \cdot I_g \cdot C_B, \quad (2)$$

– dla baterii akumulatorów VRLA

$$Q_{VRLA} = 0,25 \cdot Q_p. \quad (3)$$

Jeżeli w pomieszczeniu z akumulatorami wolna przestrzeń V spełnia następujący warunek:

$$V = V_p - V_u \begin{cases} \geq 2,5 \cdot Q_p \\ \geq 2,5 \cdot Q_{VRLA} \end{cases}, \quad (4)$$

gdzie:

V_p – objętość pomieszczenia z akumulatorami [m^3],

V_u – objętość, jaką zajmują akumulatory ze stojakami oraz inne wyposażenie pomieszczenia [m^3],

to wystarczające jest zastosowanie wentylacji grawitacyjnej, z umieszczonymi po przeciwnych stronach pomieszczenia z otworami: dolotowym i wylotowym.

Każdy z tych otworów musi posiadać powierzchnie nie mniejszą od określonej poniższym wzorem [6]:

$$A_p = 28 \cdot Q_p, \quad (5)$$

gdzie A_p – suma przekrojów otworów zewnętrznych i wewnętrznych [cm^2].

W takim przypadku otwory wentylacyjne należy umieścić na przeciwległych ścianach. Jeżeli jest to niemożliwe i otwory wentylacyjne muszą zostać wykonane na tych samych ścianach to odległość pomiędzy nimi nie może być mniejsza niż 2 m. Ten sam wymóg dotyczy instalowania wentylatorów wyciągowych, których odległość nie może być mniejsza niż 2 m.

W pomieszczeniach bateryjnych ważna jest również klimatyzacja z uwagi na znaczne ilości ciepła wydzielanego przez ładowane lub rozładowywane akumulatory.

Do celów praktycznych ilość ciepła wydzielanego podczas rozładowywania akumulatorów można oszacować z następującego wzoru [6]:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t \cdot n, \quad (6)$$

gdzie:

- I – przewidywany maksymalny prąd rozładowania [A],
- n – liczba gałęzi równoległych pracujących w czasie rozładowania [–],
- Q – ilość ciepła wydzielanego w czasie t [J],
- R – rezystancja jednej gałęzi szeregowej akumulatorów (rezystancję dla pojedynczego ogniwa podają producenci baterii w swoich katalogach) [Ω],
- t – przewidywany czas rozładowania [s].

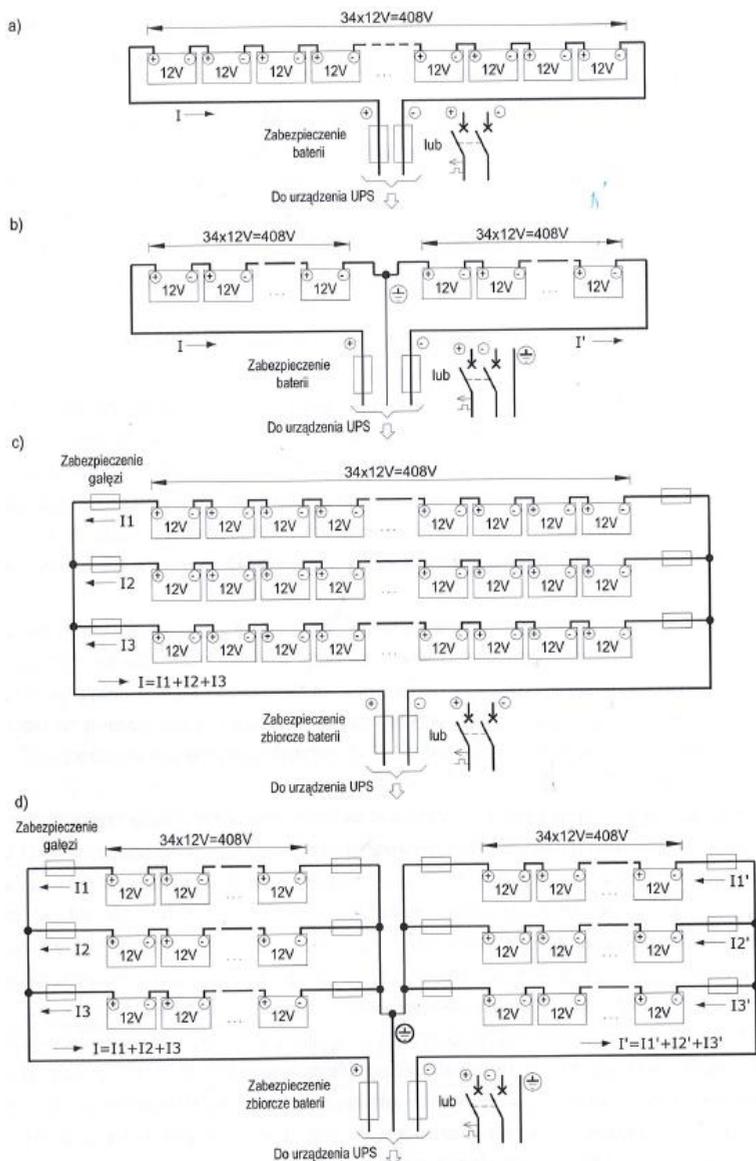
3. Typowe rozwiązania

Akumulatory stosowane w zasilaczach UPS posiadają napięcie znamionowe 12 V (rzadziej stosuje się akumulatory o napięciu 6 V). Są one zbudowane z pojedynczych cel o napięciu znamionowym 2V.

W razie potrzeby akumulatory te łączy się równolegle w celu zwiększenia ich pojemności lub szeregowo w celu zwiększenia napięcia. Przykładowe warianty układu baterii akumulatorów przedstawiono na rys. 2.

Baterie akumulatorów powinny być budowane z ogniw tego samego typu, pochodzących z tej samej serii produkcyjnej ze względu na rezystancję wewnętrzną, która decyduje o równomierności rozplywu prądów w poszczególnych gałęziach. Zaleca się instalowanie zabezpieczenia zwarciovego w każdym biegunie każdej gałęzi, możliwie blisko akumulatorów. Ponadto należy instalować zabezpieczenia centralne w każdym biegunie, zgodnie z zasadami przedstawionymi na rysunku 3. Dobór zabezpieczeń należy wykonać na podstawie spodziewanego prądu obciążenia znamionowego oraz spodziewanych prądów zwarciovych. Ponieważ rezystancja wewnętrzna akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS jest uzależniona od typu akumulatora i wynosi 0,5–3 m Ω /100 Ah, zwarcie skutkowało będzie przepływem prądów o dużej wartości, co należy uwzględnić przy doborze zabezpieczeń oraz doborze oprzewodowania. Szcze-

główne wymagania w zakresie metodyki pomiarów oraz obliczania rezystancji wewnętrznej akumulatorów można znaleźć w normie PN-EN 60896-21:2007. *Akumulatory ołowiowe. Część 21: Typy z zaworami.*



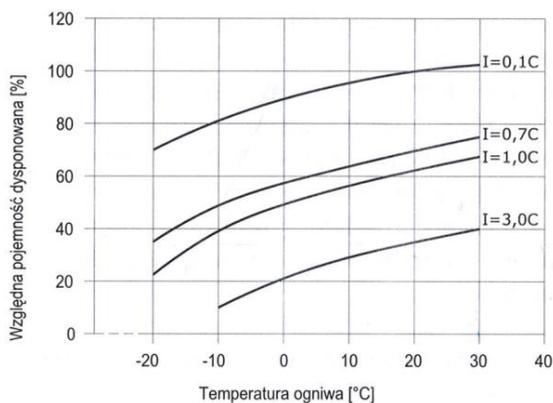
Rys. 2. Przykładowe warianty łączenia baterii akumulatorów oraz ich zabezpieczeń [1]:
 a) jedna gałąź szeregową, b) jedna gałąź dwuczściowa z punktem środkowym,
 c) trzy gałęzie równoległe, d) trzy gałęzie równoległe 2-częściowe z punktem środkowym

Metody badań [7]. Zgodnie z zaleceniami EUROBAT (zrzeszenie europejskich producentów akumulatorów) dotyczącymi akumulatorów VRLA, liczba równolegle połączonych gałęzi akumulatorów, ze względu na prądy gałęziowe, nie może przekraczać czterech gałęzi.

Pojemność akumulatora podawana jest w Ah lub przez prąd rozładowania w czasie 20 godzin, w temperaturze 20°C, do osiągnięcia napięcia końcowego pojedynczej celi $U_k = 1,7 \text{ V}$ (oznaczenie C20). Oznacza to, że akumulator o pojemności np. $Q = 100 \text{ Ah}$

będzie rozładowywany prądem o wartości $I = \frac{Q}{20} = \frac{100}{20} = 5 \text{ A}$ przez 20 godzin.

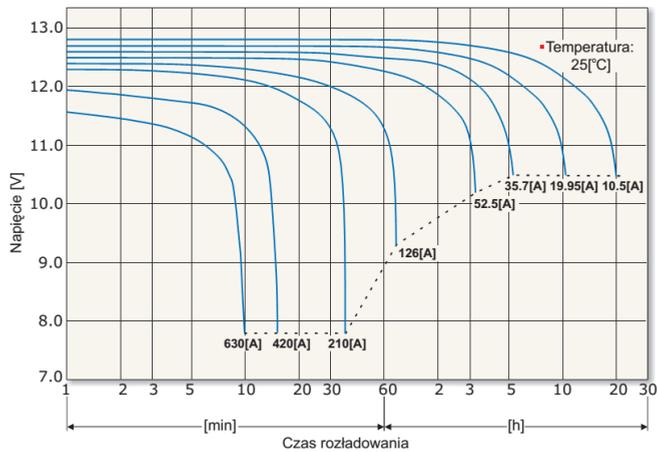
W celu ułatwienia posługiwania się tymi wartościami wprowadzono jednostkę krotności pojemności znamionowej C, która wyraża prąd jednogodzinnego rozładowania określony jako 1C. Cechą charakterystyczną akumulatorów jest to, że im prąd rozładowania większy to pojemność dysponowana mniejsza podobnie, im temperatura niższa tym pojemność dysponowana mniejsza. Wpływ temperatury i prądu rozładowania na pojemność akumulatora przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Wpływ temperatury i prądu rozładowania na pojemność akumulatora [1]

4. Żywotność akumulatorów

Podczas eksploatacji akumulatorów bardzo istotne znaczenie ma niedopuszczenie do rozładowania poniżej napięcia końcowego U_k zwanego powszechnie „napięciem odcięcia”, tj. wartości, przy której po rozładowaniu akumulator zachowuje znamionową pojemność oraz znamionową żywotność. Napięcie te zależy od wartości prądu rozładowania i nie jest wartością stałą w odniesieniu do pojedynczego akumulatora. Przykładowe krzywe rozładowania akumulatora o pojemności 210 Ah w temperaturze 25°C przy różnych wartościach prądu rozładowania przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Przykładowe krzywe rozładowania akumulatora w temperaturze 25°C przy różnych wartościach prądów rozładowania [9]

Jeżeli akumulator zostanie rozładowany do napięcia o wartości poniżej krzywej odcięcia to jego pojemność zmniejszy się oraz zmniejszy się jego żywotność. Napięcie odcięcia dla określonych prądów rozładowania podają producenci akumulatorów. Rozładowanie akumulatora poniżej wartości napięcia odcięcia grozi jego trwałym uszkodzeniem. Każdy akumulator, którego pojemność spadła do wartości 80% jego pojemności znamionowej, należy wycofać z eksploatacji.

Graniczną temperaturą pracy lub przechowywania akumulatorów wynosi +55°C. Należy jednak pamiętać, że w warunkach eksploatacji temperatura +55°C jest dopuszczona przejściowo. Ciągłe jej utrzymywanie powoduje skrócenie projektowanego okresu żywotności baterii do około 15% okresu projektowanego czasu eksploatacji.

Każde podwyższenie temperatury pracy akumulatora o 8–10°C ponad temperaturę optymalną powoduje skrócenie czasu eksploatacji o połowę. Podobnie na długość eksploatacji akumulatorów ma wpływ głębokość rozładowania oraz liczba cykli ładowania i rozładowania.

Do czynników wpływających na żywotność baterii akumulatorów należy zaliczyć:

- temperaturę otoczenia,
- ilość oraz głębokość rozładowań baterii,
- napięcie pracy baterii.

Przy rozpatrywaniu temperatury otoczenia na proces starzenia baterii wpływ mają dwie przesłanki:

- szybkość reakcji korozyjnych funkcji temperatury określona równaniem Arrheniusa

$$k = A \cdot e^{-E/RT}, \quad (7)$$

gdzie:

R – stała gazowa [J/K·mol],

A – stała,

E – energia aktywacji [kJ/mol],

T – temperatura [K];

– szybkość starzenia baterii, a więc szybkość reakcji korozyjnych.

Zależność temperaturową określa reguła van't Hoffa: *przy wzroście temperatury o 10 K szybkość reakcji rośnie od 2 do 4 razy.*

Zależność tę określa następujące równanie:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{t_1}{t_2} = \gamma^{\Delta T/10}, \quad (8)$$

gdzie:

V_1 – szybkość reakcji trwającej t_1 minut, zachodzącej w temperaturze T_1 ,

V_2 – szybkość reakcji trwającej t_2 minut, zachodzącej w temperaturze T_2 ,

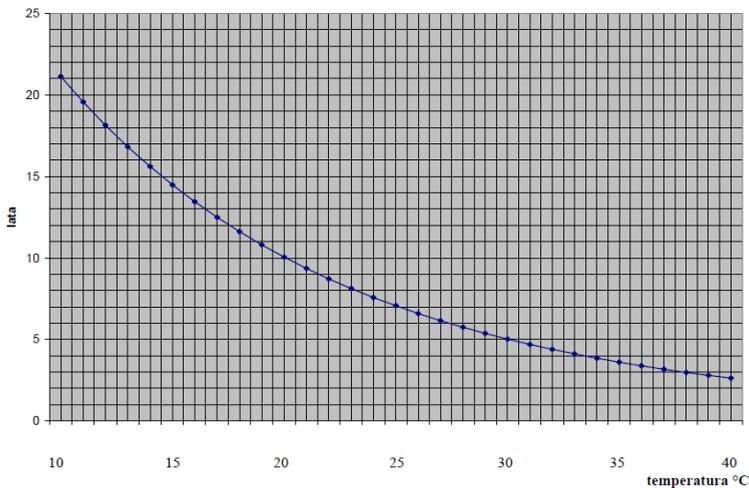
$\Delta T = T_2 - T_1$ – przyrost temperatury,

γ – temperaturowy współczynnik reakcji.

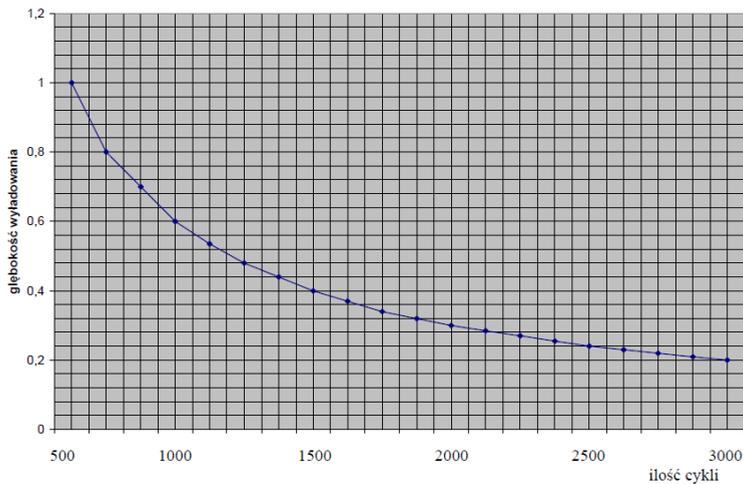
Po elementarnych przekształceniach równania (7) z uwzględnieniem równania (8) można zapisać wzór końcowy opisujący szybkość starzenia baterii funkcji temperatury otoczenia następująco:

$$g(t) = 0,75 \cdot 10^{-8} \cdot e^{6156/T}. \quad (9)$$

Graficzne równanie (9) przedstawiono na rys. 5. Natomiast wpływ głębokości rozładowania na liczbę cykli rozładowania przedstawiono na rys. 6.



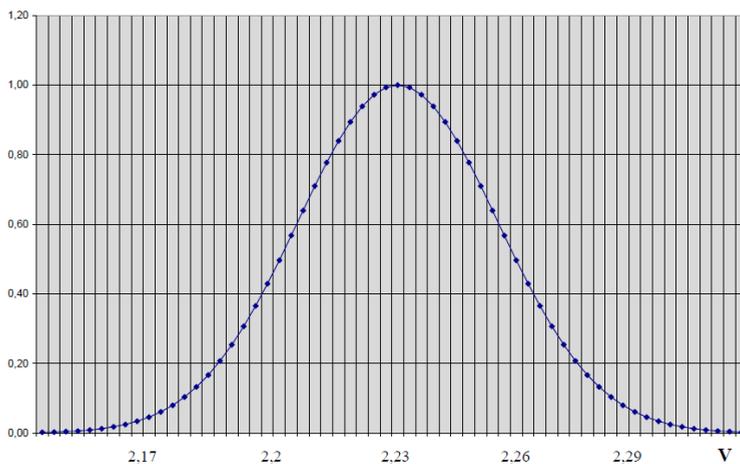
Rys. 5. Wykres zależności żywotności baterii funkcji temperatury $g(t)$ [11]



Rys. 6. Wpływ głębokości rozładowania na liczę cykli rozładowania [11]

W baterii złożonej z wielu szeregowo połączonych ogniw istnieje naturalny rozrzut ich napięć.

Graficznie zjawisko naturalnego rozrzutu ogniw baterii przedstawiono na rys. 7.



Rys. 7. Rozrzut napięć baterii wieloogniowej $\delta \approx 0,03$ V [11]

Napięcia te dla odpowiednio liczebnej populacji układają się zgodnie z krzywą rozkładu normalnego w punkcie U_{opt} , w podanym przypadku = 2,23 V i odchyleniem standardowym $\delta \approx 0,03$ V. Z właściwości rozkładu przedstawionego na rys. 8 wynika, że w zakresie:

- $U_{opt} \pm \delta$, czyli $U \in (2,2-2,26)$ V – 68% ogniw ogólnej liczby ogniw,
- $U_{opt} \pm 2\delta$, czyli $U \in (2,17-2,29)$ V – 95% ogniw ogólnej liczby ogniw,
- $U_{opt} \pm 3\delta$, czyli $U \in (2,14-2,32)$ V – 99,7% ogniw ogólnej liczby ogniw.

Praktyczne znaczenie ma drugi zakres, ale jeżeli weźmie się pod uwagę jaki wpływ może mieć na pracę baterii choć jedno wadliwe ogniwo, a takim stanie się ogniwo długotrwale niedoładowane, należy przyjąć w praktyce zakres trzeci. Na uwagę zasługuje fakt, że 27% ogniw ma napięcie w zakresie 2,17–2,2 V lub 2,26–2,29 V, co odpowiada odchyleniu napięcia z przedziału (0,03–0,06) V. Takie odchylenie napięcia skutkuje zmniejszeniem żywotności baterii do poziomu 81–90% projektowanej żywotności. Pozwala to na wyciągnięcie ważnego wniosku:

Żywotność baterii jest zmniejszona średnio do poziomu 80% z powodu naturalnego rozrzutu napięć ogniw, który jest nieunikniony.

Długotrwale poddanie baterii podwyższonemu lub obniżonemu napięciu podczas pracy buforowej prowadzi do przyspieszonego starzenia co skutkuje utratą żywotności. Wzrost lub obniżenie napięcia o każde 0,2 V w stosunku do wartości optymalnej powoduje zmniejszenie żywotności baterii dwukrotnie.

Spodziewaną żywotność baterii funkcji odchylenia napięcia można wyrazić wzorem:

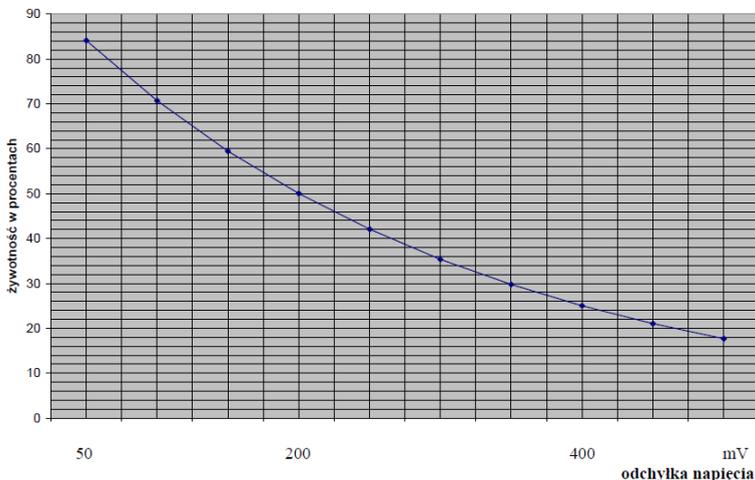
$$L = L_{zn} \cdot 32^{\Delta U}, \quad (10)$$

gdzie:

L_{zn} – znamionowa żywotność baterii [–],

ΔU – odchylenie napięcia od wartości nominalnej [V].

Zależność żywotności baterii funkcji odchylenia napięcia przedstawiono na rys. 8.



Rys. 8: Zależność żywotności baterii funkcji odchylenia napięcia [11]

$$L = L_{zn} \cdot 32^{\Delta U}$$

Producenci akumulatorów w kartach katalogowych podają charakterystyki stałoprądowego oraz stałomocowego rozładowania. Charakterystyki te są analogiczne i podawane w postaci tabel. Przykładową charakterystykę stałomocowego rozładowania dla akumulatora o pojemności 210 Ah przedstawiono w tabeli 2.

Baterie akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS powinny być dobierane do mocy znamionowej zasilacza.

Tabela 2. Przykładowa charakterystyka stałomocowego rozładowania akumulatora o pojemności 210 Ah, w temperaturze 25°C, moc w W/ogniwo [9]

U_k [V/ogn.]	5 [min]	10 [min]	15 [min]	30 [min]	50 [min]	1 [h]	2 [h]	4 [h]	6 [h]	8 [h]	10 [h]
1,80	935,3	783,7	651,7	444,0	289,3	254,8	140,0	82,2	60,7	47,4	39,3
1,75	1082,5	848,8	681,8	461,0	262,3	262,3	143,7	83,7	61,7	48,1	39,9
1,70	1150,0	879,5	702,8	471,5	267,2	267,2	145,5	84,2	62,0	48,3	40,1
1,65	1201,8	900,5	719,0	478,0	270,3	270,3	146,8	84,7	62,2	48,5	40,2
1,60	1241,7	918,7	733,3	483,0	273,0	273,0	148,0	85,0	62,3	48,5	40,2
1,50	1291,3	936,8	748,2	487,8	275,7	275,7	149,2	85,3	62,3	48,5	40,2

Za podstawę doboru należy przyjąć wymaganą moc czynną / ogniwo, którą należy wyznaczyć z poniższego wzoru:

$$P_{\text{ogn. wym.}} = \frac{S \cdot \cos \varphi_z}{\eta \cdot n \cdot k_x}, \quad (11)$$

gdzie:

- $P_{\text{ogn.}}$ – wymaga moc czynna pojedynczego ogniwa przy stałomocowym rozładowaniu akumulatora do określonego napięcia odcięcia U_k [W/ogniwo],
- S – znamionowa moc pozorna zasilacza UPS [VA],
- $\cos \varphi_z$ – współczynnik mocy, przy którym pracuje zasilacz UPS (współczynnik mocy zasilanych odbiorników [-],
- η – sprawność zasilacza UPS [-],
- n – liczba ogniw w akumulatorze (przy napięciu akumulatora 12 V – 6 ogniw, przy napięciu akumulatora 6 V – 3 ogniwa),
- $U_{n \text{ UPS}}$ – napięcie znamionowe zasilacza UPS [V],
- $U_{n \text{ akum.}}$ – napięcie znamionowe akumulatora [V],
- $k_x = \frac{U_{n \text{ UPS}}}{U_{n \text{ akum.}}}$ – wymagana liczba akumulatorów w pojedynczej gałęzi szeregowej [-].

Kolejnym ważnym parametrem akumulatora jest rezystancja, która ma wpływ na wydatki prądowe, które narzucają wymagania w zakresie odporności zwarciowej

dobieranych aparatów elektrycznych. Ma ona szczególne znaczenie dla krótkich czasów rozładowań. Dla czasów rozładowań wynoszących co najmniej 3 godziny rezystancja wewnętrzna akumulatora nie ma istotnego wpływu na wydatki prądowe akumulatora.

Wartość rezystancji wewnętrznej akumulatora jest bardzo mała i wynosi:

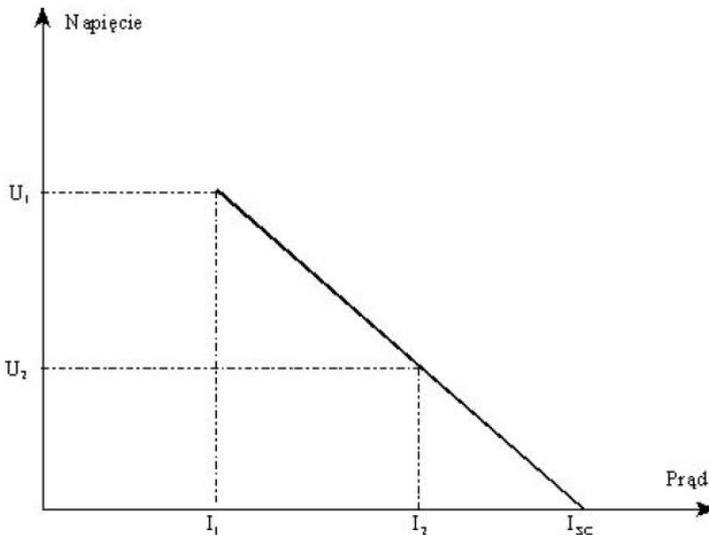
- 1–3 mΩ/100 Ah dla akumulatorów klasycznych,
- 0,5–3 m/100 Ah dla akumulatorów VRLA.

Producenci podają rezystancję wewnętrzną dla akumulatorów nowych. Jest ona obliczana na podstawie pomiarów dwóch punktach zgodnie z rysunkiem 10.

Pierwszy pomiar prądu i napięcia wykonuje się po czasie (20–25) [s] od momentu załączenia akumulator na rozładowanie prądem o wartości (4–6)·0,1C. Drugi pomiar prądu i napięcia wykonuje się przy rozładowaniu akumulatora wykonywanym po pierwszej próbie z opóźnieniem trwającym 2–5 minut, prądem o wartości (20–40)·0,1C, gdzie $0,1C = [Q \text{ [Ah]} : T = 10 \text{ h}]$ – prąd rozładowania dziesięciogodzinnego).

Rezystancję akumulatora zgodnie z wymaganiami norm [7] oraz [8] wyznacza się z wykorzystaniem wzoru (12), dla którego metodykę wyznaczania prądu i napięcia przedstawiono na rys. 9:

$$R_w = \frac{U_1 - U_2}{I_1 - I_2}. \quad (12)$$



Rys. 9. Algorytm obliczania rezystancji wewnętrznej akumulatora [5] $I_1 = (4-6) \cdot C_{10}$;
 $I_2 = (20-40) \cdot C_{10}$

5. Przykład

Dobrać akumulatory, posługując się charakterystyką stałomocowego rozładowania przedstawioną w tabeli 1, oraz ich zabezpieczenia do zasilacza UPS o mocy 400 kVA, zasilającego odbiorniki przy współczynniku mocy $\cos\varphi_z = 0,8$ oraz sprawności zasilacza $\eta = 0,9$. Napięcie odcięcia $U_k = 1,7$ V/ogniwo. Wymagany czas pracy zasilanych odbiorników wynosi 30 minut.

Rezystancja wewnętrzna akumulatora $R_w = 2,5$ m Ω .

$$k_X = \frac{U_{n\text{ UPS}}}{U_{n\text{ akum.}}} = \frac{400}{12} = 34,$$

$$P_{\text{ogn. wym.}} = \frac{S \cdot \cos\varphi_z}{\eta \cdot n \cdot k_x} = \frac{400 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{0,9 \cdot 6 \cdot 34} = 1777,78 \text{ V/ogniwo.}$$

Wymagana liczba gałęzi równoległych „x” oraz moc czynna w pojedynczej gałęzi P_{1g} na podstawie tabeli 1, $P_{\text{ogn. dysp.}} = 471,5$ W/ogniwo/ $U_k = 1,7$ V/t = 30 minut

$$x = \frac{P_{\text{ogn. wym.}}}{P_{\text{ogn. dysp.}}} = \frac{1777,78}{471,5} \approx 3,78 = 4 \text{ gałęzie,}$$

$$P_{1g} = P_{\text{ogn. dysp.}} \cdot k_X \cdot n = 471,5 \cdot 34 \cdot 6 = 96186 \text{ W / gał.}$$

Spodziewany prąd obciążenia pojedynczej gałęzi:

$$I_{B1g} = \frac{P_{1g}}{U_{n\text{ UPS}}} = \frac{96186}{400} = 240,5 \text{ A.}$$

Spodziewany prąd obciążenia całej baterii akumulatorów:

$$I_{Bc} = 4 \cdot I_{B1g} = 4 \cdot 240,5 = 962 \text{ A}$$

Spodziewane prądy zwarciovowe:

– zwarcie w pojedynczej gałęzi

$$I_{kg1} = \frac{U_n}{k_x \cdot R_w} = \frac{408}{34 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3}} = 4800 \text{ A,}$$

– zwarcie obejmujące całą baterie akumulatorów

$$I_{kgc} = \frac{U_n}{(k_x \cdot R_w) / 4} = \frac{408}{(34 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3}) / 4} = 19200 \text{ A} = 19,2 \text{ kA.}$$

Do zabezpieczenia poszczególnych gałęzi należy przyjąć bezpieczniki topikowe WT1gG250, natomiast do zabezpieczenia głównego bezpieczniki topikowe WTN3gG1000.

W obu przypadkach odporność zwarciova dobieranych bezpieczników jest wystarczająca.

Przedstawione w przykładzie rachunkowym spodziewane wartości prądów zwarciowych, wykazują kolejne zagrożenie występujące przy eksploatacji baterii akumulatorów, często lekceważone przez obsługę. Brak skutecznej wentylacji pomieszczeń bateryjnych w praktyce kończy się tragicznie, czego dowodem są zdjęcia z wybuchu pomieszczenia baterijnego. W prezentowanym zniszczonym pomieszczeniu baterijnym wybuch nastąpił wskutek przekroczenia DGW przez wodór zawarty w powietrzu podczas przepływu prądów zwarciowych.



Fot. 1. Pomieszczenie bateryjne zasilacza UPS po wybuchu wodoru

6. Wnioski

1. Zgodnie z wymaganiami „Rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów” (Dz.U. Nr 109/2010, poz. 719), za pomieszczenie zagrożone wybuchem należy uznać pomieszczenie, w którym spodziewany przyrost ciśnienia przekracza wartość **5 kPa**. Spełnienie wymagań określonych w referacie pozwala na niekwalifikowanie pomieszczenia baterijnego jako zagrożonego wybuchem. Stan ten umożliwia stosowanie wentylatorów niespełniających wymagań urządzeń przeciwybuchowym.
2. Wymagania bezpieczeństwa stawiane pomieszczeniom baterijnym dotyczą również szaf bateryjnych, dla których skutecznym rozwiązaniem jest zastosowanie akumulatorów VRLA o specjalnej konstrukcji z centralną komorą gazową obejmującą wszystkie zawory ogniwove bloku. Gazy z komory gazowej należy usuwać poza szafę systemem elastycznych węży do pomiesz-

czenia wyposażonego w wentylację spełniającą wymogi określone w referacie.

3. Spodziewane wartości prądów zwarciovych wymagają bardzo precyzyjnego doboru przewodów oraz zabezpieczeń.
4. Prowadzenie czynności eksploatacyjno-obługowych w pomieszczeniu baterijnym należy wykonywać ze szczególną ostrożnością, ze względu na spodziewane duże prądy zwarciove oraz występowanie napięć o wartościach większych od wartości dopuszczalnych długotrwanie. Wszystkie elementy wyposażenia należy objąć połączeniami wyrównawczymi oraz wykonać izolowaną podłogę zgodnie z wymaganymi normy PN-HD 60364-41:2009 (2017-09). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Instalacje dla zapewnienia bezpieczeństwa. Część 4-41: Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*

Literatura

- [1] Sutkowski T., *Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energii elektryczną. Urządzenia i układy*, COS i W SEP, 2007.
- [2] Czerwiński A., *Akumulatory, baterie, ogniwa*, WKŁ, 2013.
- [3] *Podręcznik projektanta systemów sygnalizacji pożarowej*, SITP, ITB, Warszawa, marzec 2009.
- [4] Wiatr J., Orzechowski M., Miegoń M., Przasnyski A., *Poradnik projektanta systemów zasilania awaryjnego i gwarantowanego*, wyd. II, EATON, 2008.
- [5] Łęgosz Z., *Stacjonarne baterie kwasowo-olowiowe w systemach zasilania potrzeb własnych. Dobór baterii do aplikacji*, ETC Plus, Ostrowiec Świętokrzyski.
- [6] PN-EN 62040-1:2009. *Systemy bezprzerwowego zasilania (UPS). Część 1: Wymagania ogólne i wymagania dotyczące bezpieczeństwa UPS. Aneks M (normatywny). Wentylacja przedziałów bateryjnych.*
- [7] PN-EN 60896-21: 2007. *Baterie ołowiowe stacjonarne. Część 21: Typy wyposażone w zawory. Metody badań.*
- [8] PN-EN 60896-11:2007. *Baterie ołowiowe stacjonarne. Część 11: Ogólne wymagania i metody badań.*
- [9] Rozporządzenia Ministra Sprawy Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów, Dz.U. Nr 109/2010, poz. 719.
- [10] Karta katalogowa akumulatora EPL 210-12, www.europower.eu, 4.07.2018.
- [11] Opracowanie 323/Z5 do pracy Nr 0500038 Instytutu Łączności, Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, grudzień 2008.
- [12] Wiatr J., Herlender K., *Baterie akumulatorów stosowanych w zasilaczach UPS oraz warunki ich bezpiecznej eksploatacji*, Materiały konferencyjne ELSAF 2017, Szklarska Poręba, 20–22.09.2017.

Julian WIATR

elektro.info

Kazimierz HERLENDER

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

PRZECIWPÓŻAROWY WYŁĄCZNIK PRĄDU. WYMAGANIA PODSTAWOWE ORAZ ZASADY DOPUSZCZANIA W OCHRONIE PRZECIWPÓŻAROWEJ

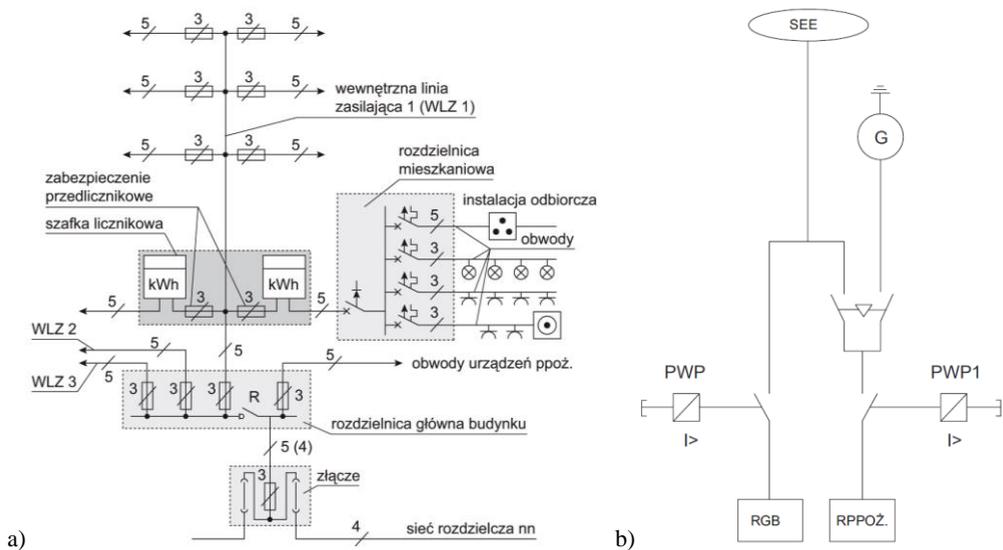
1. Wprowadzenie – podstawa prawna

Funkcja, jaką pełni przeciwpożarowy wyłącznik prądu (PWP) w obiektach budowlanych została określona w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku „w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie” (t.j., Dz.U. z 2022 r., poz. 1225 z późn. zm.) [3]. Zapisy tego dokumentu wymagają stosowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu w każdej strefie pożarowej budynku, której kubatura przekracza 1000 m³ lub w budynku zawierającym strefy zagrożone wybuchem bez określania dolnej granicy kubatury. Zgodnie z wymaganiami urządzenie te (w praktyce aparat elektryczny) powinno odcinać dopływ energii elektrycznej do wszystkich odbiorników z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru. W §183 ust. 3 ww. rozporządzenia określono miejsce instalowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu:

„Przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien być umieszczony w pobliżu głównego wejścia do obiektu lub złącza i odpowiednio oznakowany.”

Załącznik do „Rozporządzenia Ministra Infrastruktury i budownictwa z dnia 17 listopada 2016 roku, w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym” [8], określa że PWP to zestaw: urządzenie uruchamiające, urządzenia sygnalizujące i urządzenia wykonawcze. Wymagania w tym zakresie dotyczące PWP obowiązują od 1 stycznia 2021 roku. Z punktu widzenia Prawa budowlanego [1] za przyjęcie właściwego rozwiązania technicznego PWP odpowiada projektant. Natomiast wymagania rozporządzenia [8] znacząco ograniczą możliwości projektanta do wyposażenia posiadającego stosowny certyfikat wydany przez CNBOP. Nie bez znaczenia pozostaje układ zasilania

nia budynku, wymagana pewność zasilania oraz moc zapotrzebowana przez zainstalowane w nim odbiorniki, która narzuca przyjęcie aparatu o określonym prądzie znamionowym oraz odporności zwarciowej. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz.U. 109/2010, poz. 719 z późn. zm.) [5] przeciwpożarowy wyłącznik prądu (PWP) został zakwalifikowany jako urządzenie przeciwpożarowe, które podlega uzgodnieniu w zakresie zgodności z przepisami ochrony przeciwpożarowej z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych. Natomiast warunkiem dopuszczenia do użytkowania jest przeprowadzenie odpowiednich dla danego urządzenia prób i badań, potwierdzających prawidłowość ich działania. Przykładowy schemat zasilania budynku wyposażonego w PWP zgodny z normami [7, 9] przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Przykład zasilania budynku zgodny z normą PN-HD 60364-5-56:2019-01:
a) przykład układu zasilania wg [7], b) przykład układu zasilania wg [9]

2. Rozwiązania techniczne zdalnego sterowania

Przyjęte rozwiązanie w zakresie miejsca instalacji oraz sposobu sterowania przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu (PWP) nie powinno mieć wpływu na normalną pracę obiektu. Lokalizacja elementu sterującego PWP w miejscu ogólnodostępnym i umożliwiającym łatwe jego użycie, np. przez zabicie szybki w obiekcie użyteczności publicznej, takim jak np. w szpital, bank, szkoła czy teatr, może spowodować nieprze-

widoczne zachowanie się ludzi. Skutki działania chuligańskiego polegające na celowym wyłączeniu zasilania obiektu mogą spowodować wybuch paniki prowadzący do nieprzewidywalnych zdarzeń. Dlatego jego rozwiązanie techniczne oraz lokalizacja powinna być przemyślana i dostosowana do charakteru i funkcji obiektu, a także uwzględnić inne czynniki, np. czy w obiekcie jest całodobowa ochrona.

Aparat wykonawczy przeciwpożarowego wyłącznika prądu jest to **aparat elektryczny (rozłącznik/wyłącznik¹)**, który stanowi element fizycznie odłączający dopływ energii elektrycznej do budynku. W zależności od uwarunkowań lokalnych sterowanie przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu może być miejscowe lub zdalne.

Sterowanie przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu może być realizowane w następujący sposób:

- ręcznie – wyłączenie następuje poprzez przestawienie dźwigni aparatu;
- zdalnie – zadziałanie aparatu wykonawczego następuje przez wyzwolenie przycisku sterującego i tym samym zadziałanie wyzwolacza wzrostowego lub podnapięciowego w aparacie.

Sterowanie ręczne PWP stosowane jest w praktyce dla następujących sytuacji:

- zabudowy aparatu w złączu lub przy wejściu do budynku;
- w sytuacji awaryjnej, gdy zdalne sterowanie PWP nie zadziałało. Możliwość ręcznego rozłączenia układu zasilania może okazać się niezbędna w przypadku awarii układu sterowania.

Jest to najprostsze rozwiązanie z tego też powodu wydaje się być najbardziej niezawodne. Zabudowa aparatu przy wejściu do budynku jest w praktyce możliwa tylko dla aparatów o małych wymiarach.

Oznacza to możliwość stosowania aparatów o prądzie znamionowym nie większym od 125 A. Tego typu aparaty elektryczne mogą pracować w temperaturze od -25°C do $+40^{\circ}\text{C}$. W naszych warunkach klimatycznych przy zabudowie na zewnątrz budynku, obudowa w której będzie zainstalowany aparat wykonawczy PWP powinna poza odpowiednim stopniem ochrony IP posiadać wentylację i ogrzewanie wraz z układem sterowania. Takie rozwiązania są konieczne ze względu na możliwości wystąpienia kondensacji pary wodnej na aparacie, a w konsekwencji zwarcia i tym samym ryzyko pozbawienia obiektu zasilania. Miejsce montażu obudowy nie powinno być wystawione na bezpośrednie działanie promieni słonecznych. Kolejną sprawą jest wytrzymałość tych urządzeń na przepięcia atmosferyczne i łączeniowe co powoduje konieczność instalowania ograniczników przecięć w ich bezpośrednim sąsiedztwie.

Niezastosowanie tych elementów może doprowadzić do uszkodzenia aparatu i w efekcie brak możliwości jego otwarcia w przypadku wystąpienia zagrożenia. Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe uwarunkowania z punktu widzenia technicznego, montaż aparatu na zewnątrz obiektu jest niezalecany. W przypadku instalacji aparatu wyko-

¹ Zastosowanie aparatu typu wyłącznik wymaga skorelowania w zakresie wybiórczości działania wszystkich zabezpieczeń występujących w instalacji związanych funkcjonalnie z projektowanym PWP.

nawczego PWP w budynku powinien on zostać zainstalowany w pomieszczeniu stanowiącym osobną strefę pożarową lub obudowie zapewniającej podtrzymanie funkcji przez wymagany czas działania. W takim przypadku zasilanie należy doprowadzić do PWP przewodem/kablem tworzącym wraz jego konstrukcją nośną tzw. zespół kablowy o odporności ogniowej gwarantującej utrzymanie funkcji przez wymagany czas.

Sterowanie zdalne PWP jest realizowane poprzez przycisk chroniony szklaną szybą. Jego uruchomienie odbywa się poprzez zbitcie szklanej szybki, co powoduje automatyczne zwarcie zestyków i złączenie obwodu sterowania na zwarcie powodując wyłączenie zasilania wskutek działania cewki wzrostowej napędu aparatu wykonawczego PWP. Zastosowanie przycisku, który uruchamia się po zbitciu szybki uniemożliwia przypadkowe jego sterowanie oraz pozwala na bezpieczne wyłączenie zasilania przez strażaków biorących udział w akcji ratowniczo-gaśniczej. Przykład przycisku został przedstawiony na rysunku 3.

Przycisk powinien zostać umieszczony przy wejściu (wejściach) do budynku lub strefy pożarowej. W budynkach o znaczeniu strategicznym lub, w których niekontrolowane wyłączenie zasilania może spowodować duże straty finansowe lub zagrożenie dla zdrowia i życia osób w nim przebywających dopuszcza się umieszczenie przycisku (przycisków) sterującego w innej lokalizacji w pobliżu wejścia (np. pomieszczenie służb ochrony). W takim przypadku jego (ich) lokalizacja powinna być wskazana poprzez umieszczenie tablicy informacyjnej przy wejściu (wejściach) do budynku lub strefy pożarowej oraz znaków informacyjnych wskazujących miejsce instalacji.

Przycisk uruchamiający PWP powinien zostać wyposażony w sygnalizację świetlną informującą o załączeniu oraz wyłączeniu. Lampka sygnalizacji świetlnej zadziałania wyłącznika musi być koloru zielonego i zaświecać się w przypadku zadziałania PWP, natomiast stan normalny PWP powinna sygnalizować lampka koloru czerwonego.

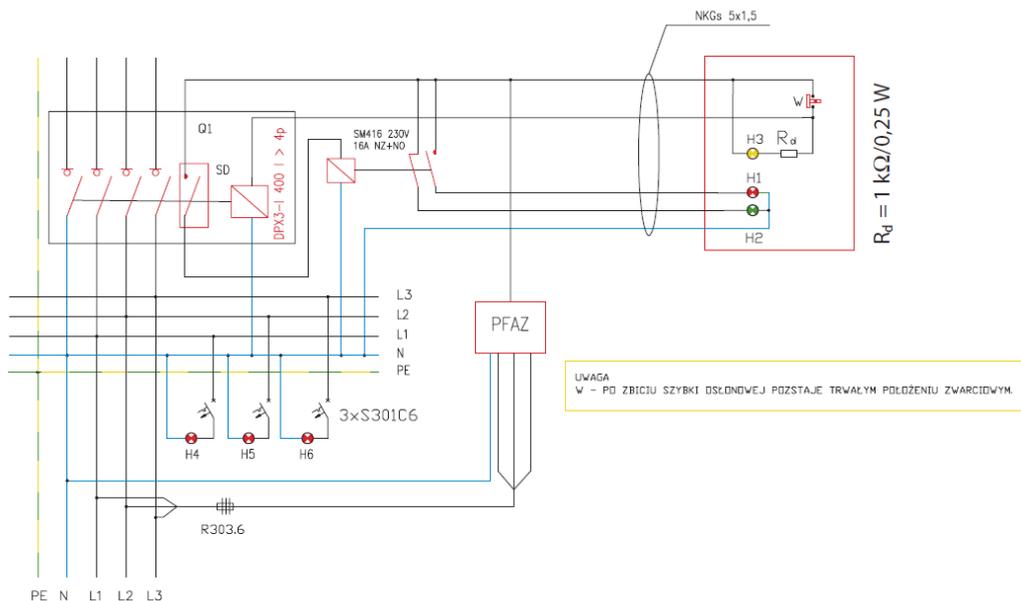
Świecenie lampki kontrolnej przycisku uruchamiającego PWP oznacza wyłączenie spod napięcia budynku objętego akcją ratowniczo-gaśniczą. Jest to jednocześnie sygnał dla ratowników biorących udział w akcji ratowniczo-gaśniczej, że można rozpocząć działania. Brak świecenia lampki kontrolnej oznacza brak napięcia w budynku spowodowany przerwą w dostawie energii elektrycznej ze źródła zasilania lub awarią układu zdalnego sterowania przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu (może być również spowodowany uszkodzeniem lampki), co oznacza konieczność ręcznego wyłączenia. W związku z tym obok przycisku sterowniczego należy zamieścić trwały napis informujący o miejscu zainstalowania aparatu wykonawczego PWP. Na rysunku 2 przedstawiono przykład prostego rozwiązania układu sterowania i sygnalizacji.

W praktyce dostępne są dwa sposoby sterowania wyzwalaniem PWP:

Wyzwalacz podnapięciowy (WP), który powoduje otwarcie styków aparatu wykonawczego w przypadku zaniku lub obniżenia się napięcia poniżej wartości dopuszczalnej przez cewkę wyzwalacza. Jest to rozwiązanie preferowane przez niektórych rzeczoznawców do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych, gdyż w ich ocenie jest to

układ, który zadziała w każdych warunkach. Niestety jakość energii musi spełnić wymagania normy PN-EN 50160. Nieuniknione są zapady mikroprzerwy. Zasilacz UZS w układzie sterowania PWP jedynie pozornie poprawia sytuację. W rzeczywistości tworzy pojedynczy punkt awarii, uzależniając pewność dostawy energii elektrycznej do budynku od sprawności technicznej zasilacza UZS.

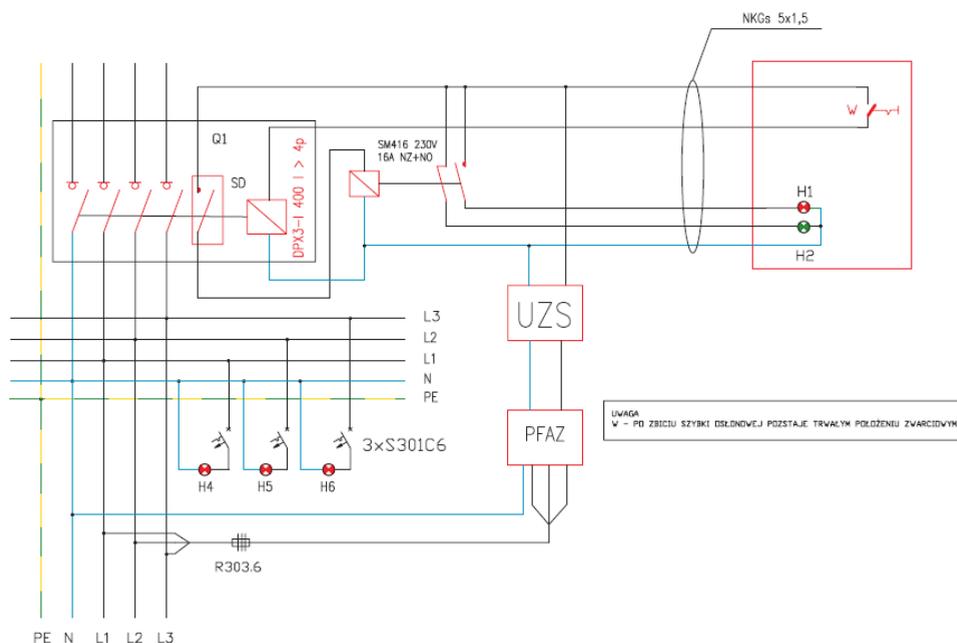
Wyzwalacz wzrostowy (WW) powoduje otwarcie styków aparatu wykonawczego PWP w przypadku podania napięcia zasilającego na cewkę wyzwalacza. Wadą tego rozwiązania jest, to że w przypadku zaniku napięcia zasilającego w sieci cewka nie zadziała. Z tego też powodu niektórzy rzeczoznawcy ds. zabezpieczeń ppoż. nie dopuszczają tego rozwiązania. Należy pamiętać, że w momencie przystąpienia do akcji ratowniczo-gaśniczej kierujący akcją ma obowiązek zbitcia szybki przycisku sterującego PWP. Po zbitciu szybki przycisk trwale pozostaje w pozycji załączonej, umożliwiając przepływ prądu przez wyzwalacz PWP natychmiast po powrocie napięcia. Jeżeli zostaną spełnione wymagania normy PN-HD 60364-4-41:2009 (2017), przy zwartych zestykach przycisku uruchamiającego powrót napięcia zasilającego gwarantuje wyłączenie zasilania w czasie niedłużnym od 0,4 s. W tym przypadku zastosowanie w układzie sterowania aparatem wykonawczym zasilacza UZS nie poprawia funkcjonalności, w wręcz komplikuje układ przez wprowadzenie pojedynczego punktu awarii oraz konieczność kontroli stanu naładowania baterii oraz ich wymiany co 4 lata bez względu na stan techniczny. Przykład takiego rozwiązania przedstawiono na rys. 4.



Rys. 2. Schemat ideowy zasilania i sterowania PWP z cewką wzrostową (WW) z kontrolą ciągłości obwodu



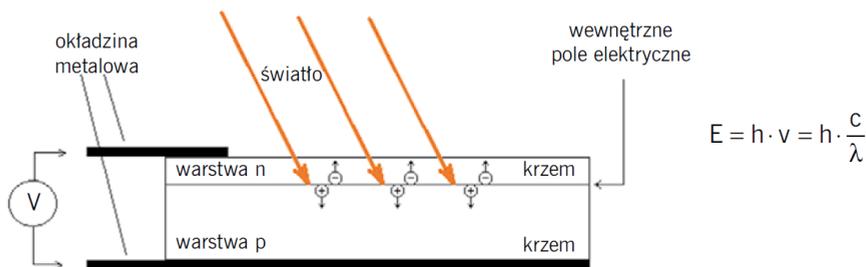
Rys. 3. Ręczny przycisk uruchamiający typu PWP-1 do zastosowań w obiektach budowlanych krajowy certyfikat stałości właściwości użytkowych Nr 063 UWB 0181



Rys. 4. Schemat ideowy zasilania i sterowania PWP z cewką wzrostową(WW) sterowaną przez zasilacz UZS z kontrolą ciągłości obwodu

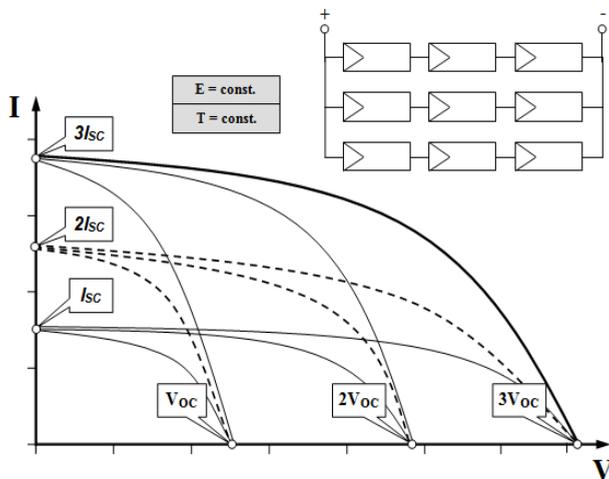
Zgodnie z art. 29 ust. 4 pkt. 3c Ustawy prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333 z późn. zm.), projekt budowlany instalacji fotowoltaicznej o mocy elektrycznej nie mniejszej niż 6,5 kW podlega uzgodnieniu z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń poż. pod względem zgodności z przepisami o ochronie przeciwpożarowej.

Obowiązek ten funkcjonuje od dnia 29 sierpnia 2019 roku i został wprowadzony przez Ustawę z dnia 19 lipca 2019 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2019 r., poz. 1524). Ponieważ w panelach PV, produkcja energii elektrycznej odbywa się wskutek konwersji promieniowania słonecznego. Panele oświetlane promieniowaniem słonecznym wytwarzają na zaciskach wyjściowych napięcie stałe, które przy zwarciu zacisków powoduje przepływ prądu elektrycznego. Zjawisko produkcji energii elektrycznej przez panele PV wyjaśniono na rys. 5.



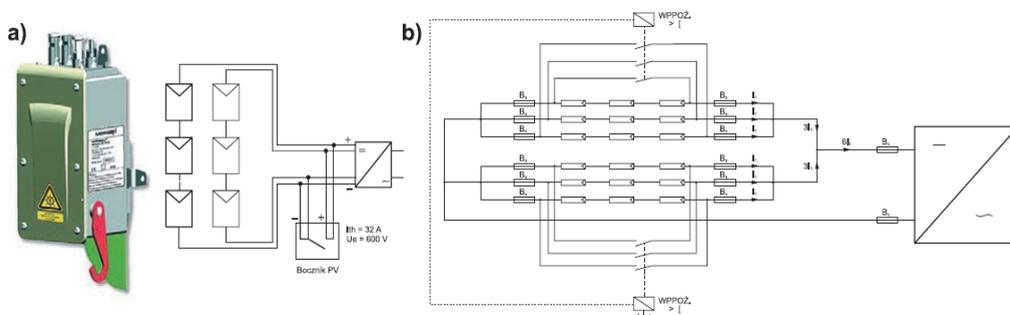
Rys. 5. Idea powstawania zjawiska fotoelektrycznego, gdzie: E – energia promieniowania, h – stała Plancka, c – prędkość światła, λ – długość fali, ν – częstotliwość

Metodykę wyłączenia generatora fotowoltaicznego przestawiono na rys. 6 i 7. Na rysunku 6 przedstawiona została charakterystyka prądowo-napięciowa generatora PV, na której została przedstawiona metodyka tworzenia układu generatora PV o żądanej mocy. Pojedynczy panel PV w przypadku zwarcia jego zacisków generuje energię



Rys. 6. Charakterystyka prądowo-napięciowa $I = f(U)$ pojedynczego panelu PV oraz metodyka tworzenia charakterystyki $I = f(U)$ generatora PV o wymaganej mocy wyjściowej

elektryczną, zapewniając uzyskania napięcia wyjściowego równego zero przy przepływie prądu w zwarciowego I_{cs} zamkniętym obwodzie, o wartości zaledwie kilka procent większej od największego prądu generowanego w warunkach pełnego nasłonecznienia.



Rys. 7. Przykład wyłączenia pożarowego generatora PV: a) prostego, b) złożonego

Natomiast na rysunku 7 zostały przedstawione przykładowe rozwiązania układowe wyłączenia pożarowego generatora PV.

Aparat wykonawczy PWP należy instalować w:

- Obudowie na zewnątrz budynku przy złączu elektrycznym budynku – takie rozwiązanie wymaga instalacji grzałki w celu niedopuszczenia do powstawania oblodzenia w okresie zimy.
- W rozdzielnicę głównej budynku stanowiącej osobną strefę pożarową – w takim przypadku kabel zasilający, od złącza musi posiadać cechę ognioodporności przez wymagany czas pracy określony w Scenariuszu Rozwoju Zdarzeń Pożarowych oraz cechę wodoodporności lub zostać zabudowany w kanale ognioodpornym.

Przycisk uruchamiający, wyposażony w elementy sygnalizacji stanu położenia zestyków elementu wykonawczego, należy instalować przy głównym wejściu do budynku lub przy złączu elektrycznym budynku oraz odpowiednio oznakować.

3. Dopuszczanie PWP w ochronie przeciwpożarowej

Termin „wyrób budowlany” został zdefiniowany w art. 2 Ustawy o wyrobach budowlanych [13] oraz art. 10 Ustawy prawo budowlane:

Wyroby wytworzone w celu zastosowania w obiekcie budowlanym w sposób trwały o właściwościach użytkowych umożliwiających prawidłowo zaprojektowanym i wykonanym obiektom budowlanym spełnienie podstawowych wymagań, można stosować

przy wykonywaniu robót budowlanych wyłącznie, jeżeli wyroby te zostały wprowadzone do obrotu lub udostępnione na rynku krajowym zgodnie z przepisami odrębnymi, a w przypadku wyrobów budowlanych – również zgodnie z zamierzonym zastosowaniem.

Definicja ta jest podobna do definicji zamieszczonej w Rozporządzeniu UE nr 305/2011 [14], gdzie w rozdziale 2 zdefiniowano również „zestaw” kilku elementów tworzących wyrób budowlany:

- „wyrób budowlany” oznacza każdy wyrób lub zestaw wyprodukowany i wprowadzony do obrotu w celu trwałego wbudowania w obiektach budowlanych lub ich częściach, którego właściwości wpływają na właściwości użytkowe obiektów budowlanych w stosunku do podstawowych wymagań dotyczących obiektów budowlanych;
- „zestaw” oznacza wyrób budowlany wprowadzony do obrotu przez jednego producenta jako zestaw co najmniej dwóch odrębnych składników, które muszą zostać połączone, aby mogły zostać włączone w obiektach budowlanych.

Kluczowym czynnikiem, który warunkuje bezpośrednio sposób dopuszczenia wyrobu budowlanego na rynek, jest obecność normy zharmonizowanej lub też EAD, czyli Europejskiego Dokumentu Oceny, który dokładnie precyzuje, w jaki sposób należy badać dany wyrób. Zgodnie z art. 5 oraz art. 10 Ustawy o wyrobach budowlanych [14] wyrób budowlany może zostać wprowadzony do obrotu na cztery sposoby:

- Wyrób budowlany objęty normą zharmonizowaną lub zgodny z wydaną dla niego europejską oceną techniczną może być wprowadzony do obrotu lub udostępniany na rynku krajowym wyłącznie zgodnie z rozporządzeniem Nr 305/2011.
- Wyrób budowlany nieobjęty normą zharmonizowaną, dla której zakończył się okres koegzystencji, o którym mowa w art. 17 ust. 5 rozporządzenia Nr 305/2011, i dla którego została wydana europejska ocena techniczna, może być wprowadzony do obrotu lub udostępniany na rynku krajowym, jeżeli został oznakowany znakiem budowlanym, którego wzór określa załącznik nr 1 do ustawy.
- Wyrób budowlany nieobjęty zakresem przedmiotowym zharmonizowanych specyfikacji technicznych, o których mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia Nr 305/2011, może być udostępniany na rynku krajowym, jeżeli został legalnie wprowadzony do obrotu w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej lub w państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz w Turcji, a jego właściwości użytkowe umożliwiają spełnienie podstawowych wymagań przez obiekty budowlane zaprojektowane i budowane w sposób określony w przepisach techniczno-budowlanych oraz zgodnie z za-

sadami wiedzy technicznej. Wraz z wyrobem budowlanym udostępnianym na rynku krajowym dostarcza się informacje o jego właściwościach użytkowych oznaczonych zgodnie z przepisami państwa, w którym wyrób budowlany został wprowadzony do obrotu, instrukcje stosowania, instrukcje obsługi oraz informacje dotyczące zagrożenia dla zdrowia i bezpieczeństwa, jakie ten wyrób stwarza podczas użytkowania – udostępnienie wyrobu legalnie wprowadzonego do obrotu.

- Dopuszczone do jednostkowego zastosowania w obiekcie budowlanym są wyroby budowlane, z wyłączeniem wyrobów, o których mowa w art. 5 ust. 1, wykonane według indywidualnej dokumentacji technicznej, sporządzonej przez projektanta obiektu lub z nim uzgodnionej, dla których producent wydał oświadczenie, że zapewniono zgodność wyrobu budowlanego z tą dokumentacją oraz z przepisami.

PWP jako zestaw oraz jako elementy składowe podlegają ocenie według wymagań dla systemu oceny zgodności 1, zgodnie z którym oprócz obowiązku uzyskania Krajowej Oceny Technicznej wymagane jest uzyskanie Krajowego Certyfikatu Stałości Właściwości Użytkowych. Przeciwpowozarowy wyłącznik prądu nie został wymieniony jako wyrób stosowany w jednostkach ochrony przeciwpozarowej, służący zapewnieniu bezpieczeństwa publicznego lub ochronie zdrowia, życia oraz mienia zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 20 czerwca 2007 r. [5].

W związku z powyższym zgodnie z zapisem zawartym w art. 7 ust. 1 Ustawy z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpozarowej [2] nie wymaga uzyskania dopuszczenia do stosowania w ochronie przeciwpozarowej. Zestawy przeciwpozarowego wyłącznika prądu wprowadzone do obrotu od dnia 1 stycznia 2021 r. powinny posiadać następujące dokumenty:

- Krajową Ocenę Techniczną,
- Krajowy Certyfikat Stałości Właściwości Użytkowych,
- Krajową Deklarację Właściwości Użytkowych.

Elementy składowe przeciwpozarowego wyłącznika prądu instalowane od dnia 1 stycznia 2021 r. powinny posiadać następujące dokumenty:

- urządzenia uruchamiające – Krajową Ocenę Techniczną,
- urządzenia sygnalizujące – Krajową Ocenę Techniczną,
- urządzenia wykonawcze – Polską Normę lub Krajową Ocenę Techniczną.

Na zestaw tworzący PWP lub poszczególne elementy wchodzące w jego skład wymagana będzie Krajowa Deklaracja Właściwości Użytkowych.

Sytuacja (**pozornie**) zmieniła się w dniu 23 marca 2022 roku kiedy to firma CERBEX Sp. z o. o. z Krosna, jako pierwsza i na razie jedyna w kraju uzyskała certyfikat stałości właściwości użytkowych na przeciwpozarowy wyłącznik prądu (PWP).

Stan ten pozwala jedynie na spełnienie wymagań Rozporządzenia Ministra Budownictwa i Infrastruktury z dnia 16 listopada 2016 roku w sprawie sposobu deklaro-

wania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (Dz.U z 2016 r., poz. 1966 z późn. zm.). Zgodnie z KOT wydaną przez CNBOP Nr CNBOP-PIB-KOT-2022-0331-1013, należy opracować dokumentację projektową PWP i uzgodnić z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń ppoż., po czym skierować do firmy posiadającej KCWU w celu wykonania montażu urządzenia na podstawie opracowanego projektu przez projektanta instalacji elektrycznych budynku/obiektu, w którym ma zostać zainstalowany. **Nie zwalnia to projektanta z odpowiedzialności za wyrób PWP.**

Zgodnie z art. 10 w zw. z art. 5 Ustawy o wyrobach budowlanych (Dz.U. z 2021 r., poz. 1213), wyrób budowlany, który nie posiada normy zharmonizowanej z Rozporządzeniem CPR [14] lub Europejskiej Oceny Technicznej, może zostać wprowadzony na podstawie dopuszczenia jednostkowego po spełnieniu wymagań określonych w art. 10 ustawy Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r., poz. 1333 z późn. zm.)

Należy zauważyć, że niezależnie którą drogą pójdzie wykonawca w porozumieniu z inwestorem, projektant musi opracować dokumentację projektową, uzgodnioną z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych, w której zawrze wszystkie istotne parametry projektowanego Przeciwpożarowego Wyłącznika Prądu:

- prądy znamionowe,
- odporność zwarciovą projektowanych urządzeń,
- nastawy zabezpieczeń,
- wymagania w zakresie ochrony przeciwporażeniowej,
- sposób sterowania PWP,
- cenę ochrony od porażień.

Zgodnie z KOT dotyczącą urządzania bezpiecznie wyłączającego zasilania w energię elektryczną podczas akcji ratowniczo-gaśniczej, *certyfikowane urządzenie powinno być wykonane zgodnie z projektem opracowanym przez uprawnionego projektanta w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych oraz uzgodnionym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych.* Warunkiem dopuszczenia (tego wyrobu) jest wykonanie właściwych badań i prób, które potwierdzą jego prawidłowe działanie; komentarz: badania i próby możliwe są tylko po zamontowaniu urządzenia w miejscu docelowym po podaniu napięcia do budynku przez Spółkę Dystrybucyjną (zakres badań odbiorczych instalacji elektrycznych jest opisany w normie PN-HD 60364-6:2016-07. Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie.).

Urządzenie „certyfikowane” nie różni się niczym od typowej rozdzielnicy elektrycznej, którą należy wykonać i zainstalować w układzie zasilania obiektu budowlanego. Firma posiadająca CERTYFIKAT jest tak naprawdę tylko „certyfikowanym” prefabrykatorem, który składa urządzenie z elementów dostarczanych przez zewnętrznych producentów elementów tworzących urządzenie wg. indywidualnej dokumentacji technicznej dostarczonej przez projektanta instalacji elektrycznych budynku, w którym ma zostać zainstalowane.

Wzór dopuszczenia jednostkowego

Projektant Obiektu Budowlanego

Miejscowość

.....

DOPUSZCZENIE DO JEDNOSTKOWEGO ZASTOSOWANIA PRZECIWOŻAROWEGO WYŁĄCZNIKA PRĄDU W OBIEKCIE BUDOWLANYM..... POŁOŻONYM.....

Zgodnie z **art. 10 Ustawy o wyrobach budowlanych** [Dz. U. z 2021 roku poz. 1231], dopuszcza się do jednostkowego zastosowania zestaw tworzący przeciwpożarowy wyłącznik prądu, składający się z następujących elementów:

- aparat wykonawczy typu.....
- przycisk uruchamiający posiadający Krajowy Certyfikat Stałości Właściwości Użytkowych Nr 063 UWB 0181, wydana przez CNBOP w Józefowie k/Otwocka.

Zestaw tworzący PWP nie jest objęty normą zharmonizowaną z rozporządzeniem PUE i R Nr305/2011 oraz nie wydano dla niego europejskiej oceny technicznej, tym samym nie należy do wyrobów, o których mowa w **art. 5 ust.1 Ustawy o wyrobach budowlanych** [Dz. U. z 2021 r. poz. 1213].

Do wykonania PWP zastosowano wyłącznie komponenty dopuszczone do stosowania w budownictwie zgodnie z wymaganiami art. 10 ustawy Prawo budowlane (tekst jednolity: Dz. U. z 2020 r. poz. 1333 z późn. zmianami).

.....
Podpis i pieczęć projektanta
obiektu budowlanego

Załączniki:

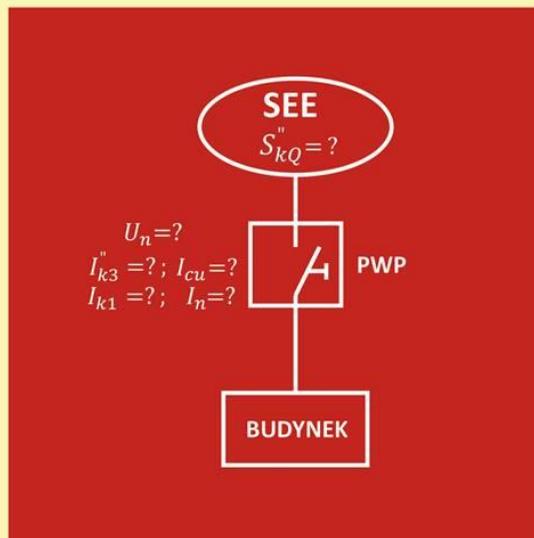
- indywidualna dokumentacja techniczna, spełniająca wymagania art. 10 Ustawy o wyrobach budowlanych [Dz. U. z 2021 roku poz. 1213], zawierająca schemat układu elektrycznego PWP wraz ze specyfikacją techniczną, zatwierdzoną przez projektanta instalacji elektrycznych budynku/obiektu budowlanego, w którym został zainstalowany PWP.
- Krajowy Certyfikat Stałości Właściwości Użytkowych Nr 063 UWB 0181, wydany przez CNBOP w Józefowie k. Otwocka na przycisk uruchamiający PWP, wyposażony w lamki sygnalizacji stanu położenia aparatu wykonawczego PWP,
- dokumenty potwierdzające dopuszczenie do stosowania w budownictwie, zgodnie z wymaganiami art. 10 ustawy Prawo budowlane (tekst jednolity: Dz. U. z 2020 r. poz. 1333 z późn. zmianami).
- oświadczenie producenta/wykonawcy lub prefabrykatora zapewniające o wykonaniu wyrobu zgodnie z załączoną indywidualną dokumentacją techniczną oraz obowiązującymi przepisami.

4. Wnioski końcowe

1. Przy projektowaniu obiektu budowlanego, w którym ma zostać zainstalowany PWP nie bez znaczenia są parametry zwarciove występujące w miejscu jego instalacji, które wpływają na dobór właściwego aparatu wykonawczego. Zaleca się stosować aparat typu rozłącznik. Dopuszcza się stosowanie aparatu typu wyłącznik pod warunkiem skoordynowania wszystkich zabezpieczeń funkcjonalnie zwianych z projektowanym PWP występujących w obiekcie w zakresie selektywności.
2. Należy pamiętać, że nadmiar automatyki powoduje zmniejszenie niezawodności układów zasilania i może okazać się w warunkach rzeczywistych zupełnie nieprzydatny.
3. Osobną kwestią jest definicja zasilacza zawarta w Mandacie 109 Komisji Europejskiej do Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego [12]: „*Urządzenie zapewniające bezpieczne alternatywne źródło zasilania energią elektryczną na potrzeby wykrywania i/lub sygnalizacji pożaru i/lub stałych urządzeń gaśniczych, umożliwiające ich działania, jeżeli wskutek warunków pożaru zawiedzie podstawowe źródło zasilania, nastąpią usterki tego źródła lub gdy wymagają tego inne względy bezpieczeństwa*” – z definicji tej nie wynika konieczność stosowania zasilaczy w stałych urządzenia przeciwpożarowych, a tak został nazwany PWP w rozporządzeniu [8]. W myśl tego propozycja oraz teorii niezawodności i eksploatacji urządzeń elektrycznych stosowania zasilaczy napięcia gwarantowanego do poprawy walorów eksploatacyjnych PWP jest technicznie nieuzasadnione.
4. PWP może zostać wprowadzone do użytku jako:
 - wyrób certyfikowany, wykonany przez firmę posiadającą KCWU,
 - wyrób dopuszczony do jednostkowego zastosowania po spełnieniu wymagań art. 10 ustawy o wyrobach budowlanych [13].
5. Projektowanie PWP, zarówno w jednym jak drugi przypadku należy realizować zgodnie Vademecum – „*Metodyka projektowania i odbiorów przeciwpożarowego wyłącznika prądu*” – wydanie listopad 2022:

VADEMECUM

Metodyka projektowania oraz odbiorów
przeciwpożarowego wyłącznika prądu



Literatura

- [1] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, t.j.: Dz.U. z 2020 r., poz. 1333 z późn. zm.
- [2] Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 roku o ochronie przeciwpożarowej, t.j.: Dz.U. z 2016 r., poz. 191.
- [3] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, t.j.: Dz.U. z 2022 r., poz. 1225.
- [5] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów, Dz.U. 109/2010, poz. 719.
- [6] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 20 czerwca 2007 r. w sprawie wykazu wyrobów służących zapewnieniu bezpieczeństwa publicznego lub ochronie zdrowia i życia oraz mienia, a także zasad wydawania dopuszczenia tych wyrobów do użytkowania, Dz.U. z 2007 r. Nr 143, poz. 1002 z późn. zm.
- [7] Norma SEP-E-005 Dobór przewodów elektrycznych do zasilania urządzeń przeciwpożarowych, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru.
- [8] Rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 17 listopada 2016 r. w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym, Dz.U. z 2016 r., poz. 1966.

- [9] Norma PN-EN 50160:2010. *Parametry jakościowe napięcia w publicznych sieciach elektroenergetycznych.*
- [10] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 17 listopada 2016 r. w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym, Dz.U z 2016 r., poz. 1966 z późn. zm.
- [11] PN-IEC 60364-5-56:2019-01. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Instalacje bezpieczeństwa.*
- [12] Mandat 109 Komisji Europejskiej do Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego.
- [13] Ustawa o wyrobach budowlanych, Dz.U. z 2021 r., poz. 1213.
- [14] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011.

PROSUMENCI A BEZPIECZEŃSTWO SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH – WPLYW WSPARCIA LEGISLACYJNEGO NA ENERGETYKĘ PROSUMENCKĄ W RÓŻNYCH GRUPACH ODBIORCÓW

Konieczność dopasowania krajowych źródeł energii do „zielonych” celów Unii Europejskiej spowodowała skokowy rozwój OZE w Polsce, szczególnie instalacji fotowoltaicznych. Zmieniająca się struktura wytwarzania zmienia warunki pracy, co w wyniku nienadających modernizacji sieci prowadzi do licznych problemów. Prosumeryzm z założenia powinien być narzędziem odciążającym sieć. Ideowo, energia jest wytwarzana i zużywana w miejscu wytworzenia. Nie każda grupa odbiorców energii ma jednak profil obciążenia zgodny z profilem wytworzenia energii w instalacjach fotowoltaicznych. Dlatego też, ważne jest, aby zachęcać do tego typu inwestycji właściwe grupy odbiorców. Celem tej pracy jest wskazanie, jak aktualne wsparcie legislacyjne wpływa na opłacalność OZE w różnych grupach odbiorców i określenie, jak należałoby je kształtować, aby zachęcać do prosumeryzmu odpowiednie grupy.

1. Wprowadzenie

Ze względu na „zielone cele” polityki energetycznej Unii Europejskiej, ilość instalacji fotowoltaicznych w Polsce rośnie. W styczniu 2023 ich moc zainstalowana wyniosła 12,1 GW [1]. Jest to 50% całkowitego zapotrzebowania w stosunku do maksymalnego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym w 2022 roku, które wynosiło 24,9 GW [2]. Moc zainstalowanych paneli przekroczyła znacząco wszelkiego rodzaju plany i prognozy. Cel na 2030 r., określony w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku”[3], zakładał 32% udziału wszystkich OZE w produkcji energii elektrycznej netto, a w 2040 r. przynajmniej 40%. Cel, postawiony na najbliższe 20 lat, został zrealizowany już teraz. Jest to wynik, który w dużej mierze został osiągnięty w wyniku promocji instalacji odnawialnych źródeł. Prosumenci mogą liczyć na różne dofinansowania, które zachęcają do takich inwestycji. Można wśród nich wymienić: dla gospodarstw domowych – Mój Prąd, Czyste Powietrze, Stop smog, Agroenergia [4], a dla przedsiębiorstw – Energia plus, przemysł energochłonny OZE, Gwarancja Biznesmax i inne. Zachęty dla osób fizycznych mają najczęściej formę dotacji, których wielkość wynosi nawet do 50% kosztów inwestycji. Jest to powód bardzo intensywnego rozwoju fotowoltaiki w tej grupie.

W pracujących obecnie sieciach niskiego napięcia, przez lata przepływ mocy był jednokierunkowy. Tak też, sieci i zabezpieczenia były projektowane, by zapewnić poprawne warunki zasilania odbiorców energii. Zmieniająca się struktura wytwarzania energii w kraju zmienia warunki pracy, co, w wyniku nienadążających modernizacji sieci, prowadzi do licznych problemów. Jak przytaczają Kacejko i in. [5] najważniejsze z nich są:

- przekroczenia wskaźników jakości energii – wyższych – harmonicznym, podskoków napięcia, wskaźników migotania światła;
- przekroczenia dopuszczalnych wartości prądów w liniach i transformatorach elektroenergetycznych;
- przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć w węzłach sieci;
- niekontrolowana praca wyspowa mikro instalacji;
- niepoprawna praca zabezpieczeń.

Jako najistotniejszy problem Kacejko i inni [5] wskazują ryzyko występowania przekroczeń napięciowych. Problem ten zauważany jest coraz częściej, zarówno w publikacjach naukowych [6, 7], jak i przez samych użytkowników instalacji [8]. Z uwagi na odłączanie instalacji w sytuacji skoku napięcia [8], problem stał się szczególnie znaczący, z punktu widzenia prosumenta. Niezadowoleni prosumenci zgłaszają liczne reklamacje [9]. Działania zaradcze po stronie operatora skupiają się na poprawie funkcjonowania sieci, zapewnieniu jej właściwych warunków pracy i bezpieczeństwa. Poszukuje się działań o jak największej skuteczności przy możliwie najniższym koszcie inwestycyjnym [5]. Rafał, Bielecki i Skoczkowski [10] rozważają dynamiczną regulację napięcia w sieci rozdzielczej z wykorzystaniem falowników. Cieślak proponuje wykorzystanie magazynów w stacjach do regulacji mocą czynną [11]. Rozwiązanie problemu w skali kraju wymaga jednak czasu i znacznych nakładów inwestycyjnych.

Oprócz lokalnych problemów skoków napięć, coraz częściej występuje problem nadprodukcji energii w sieci w godzinach szczególnego nasłonecznienia [12, 13]. Możliwość zaistnienia takiej sytuacji opisali Olczak i in. [14] wskazując na konieczność równoważenia zapotrzebowania z chwilową nadprodukcją w godzinach o największym promieniowaniu słonecznym.

Działania prosumentów powinny skupiać się wokół doboru mocy instalacji do rzeczywistego zapotrzebowania, ale również dostosowania profilu zużycia do profilu generacji. Dostosowanie to może odbywać się poprzez indywidualne zarządzanie energią, tj. przenoszenie obciążenia w czasie (np. z wykorzystaniem urządzeń typu smart things), bądź poprzez magazynowanie energii, zamiast jej oddania do sieci. Oba te działania nie są obecnie zachęcające dla gospodarstw domowych. Wiążą się z niedogodnościami, koniecznością modyfikacji przyzwyczajeń lub znaczącymi, dodatkowymi nakładami finansowymi.

Ustawodawca, aby zachęcać prosumentów do dostosowania zużycia do profilu wytworzenia, w nowelizacji Ustawy o OZE z 2022 r. [15] wprowadził modyfikację sposobu rozliczania energii oddanej do sieci. Nastąpiła zmiana systemu ilościowego na

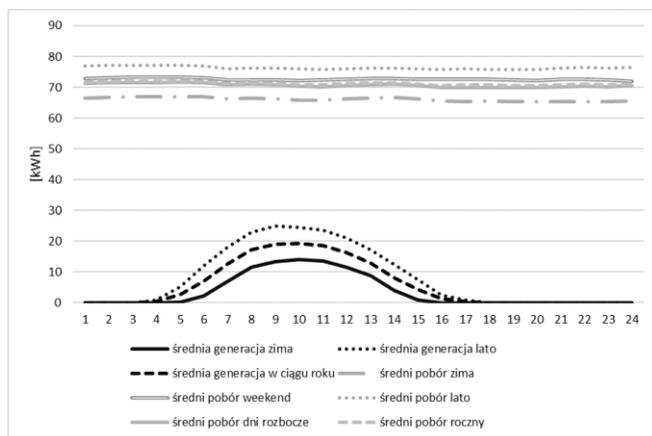
finansowy (net-billing w miejsce net-metering). Wprowadzony sposób rozliczeń może w przyszłości pozwolić na rozliczenie energii po stawkach godzinowych (aktualnie jest to średnia cena za kwartał, po roku 2024 średnia cena miesięczna; Rozdział 2 Art. 4b [16]), które odzwierciedlają faktyczne zapotrzebowanie na energię w sieci. Takie rozliczenie mogłoby spowodować, że użytkownicy chętniej inwestowaliby np. w magazyny energii. Oprócz zmian rozliczeń, w Ustawie [15] zdefiniowano też pojęcie prosumenta zbiorowego. Jest to narzędzie, które również wspiera odbiorców indywidualnych, ale tych wytwarzających energię w miejscach, gdzie ma ona możliwość być zużyta w momencie wytworzenia. Ustanowienie takiego podmiotu zachęca do wytwarzania energii na terenach budynków wielomieszkaniowych, które zazwyczaj zlokalizowane są w mieście, gdzie zapotrzebowanie na energię jest znaczące, niezależnie od godziny doby.

Celem tej pracy jest wskazanie jak aktualne wsparcie legislacyjne wpływa na opłacalność OZE w różnych grupach odbiorców i określenie, jak należałoby je kształtować, aby zachęcać do prosumeryzmu właściwe grupy odbiorców energii.

2. Metodologia

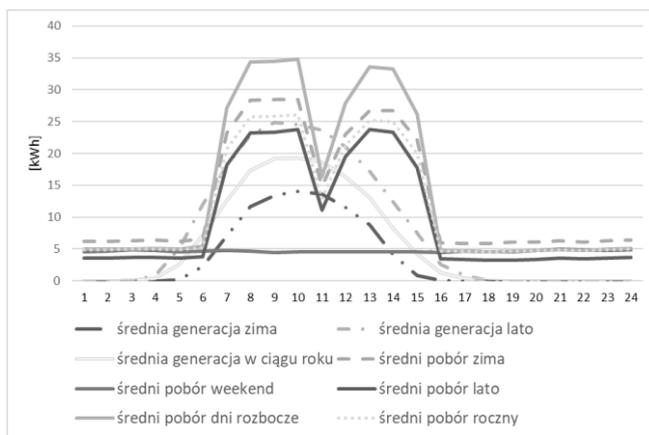
Do oszacowania generowanej energii wykorzystano narzędzie udostępnione na stronie Komisji Europejskiej „Photovoltaic Geographical Information System” [17]. Następnie, wykorzystano profile zużycia trzech przedsiębiorstw. Przyjęto jedną lokalizację dla wszystkich obiektów.

W analizie dla przedsiębiorstw, najpierw obliczono generację z mikro instalacji o mocy 50 kWp, zlokalizowanej w południowo-wschodniej Polsce. Instalację taką wybrano ze względu na uwarunkowania prawne i lokalizację jednego z przedsiębiorstw.

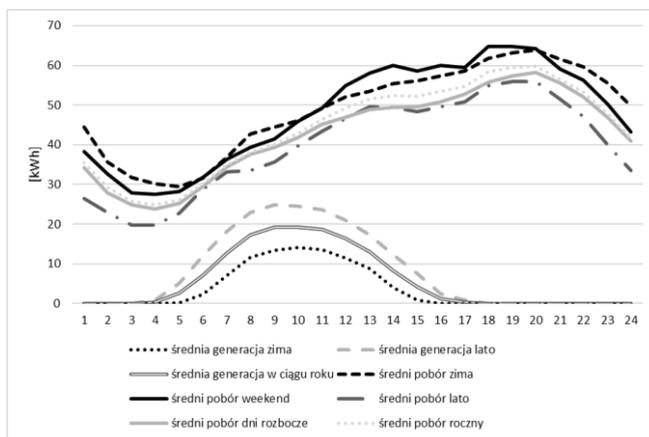


Rys. 1. Dane o zużyciu i generacji (średnie godzinowe w ciągu roku) dla przedsiębiorstwa A, moc instalacji 50 kWp

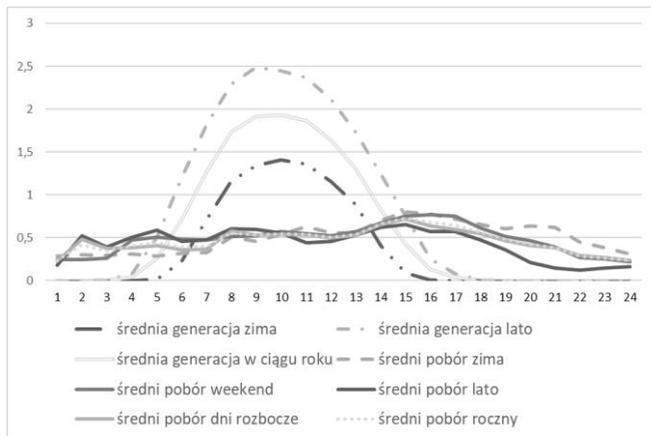
Przedsiębiorstwo A charakteryzuje się stabilnym zapotrzebowaniem na energię, zarówno w ciągu doby, jak i w ciągu roku (rys. 1). Jego zapotrzebowanie wynosi ok. 630 MWh/rok. Zapotrzebowanie energii dla przedsiębiorstwa B to ok. 100MWh/rok. Największe zapotrzebowanie występuje w godzinach 6.00–16.00 (z przerwą o godzinie 11.00), w dni robocze. W weekendy zapotrzebowanie spada o około 30% (rys. 2). Przedsiębiorstwo C zużywa rocznie ok. 400 MWh/rok. Pracuje przez całą dobę, przy czym największe zużycie energii występuje w godzinach 8.00–22.00 (rys. 3).



Rys. 2. Dane o zużyciu i generacji (średnie godzinowe w ciągu roku) dla przedsiębiorstwa B, moc instalacji 50 kWp



Rys. 3. Dane o zużyciu i generacji (średnie godzinowe w ciągu roku) dla przedsiębiorstwa C, moc instalacji 50 kWp



Rys. 4. Dane o zużyciu i generacji (średnie godzinowe w ciągu roku) dla gospodarstwa domowego, moc instalacji 5 kWp

Dane o generacji i zużyciu porównano, oszacowano ilość energii oddawaną do sieci i wyliczono okres zwrotu inwestycji, uwzględniając różnego rodzaju wsparcia. Dofinansowania do odnawialnych źródeł w przypadku przedsiębiorstw uwzględniają zazwyczaj niższe oprocentowane pożyczki, bądź poświadczenia dla kredytów. Wśród najbardziej popularnych w 2023 roku wymienić można:

- Energia plus – na przebudowę i przyłączenie instalacji OZE (pożyczka do 85% kosztów kwalifikowanych: od 0,5 mln do 500 mln zł [18];
- Przemysł energochłonny OZE [19] – budowa lub przebudowa instalacji OZE, wraz z podłączeniem do sieci energetycznej lub zakładowej, bądź z magazynem energii (Pożyczka, do 100% kosztów kwalifikowanych, w kwocie od 5 do 300 mln zł, możliwość otrzymania premii w wysokości do 30% wypłaconej kwoty, konieczność wykorzystania co najmniej 80% wytworzonej energii na potrzeby własne);
- Nabór został zakończony 10.05.2023 r., dlatego narzędzia nie brano pod uwagę w analizie;
- Kredyt ekologiczny FENG – dotacja w wysokości 20–70% na spłatę części kapitałowej kredytu – grant ELENA (modernizacja musi przynieść przynajmniej 30% ograniczenia zużycia energii);
- Białe certyfikaty – budowa instalacji OZE i inne działania proefektywnościowe (możliwość sprzedania pozyskanego certyfikatu, dofinansowanie zależne od aktualnej ceny świadectwa i ilości zaoszczędzonej energii – wymagana minimalna ilość 116,3 MWh = 1 toe; opłata zastępcza w 2023 wynosiła 2010 zł/1 toe) [16];
- Środki z KPO – uwzględniają aspekt badawczy działań modernizacyjnych bądź są w trakcie ustaleń, stąd nie będą analizowane w pracy.

W opracowanej analizie uwzględniono kredyt ekologiczny (40% części kapitałowej) i biały certyfikat, jako te narzędzia, które wspierają finansowo przedsiębiorcę. Założono, że przedsiębiorstwa pokryją inwestycję z własnych środków.

W przypadku przedsiębiorstw A i C, które zużywają całość wytworzonej energii, oszczędność stanowi koszt energii, która nie musiała zostać zakupiona. W przypadku przedsiębiorstwa B uwzględniono rozliczenie finansowe (net-billing).

Koszt inwestycji oszacowano na 300 000 zł, wykorzystując oferty firm zewnętrznych. Cenę zakupu energii przyjęto w trzech wariantach: I – 890 zł/MWh (średnia cena za pierwszy kwartał 2023), II – 1500 zł/MWh, III – 2000 zł/MWh. Opłaty dystrybucyjne uśredniono pomiędzy przedsiębiorstwami. Cena odsprzedaży energii elektrycznej do sieci została przyjęta w trzech wariantach: stała i równa cenie zakupu, stała i niższa niż cena zakupu, zmienna w zależności od godziny doby i pory roku. Jako dane wykorzystano średnie ceny kwartalne podane przez [20], dla odpowiadających czasookresów. Należy mieć na uwadze, że wobec zmienności cen na rynku energii, mogą być to kwoty zarówno niedoszacowane, jak i przeszacowane, dlatego rozpatrzono różne warianty.

W dalszej części przeprowadzono również rozważania dla gospodarstwa domowego. Wybrano obiekt zlokalizowany w tej samej miejscowości, co analizowane przedsiębiorstwa. Zużycie roczne energii elektrycznej dla gospodarstwa wynosi 4,1 MWh. Charakter zużycia jest zmienny (rys. 4) w zależności od pory roku (większe zużycie latem) jak i godziny doby (największe zużycie w godzinach 15.00–22.00). Ilość i charakter zużycia w dni robocze i weekendy są na podobnym poziomie. Założono dla gospodarstwa trzy przypadki instalacji (5 kWp, 3 kWp i 10 kWp). Wariant o mocy 10 kWp został przyjęty, aby sprawdzić, czy wg aktualnych rozliczeń (12 miesięcy na odebranie depozytu finansowego w postaci wolumenu zakupionej energii, a po tym czasie zwrot 20% środków finansowych, Rozdział 2. Art. 10a ust. 2 [16]) korzystne jest przewymiarowanie instalacji prosumenckich. Dane o generacji i zużyciu porównano, oszacowano ilość energii oddawaną do sieci i wyliczono okres zwrotu inwestycji, uwzględniając różnego rodzaju wsparcia. Ze względu na fakt, że podmiot nie jest w stanie zużyć całości wolumenu energii w momencie jej wytworzenia, a jak pisano we wstępie, może być to zjawisko niekorzystne z punktu widzenia sieci, uwzględniono również wariant instalacji rozszerzony o magazyn energii. Dofinansowania do odnawialnych źródeł w przypadku gospodarstw domowych uwzględniają przede wszystkim rekompensaty i dotacje. Oprócz programów regionalnych, podstawowym programem wspierającym OZE w gospodarstwach domowych jest „Mój prąd”. W roku 2023 program został znacząco zmodyfikowany [21]. Ustawodawca wyraźnie premiuje wszelkie działania, które mają sprzyjać autokonsumpcji. Podstawowe dofinansowanie do samej instalacji wynosi do 6 tys. zł, ale dodatkowe środki można pozyskać na pompę ciepła (do 28 tys. zł.), magazyn energii (do 16 tys. zł.), kolektory słoneczne (do 3,5 tys. zł), a nawet system zarządzania energią (do 3 tys. zł). Dofinansowanie nie może wynieść więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych. W artykule

założono wariant z pozyskaniem środków na zakup instalacji i magazyn energii. Przyjęto pozyskanie maksymalnego, możliwego dofinansowania. Koszt instalacji i kwoty dofinansowań przyjęto w oparciu o uśrednione oferty podmiotów zewnętrznych, jak w tabeli 1.

Koszt zakupu energii obliczono, przyjmując dotychczasową średnią cenę za MWh (wraz z dystrybucją), czyli 800 zł/MWh jako wariant I i 1500 zł/MWh jako wariant II. Cenę sprzedaży energii przyjęto analogicznie jak w przypadku przedsiębiorstw.

Zdecydowano się na wyliczenie prostego okresu zwrotu, chociaż w analizowanych czasookresach wskazane byłoby uwzględnienie stopy dyskonta. Sam okres zwrotu nie stanowi jednak przedmiotu rozważań, a jedynie jego porównanie pomiędzy poszczególnymi wariantami. Czynnika czasu nie uwzględniono ze względu na jego dynamiczne i trudne do oszacowania zmiany w ciągu ostatniego roku.

Tabela 1. Koszt instalacji i kwoty dofinansowania przyjęte w obliczeniach

Moc instalacji [kWp]	Koszt instalacji		Założone dofinansowanie	
	bez magazynu	z magazynem	bez magazynu	z magazynem
5	28 000,00 zł	54 000,00 zł	6 000,00 zł	20 000,00 zł
3	18 000,00 zł	30 000,00 zł		13 000,00 zł
10	40 000,00 zł	70 000,00 zł		22 000,00 zł

3. Analiza

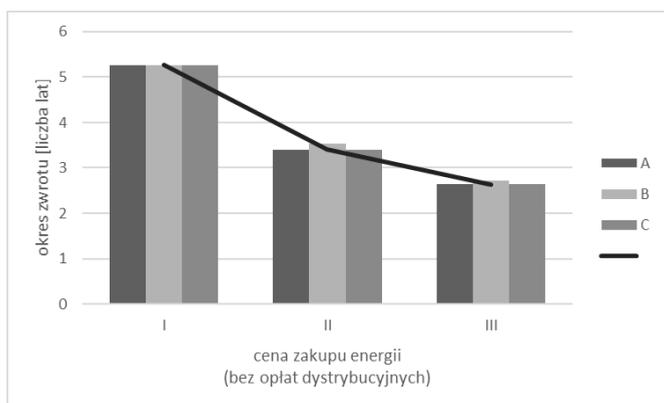
W przypadku przedsiębiorstw na okres zwrotu inwestycji największy wpływ ma cena zakupu energii elektrycznej (rys. 5). Jest to też powód, dla którego w 2022 roku przedsiębiorstwa szczególnie interesowały się inwestycjami w OZE. Wraz ze wzrostem tej ceny, okres zwrotu maleje i na poziomie 2000 zł (poziom cen z III kwartału 2022) skraca się do 2,5 roku. Należy pamiętać, że w rozważaniach przyjęto najniższą cenę, jako 890 zł/MWh. Jeśli cena byłaby niższa, okres zwrotu inwestycji wydłużyłby się.

Przedsiębiorstwa A i C są niewrażliwe na zmiany cen odsprzedaży energii do sieci, ponieważ pracują co najmniej w trybie dwuzmianowym (6.00–22.00) i ich zapotrzebowanie jest na tyle duże i stałe, że wykorzystują całość energii, wytworzonej w instalacji OZE. Przedsiębiorstwo B jest zależne od tych zmian (rys. 6) Zakładając zmienność cen zależną od godziny doby i pory roku, okres zwrotu wydłuża się, chociaż w niewielkim stopniu (12%, czyli 8 miesięcy), ponieważ firma konsumuje 70% wytworzonej przez siebie energii.

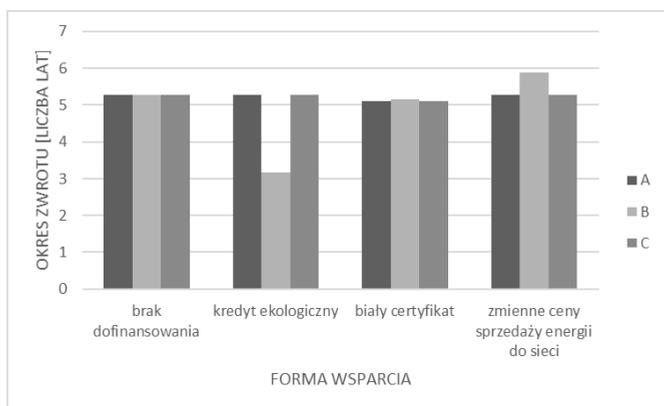
Pozyskanie białego certyfikatu przy inwestycji 50 kWp nie ma znaczącego wpływu na okres zwrotu inwestycji (rys. 6), niezależnie od analizowanego przedsiębiorstwa. Najbardziej znaczącą formą wsparcia jest grant na spłatę części kapitału w ramach

działania FENG i grantu Elena (kredyt ekologiczny). Modernizacja musi jednak przynieść co najmniej 30% oszczędności energii, dlatego skorzystać z niego mogłoby tylko przedsiębiorstwo B. W zależności od uzyskanego dofinansowania, okres zwrotu zmniejsza się proporcjonalnie.

Podsumowując, przedsiębiorstwa, jako prosumenci, są w stanie zużyć większość energii wytwarzanej przez swoje instalacje. Dlatego też, na okres zwrotu inwestycji nie ma wpływu cena odsprzedaży energii do sieci. Ze względu na znaczący wolumen zużywanej energii, są bardzo zależni od ceny zakupu. Dla przedsiębiorstw na okres zwrotu najbardziej znacząco wpływają dofinansowania do instalacji, które stanowią najlepszą zachętę obok rosnących cen energii.

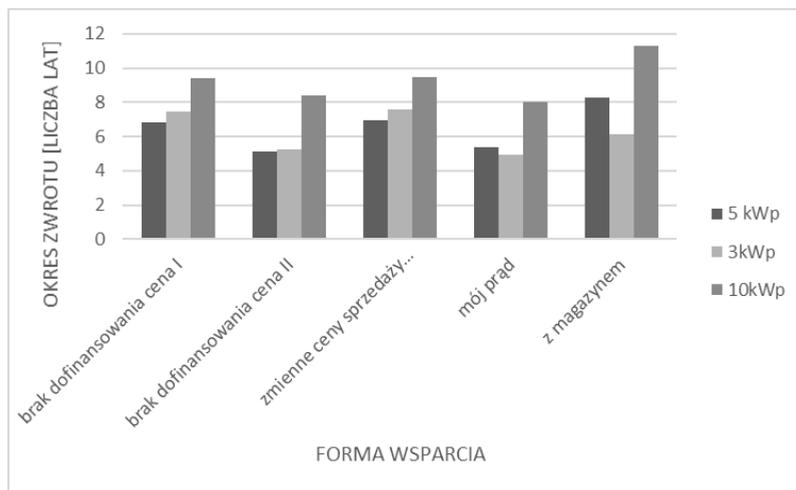


Rys. 5. Okres zwrotu inwestycji dla przedsiębiorstw A, B, C w zależności od ceny energii, moc instalacji 50 kWp



Rys. 6. Okres zwrotu inwestycji dla przedsiębiorstw A, B, C w zależności od formy wsparcia, moc instalacji 50 kWp

W przypadku gospodarstw domowych i przedsiębiorstw okres zwrotu inwestycji (bez uwzględnienia dodatkowych czynników stymulujących) jest zbliżony. Gospodarstwa domowe często nie pobierają energii (w przeciwieństwie do przedsiębiorstw) w czasie, gdy jest ona wytwarzana w instalacji fotowoltaicznej. Sprawia to, że są znacznie bardziej wrażliwe na zmiany cen energii i mechanizmy wsparcia finansowego. Wzrost ceny zakupu energii skraca zwrot inwestycji o ok. 30%, przy czym w przypadku gospodarstw są to rozważania czysto hipotetyczne, ponieważ cena ta jest ceną regulowaną i prawdopodobieństwo zmian w tym zakresie jest niewielkie. W przypadku gospodarstw domowych, przejście na rozliczenia energii oddawanej do sieci wg stawek godzinowych nie ma znaczącego wpływu na okres zwrotu inwestycji (wydłuża go o miesiąc – rys. 7). Gospodarstwa odsprzedają niewielki wolumen, a ceny pomiędzy poszczególnymi godzinami odsprzedaży różnią się o około 30%. Zakładając aktualne stawki za energię, trudno oczekiwać zadawalających efektów w zakresie tego mechanizmu. Trudno jednak przewidzieć, jak ceny będą się kształtowały w przyszłości, szczególnie rozważając godzinowe poziomy cen.



Rys. 7. Okres zwrotu inwestycji dla gospodarstwa domowego w zależności od formy wsparcia i mocy instalacji

Jak widać na rys. 7, mechanizm rozliczeń, mający przeciwdziałać przewymiarowaniu instalacji działa prawidłowo. Okres zwrotu dla instalacji 10 kWp jest znacząco dłuższy w każdym analizowanym wariancie.

Z punktu widzenia poprawnej pracy sieci, ważnym działaniem wspierającym są dodatkowe dofinansowania dla instalacji z magazynem energii. Niestety, pomimo zwiększenia środków na ten cel, instalacja z magazynem nadal ma dłuższy okres zwrotu niż instalacja, która go nie zawiera. Okres zwrotu wydłuża się o co najmniej rok. Aby

motywować prosumentów do takich inwestycji, należałoby zwiększyć zakres dofinansowania, np. do 70% kosztów.

4. Podsumowanie i wnioski

Analiza przypadków, omówionych w artykule wskazuje na brak jednakowego wsparcia dla instalacji fotowoltaicznych w różnych grupach prosumentów. Pomimo podobnego okresu zwrotu dla instalacji bez dofinansowania, gospodarstwa domowe mogą liczyć na większe wsparcie niż przedsiębiorstwa. Mając na uwadze politykę społeczną i możliwości finansowe małych podmiotów, jak gospodarstwa domowe, można zrozumieć konieczność dodatkowego wsparcia dla gospodarstw domowych.

Z technicznego punktu widzenia, mającego na względzie bezpieczną i stabilną pracę sieci jest to jednak działanie niezasadne. Niejednokrotnie, przedsiębiorstwa dysponują terenem, umożliwiającym instalację OZE dokładnie tam, gdzie energia jest zużywana. Inwestycja przedsiębiorstwa w odnawialne źródła energii, nie tylko nie generuje problemu trudnej do odebrania przez sieć mocy, ale jednocześnie obniża zapotrzebowanie przedsiębiorstwa w punkcie dostarczenia energii. Zachęcanie do takich inwestycji przedsiębiorstw wydaje się być zasadne, szczególnie w połączeniu z uzależnieniem dofinansowania od stopnia wykorzystania wytworzonej energii.

Podsumowując, na wsparcie przedsiębiorstw w zakresie inwestycji w odnawialne źródła energii powinna być przeznaczona większa ilość środków finansowych. Powinny też powstać dodatkowe programy uwzględniające dotacje i rekompensaty w tej grupie. Jednocześnie, uzasadnionym wydaje się być przeznaczenie większej ilości środków na wspieranie autokonsumpcji w gospodarstwach domowych. Skrócenie okresu zwrotu instalacji z magazynem, w stosunku do instalacji niegromadzącej energii, pozwoliłoby upowszechnić tego typu rozwiązania. Wartym rozważenie jest też uzależnienie kwoty dofinansowania od stopnia wykorzystania wytworzonej energii na potrzeby własne.

Literatura

- [1] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Agencja Rynku Energii S.A.. Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Biuletyn Miesięczny, Nr 1(349), styczeń 2023.
- [2] PSE, <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/zapotrzebowanie-kse>, [dostęp: 25.07.2023].
- [3] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Warszawa 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>, [dostęp: 25.07.2023].
- [4] <https://enerad.pl/aktualnosc/fotowoltaika-dofinansowanie-2023-lista-aktualnych-dotacji/>, [dostęp: 25.07.2023].

- [5] Kacejko P., Adamek S., Wancierz M., Jędrychowski R., *Ocena możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci nn o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2017, 9.
- [6] Topolski Ł., Schab W., Firlit A., Piątek K., *Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybrane parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica*, Przegląd Elektrotechniczny, 2020, R. 96, nr 3, 17–20.
- [7] Dutka M., Piątek K., Siostrzonek T., Barczentewicz S., Świątek B., *Symulacja wpływu odnawialnych źródeł energii na zmienność wartości skutecznej napięcia sieci dystrybucyjnej*, Przegląd Elektrotechniczny, 2020, R. 96, nr 5, 26–29.
- [8] <https://enerad.pl/aktualnosci/za-wysokie-napiecie-w-sieci-a-fotowoltaika-co-trzeba-wiedziec/>, [dostęp: 25.07.2023].
- [9] <https://muratorodom.pl/instalacje/fotowoltaika/dlaczego-fotowoltaika-nie-dziala-prosumenci-zglaszaja-reklamacje-do-operatorow-jak-rozwiazac-problem-z-pv-aa-9R19-mMka-f1fJ.html>, [dostęp 25.07.2023].
- [10] Rafał K., Bielecki S., Skoczowski T., *Dynamiczna regulacja napięcia w sieci rozdzielczej z wykorzystaniem falowników generacji rozproszonej*, Przegląd Elektrotechniczny, 2016, R. 92, nr 5, 49–53.
- [11] Ciešlik S., *Nowa rola stacji elektroenergetycznych w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia*, Elektroenergetyka, 2019, nr 242–243, 3–15.
- [12] <https://biznes.interia.pl/gospodarka/news-nadprodukcja-energii-z-oze-operator-odlaczy-l-od-sieci-czesc-nId.6736549>, [dostęp: 25.07.2023].
- [13] <https://energia.rp.pl/oze/art38374801-stan-zagrozenia-dostaw-pradu-za-duzo-energii-ze-slonca>, [dostęp: 25.07.2023].
- [14] Olczak P., Jaśko P., Kryzia D., Matuszewska D., Illich Fyk M., Dyczko A., *Analyses of duck curve phenomena potential in polish PV prosumer households' installations*, Energy Reports, Nr 7, listopad 2021, 4609–4622.
- [15] Ustawa z dnia 27 stycznia 2022 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2022, poz. 467.
- [16] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015, poz. 478.
- [17] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/, stan na dzień 25.07.2023.
- [18] <https://www.gov.pl/web/nfosigw/nabor-iv-wnioskow-2023-2024>, stan na dzień 25.07.2023.
- [19] <https://www.gov.pl/web/nfosigw/przemysl-energochlonny---oze>, stan na dzień 25.07.2023.
- [20] www.pse.pl, stan na dzień 25.07.2023.
- [21] <https://www.gov.pl/web/klimat/rusza-piata-edycja-programu-moj-prad>, stan na dzień 25.07.2023.

Bogumiła WNUKOWSKA

Collegium Witelona Uczelnia Państwowa,
Wydział Nauk Technicznych i Ekonomicznych

Michał CZOSNYKA

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

AWARIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ ICH WPŁYW NA ODBIORCÓW ENERGII

Zagadnienie awarii sieci dystrybucyjnej oraz ich oddziaływanie na odbiorców energii elektrycznej jest jednym z istotnych czynników kształtowania niezawodności zasilania. Praca obejmuje w głównej mierze napowietrzną elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną średniego napięcia. Przedstawiono przypadki awarii, ich przyczyny oraz powstałe skutki. Na podstawie dostępnych materiałów źródłowych i literaturowych przedstawiono analizę awaryjności oraz wpływ awarii na indywidualnych odbiorców energii elektrycznej, a także na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Omówiono też najważniejsze elementy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.

1. Krajowy system elektroenergetyczny

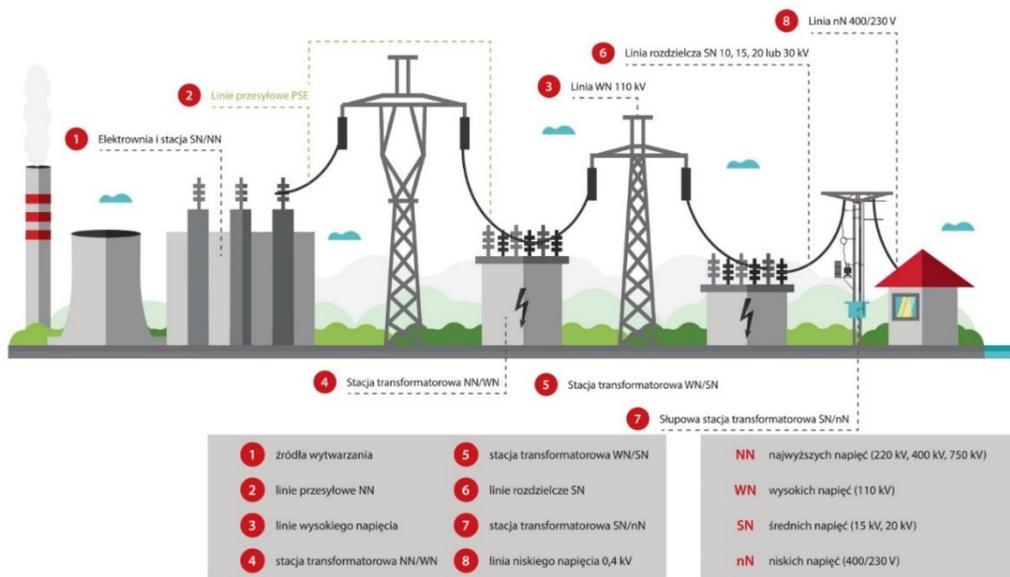
Krajowy System Elektroenergetyczny KSE to powiązane ze sobą urządzenia do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii, które tworzą sieć zapewniając bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju [1]. Sieć elektroenergetyczna SEE jest to zbiór wszystkich urządzeń oraz przewodów elektrycznych, zarówno napowietrznych, jak i kablowych, które są ze sobą ściśle powiązane. Celem ich działania jest zapewnienie ciągłego, bezawaryjnego zasilania odbiorców energią elektryczną. Współpracując ze sobą, mają za zadanie przesyłać, przetwarzać oraz rozdzielać energię elektryczną na określonym terenie. Napięcia stosowane w sieci elektroenergetycznej podlegają normalizacji. Oznacza to, że napięcia muszą być jednakowe w całym obszarze, aby sieć mogła prawidłowo funkcjonować i spełniać swoje zadanie. W ciągu lat normy te się zmieniały i aktualnie stosowane w Polsce napięcia to: 0,4 kV, 20 kV, 110 kV, 220 kV oraz 400 kV. Podział sieci elektroenergetycznych według stosowanych napięć to:

- sieci niskiego napięcia do 1 kV,
- sieci średniego napięcia powyżej 1 kV do 110 kV,
- sieci wysokiego napięcia od 110 kV do 220 kV,
- sieci najwyższych napięć od 220 kV i wyższe.

Sieć elektroenergetyczną można podzielić również ze względu na pełnione funkcje:

- sieć przesyłowa,
- sieć rozdzielcza, zwana także dystrybucyjną.

Sieci przesyłowe, zgodnie z nazwą służą do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości, a więc w skali krajowej oraz okręgowej. Nazwy tych sieci to kolejno: sieci państwowe oraz sieci okręgowe. W sieciach przesyłowych stosowane jest napięcie 220 kV, 400 kV i 750 kV i są to sieci najwyższych napięć [5], [7]. Na rysunku 1 przedstawiono schemat sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.



Rys. 1. Schemat sieci elektroenergetycznej przesyłowej i dystrybucyjnej [1]

1.1. Sieć dystrybucyjna

Sieć dystrybucyjna, która nosi nazwę także sieci rozdzielczej składa się z sieci średnich oraz wysokich napięć 20 kV i 110 kV [5]. Są to najczęściej tzw. sieci rejonowe, ponieważ przebiegają w obszarze poszczególnych Rejonów Energetycznych. Sieć dystrybucyjna służy do przesyłania energii bezpośrednio do większych skupisk odbiorców, np. zakładów przemysłowych, miast, osiedli itp. Do sieci dystrybucyjnej zalicza się także sieć niskiego napięcia 0,4 kV, która dostarcza energię elektryczną bezpośrednio do poszczególnych odbiorców indywidualnych, tj. gospodarstw domowych, zakładów itp.

Za dystrybucję energii elektrycznej w danym regionie odpowiada Operator Systemu Dystrybucyjnego OSD. Do jego głównych zadań należy:

- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania całego systemu,
- odpowiednia eksploatacja sieci, tzn. naprawy, remonty, modernizacja, przeglądy, konserwacje, wymiany,
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- bilansowanie systemu i zarządzanie nim,
- rozwój systemu,
- użytkowanie i utrzymanie sieci dystrybucyjnej na danym obszarze [2].

Do operatora systemu dystrybucyjnego należy obowiązek dbania o zminimalizowanie przypadków wystąpienia awarii w systemie, m.in. poprzez wymienione wyżej działania eksploatacyjne [9]. Na obszarze kraju głównymi uczestnikami rynku energii są: Polska Grupa Energetyczna PGE S.A., Tauron Polska Energia S.A., Enea S.A. oraz Energa. Są to największe spółki krajowe, które rocznie produkują około 70% energii wytwarzanej w Polsce [14].

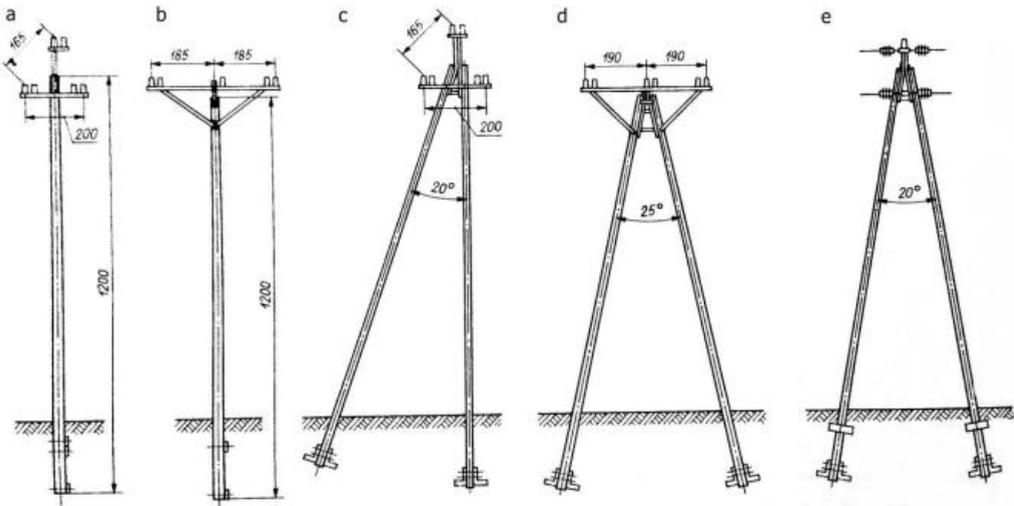
1.2. Linie napowietrzne jako element sieci dystrybucyjnej

Linie napowietrzne sieci elektroenergetycznej są to przewody elektryczne umieszczone na różnego typu konstrukcjach wsporczych, najczęściej w praktyce wykorzystuje się słupy elektroenergetyczne. Zaletą tych linii jest stosunkowo niski koszt budowy oraz łatwa dostępność do uszkodzonych elementów linii napowietrznych w przypadku awarii. Jako wady można wyróżnić duży wpływ na walory estetyczne krajobrazu, zajmowanie szerokiego pasa terenu oraz narażenie na awarie wywołane wpływem warunków atmosferycznych [10]. Linie napowietrzne stanowią większość wśród linii dystrybucyjnych. Podstawowe elementy linii napowietrznych to: przewody fazowe i odgromowe, konstrukcje wsporcze, izolatory, osprzęt liniowy i uziomy słupów.

Linie napowietrzne są jedno, dwu lub wielotorowe. Podstawowymi elementami linii napowietrznej są słupy, dla których wprowadzono odpowiednie oznaczenia literowe (rys. 2). Podstawowe typy słupów średniego napięcia to: przelotowy *P*, skrzyżowany *PS*, narożny *N*, odporowy *O*, krańcowy *K*, odporowo-narożny *ON*, rozgałęźny odporowo-krańcowy *ROK*, rozgałęźny krańcowo-krańcowy *RKK*, rozgałęźny narożno-krańcowy *RNK*, rozgałęźny odporowo-przelotowy *ROP*, rozgałęźny krańcowo-przelotowy *RKP* i rozgałęźny przelotowo-krańcowy *RPK*.

Linie napowietrzne prądu przemiennego można budować do każdego rodzaju sieci elektroenergetycznych pod względem napięć nominalnych. Wykorzystywane w liniach napowietrznych przewody wykonywane są jako linki skręcone z wielu drutów wykonanych najczęściej z aluminium lub ze stopów aluminium. W celu zwiększenia wytrzymałości mechanicznej przewodów w środku linek o większym przekroju umieszcza się stalowe druty. Rodzaje przewodów linii napowietrznych to:

- nieizolowane** – tzw. przewody gołe, nie posiadające izolacji żyły roboczej,
- izolowane** – przewody posiadające izolacje żył roboczych,



Rys. 2. Słupy SN: a – słup przelotowy, trójkątny układ przewodów, b – słup przelotowy, płaski układ przewodów, c – słup narożny z podporą, trójkątny układ przewodów, d – słup narożny, płaski układ przewodów, e – słup odporowy, trójkątny układ przewodów [5]

pełnoizolowane – przewody o izolacji żył roboczych dostosowanej do warunków pracy linii napowietrznej, której wytrzymałość elektryczna odpowiada napięciu znamionowemu linii,

pełnoizolowane samonośne – przewody z izolowanymi żyłami roboczymi bez elementu nośnego,

pełnoizolowane podwieszane – przewody z żyłami roboczymi izolowanymi i wydzielonym elementem nośnym, służącym do zapewnienia wytrzymałości mechanicznej na rozciąganie,

izolowane samonośne – przewody, których wszystkie żyły robocze bez elementu nośnego spełniają funkcję nośną i wykonane są z drutów ze stopu aluminium.

1.3. Linie kablowe jako element sieci dystrybucyjnej

Kable są to przewody odznaczające się specjalną budową przeznaczoną do prowadzenia linii pod powierzchnią ziemi. Można wyróżnić podstawowe warstwy kabla:

żyły – wykonane z aluminium lub miedzi,

izolacja – może być papierowa, olejowa, gazowa, polwinitowa lub polietylenowa,

wypełniacz – jest to materiał izolacyjny wypełniający przestrzeń między izolacją żyły a powłoką kabla,

powłoka – najczęściej wykonana z aluminium lub polwinitu, uszczelnia izolację kabla, niweluje dostęp wilgoci oraz nie dopuszcza do powstania pęcherzyków powietrza w izolacji,

pancerz – zbudowany z drutów lub taśm stalowych owiniętych wokół kabla, ma za zadanie ochraniać kabel przed uszkodzeniami mechanicznymi,

osłona zewnętrzna – wykonana z polwinitu lub juty, osłania ona pancierz przed wpływem wilgoci.

W zależności od przeznaczenia kabla, miejsca jego położenia niektóre z ww. warstw budowy kabli mogą być rozbudowane lub pominięte.

2. Awaryjność sieci dystrybucyjnej

2.1. Kryteria podziału awarii sieci dystrybucyjnej

W zależności od wybranego kryterium można dokonać podziału awarii występujących w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. W układach elektroenergetycznych może wystąpić kilka rodzajów przerw:

- wywołane uszkodzeniami elementów systemu elektroenergetycznego,
- spowodowane wadliwym działaniem zabezpieczeń i automatyki elektroenergetycznej,
- wywołane błędnymi operacjami łączeniowymi,
- wynikające z planowych prac remontowo-konserwacyjnych,
- związane z przeciążeniem elementów sieci elektroenergetycznych.

Im sieć dystrybucyjna jest bardziej złożona, tym większe jest prawdopodobieństwo, że niektórzy odbiorcy zostaną narażeni na przerwy w zasilaniu. Poprawę niezawodności zasilania można uzyskać poprzez zwiększenie nakładów inwestycyjnych oraz modernizacji, ulepszania i rozwoju sieci elektroenergetycznej. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania to:

- **przemijające** (tzw. mikroprzerwy) – trwające krócej niż 1 sekunda,
- **krótkie** – trwające nie krócej niż 1 sekunda i nie dłużej niż 3 minuty,
- **długie** – trwające nie krócej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- **bardzo długie** – trwające nie krócej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- **katastrofalne** – trwające dłużej niż 24 godziny.

Innym kryterium jest podział ze względu na rodzaj awarii:

- związane z przeciążeniami sieci,
- związane z uszkodzeniami sprzętu elektroenergetycznego, np. transformatorów, przewodów,
- związane ze zjawiskami atmosferycznymi, np. silny wiatr, burze,
- związane z działaniami człowieka, np. kradzieże miedzianych przewodów, nieumyślne uszkodzenia sprzętu, sabotaże,
- związane z innymi przyczynami.

Przerwy w dostawie energii mogą być spowodowane przez:

- uszkodzenia nierezzerwowanych elementów układu elektroenergetycznego,
- wadliwe działanie zabezpieczeń i automatyki elektroenergetycznej,
- błędne decyzje i czynności łączeniowe dokonane przez personel obsługujący infrastrukturę,
- planowane prace remontowe, konserwacyjne, modernizacyjne lub naprawcze,
- ograniczenia wynikające z deficytu mocy w systemie lub przeciążenia elementów systemu.

Klasyfikację przerw w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Klasyfikacja przerw w zasilaniu odbiorców [11]

Przerwy planowe w zasilaniu występują wskutek celowych wyłączeń, dokonywanych przez OSD. Są one zazwyczaj spowodowane koniecznością wykonania prac na urządzeniach elektroenergetycznych. Rozróżnia się następujące rodzaje wyłączeń planowych:

- **eksploatacyjne** – związane z pracami eksploatacyjnymi na wyłączonych elementach sieci,
- **remontowe** – związane z remontami wyłączonych elementów sieciowych,
- **inwestycyjne** – związane z instalowaniem nowych urządzeń w sieci, przyłączeniem nowo wybudowanych stacji oraz linii,
- **bezpieczeństwa** – związane z zapewnieniem bezpieczeństwa ludzi pracujących przy innych urządzeniach sąsiadujących z wyłączonymi.

W przypadku wyłączeń planowych, informacja o porze i czasie ich trwania musi być wcześniej ustalona oraz przekazana odbiorcom energii z wyprzedzeniem czasowym pozwalającym na przygotowanie się do mającej nastąpić przerwy w zasilaniu [3]. W sieciach dystrybucyjnych zasilających odbiorców komunalnych około 95% wyłączeń planowych stanowią wyłączenia *eksploatacyjne* i *remontowe*. Obecnie coraz więcej prac remontowych i konserwacyjnych przeprowadza się przy wykorzystaniu techniki

prac pod napięciem, co w zdecydowanym stopniu ogranicza liczbę oraz czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców. Występowanie przerw w zasilaniu jest nieuchronne, gdyż sieci elektroenergetyczne wyposażone są w urządzenia o określonej niezawodności [10].

2.2. Awaryjność sieci dystrybucyjnej w Polsce

Przedstawione badania opierają się na danych dotyczących zawodności linii napowietrznych i kablowych SN obejmujących okres 15 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju [11], [14]. Długość linii w poszczególnych latach obserwacji pokazano w tabeli 1.

Tabela 1. Długość analizowanych linii SN w kolejnych latach obserwacji wyrażone w km [9]

Rok	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Linie napowietrzne z przewodami gołymi	1050	1056	1065	1068	1080	1085	1090	1095	1110	1113	1117	1118	1185	1189	1211
Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi	19,6	19,6	19,6	19,6	19,8	24,1	31,1	31,1	34	40	41	57,8	70,69	82,47	91,32
Linie kablowe tradycyjne	319	317	316	314	314	314	313	312	313	312	308	308	307	307	304
Linie kablowe o izolacji z polietylenu PE	30	26	22	22	22	21	20	19	18	16	13	9	8	7	5
Linie kablowe o izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE	22	33	46	55	60	69	83	91	95	103	114	123	128	133	141

Na początku obserwacji w badanej spółce było łącznie 1069,6 km linii napowietrznych, w tym 19,6 km linii izolowanych oraz 371 km linii kablowych SN. W końcowym etapie liczby te kształtowały się następująco: 1302,32 km linii napowietrznych, w tym 91,32 km linii izolowanych oraz 450 km linii kablowych SN.

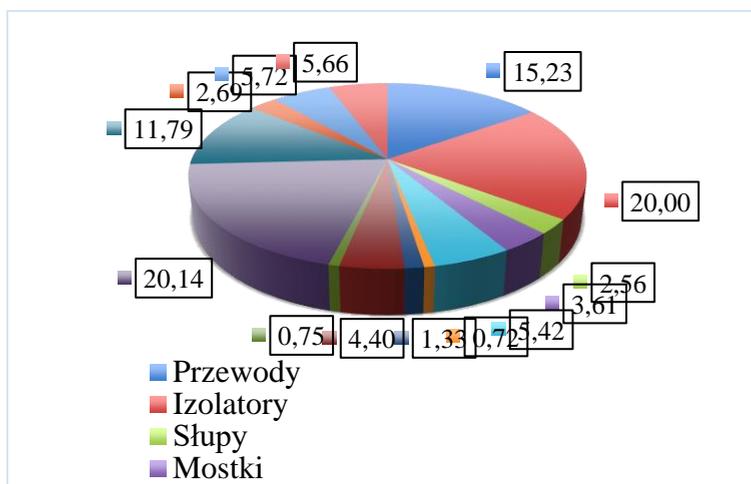
W tabeli 2 przedstawiono liczbę awarii sieci SN w ciągu 15 lat obserwacji z podziałem na elementy sieci, które uległy uszkodzeniu na podstawie danych uzyskanych od OSD [12].

W okresie monitorowania można wskazać, że najczęściej awarie dotyczyły izolatorów, ok. 37% wszystkich awarii w sieci napowietrznej średniego napięcia. Najbardziej w sieci średniego napięcia awarii ulegały kondensatory ok. 1,3% wszystkich awarii linii napowietrznych SN. W liniach kablowych o izolacji z XLPE awarie

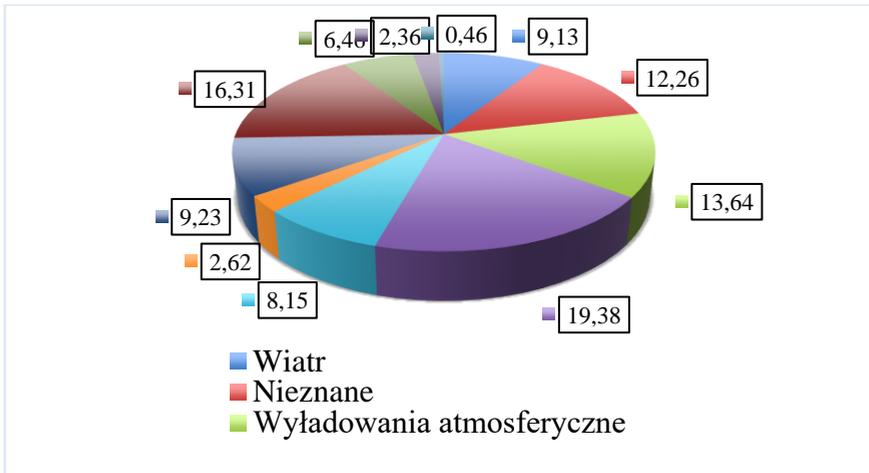
stanowiły ok. 5,9% wszystkich awarii linii kablowych SN. Na rysunku 4 pokazano udział poszczególnych elementów sieci SN, które uległy awarii, a na rys. 5 przedstawiono ich przyczyny.

Tabela 2. Awarie sieci SN w okresie 15 lat obserwacji [12]

Typ linii	Urządzenie	Liczba awarii	Udział awarii grupy urządzeń w odniesieniu do liczby wszystkich awarii [%]
Linie napowietrzne	Przewody	447	15,23
	Izolatory	587	20,00
	Słupy	75	2,56
	Mostki	106	3,61
	Wiązałki	159	5,42
	Kondensatory	21	0,72
	Odłączniki	39	1,33
	Odgromniki	129	4,40
	Linie izolowane	22	0,75
Linie kablowe	Kable o izolacji papierowo-olejowej	591	20,14
	Kable o izolacji z PE	346	11,79
	Kable o izolacji z XLPE	79	2,67
	Głowice kablowe	168	5,72
	Mufy kablowe	166	5,66
SUMA		2935	



Rys. 4. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie awarii w liniach SN napowietrznych i kablowych; opracowanie własne



Rys. 5. Procentowy udział przyczyn awarii linii napowietrznych SN;
opracowanie własne

Najczęściej awarie linii napowietrznych średniego napięcia były spowodowane przez:

- procesy starzeniowe 19,38%,
- drzewa i gałęzie 16,31%,
- wyładowania atmosferyczne 13,64%,
- nieznane 12,3%,
- działalność człowieka 8,15%.

Dużo awarii (ok. 12,26%) pozostaje nieznana, co może być spowodowane brakiem znajomości czynnika powodującego stan awaryjny, stwierdzonych np. przez pogotowie energetyczne, dyspozytorów lub osób odpowiedzialnych. Prawie 8,15% awarii linii napowietrznych jest spowodowana przez, np.: zerwanie przewodów, uszkodzenie słupów w wyniku prac prowadzonych na roli, uszkodzenia wskutek prac na placach budowy oraz wskutek wypadków komunikacyjnych itp.

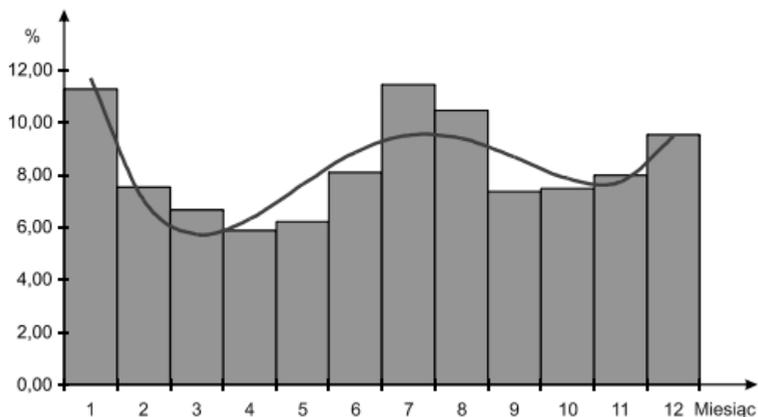
Takie zdarzenia mają zazwyczaj charakter losowy oraz traktowane są jak wypadek, tj. nie są to zamierzone działania. Innego typu działalnością powodującą występowanie awarii to: akty sabotażu, strajki, wandalizm oraz działania zamierzone, często wykonywane z premedytacją. Źródłami zerwania przewodów mogą być **uszkodzenia mechaniczne** – spowodowane opadającymi drzewami lub gałęziami oraz nadmiernym obciążeniem przewodów szadzią w okresie zimowym oraz **uszkodzenia termiczne linii** – spowodowane przepaleniem przewodów w wyniku wyładowania atmosferycznego.

Część uszkodzeń jest wynikiem niewłaściwego montażu przewodów, co prowadzi do ich przemieszczania się względem izolatora i wiązałki oraz ich ścierania w określonym miejscu i starzeniem się materiałów. Uszkodzenia izolatorów liniowych najczęściej polegają na ich mechanicznym zniszczeniu, takim jak złamanie lub urwanie lub

wypalenie ścieżki przewodzącej na ich powierzchni, co może prowadzić do opadnięcia przewodu lub powstania zwarcia. Uszkodzenia słupów także w dużej mierze spowodowane są zniszczeniami mechanicznymi, np. złamania lub wykrzywienia konstrukcji wsporczej [8].

2.3. Sezonowość awarii sieci dystrybucyjnej

Na rysunku 6 przedstawiono histogram częstości uszkodzeń linii napowietrznych SN w poszczególnych miesiącach.



Rys. 6. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych SN [11]

Według pozyskanych danych najczęściej awarii linii napowietrznych SN zaobserwowano w miesiącach letnich - lipiec, sierpień oraz w miesiącach zimowych - styczeń, grudzień. Z pewnością ma to związek ze średnimi temperaturami występującymi w tych okresach oraz warunkami atmosferycznymi, gdyż skrajne temperatury powietrza stanowią zagrożenie dla systemu elektroenergetycznego.

Wysokie temperatury wpływają przede wszystkim na wydłużenia termiczne przewodów linii napowietrznych, co w efekcie prowadzi do zwiększania zwisów przewodów. Zmniejsza to odległości pracującej linii od obiektów znajdujących się bezpośrednio pod nią. Stanowi to poważne ryzyko przeskoku napięcia oraz wystąpienia awarii, np. poprzez zerwanie przewodów przez osoby postronne. W warunkach wysokiej temperatury, niskiej wilgotności powietrza oraz intensywnych porywach wiatru wzrasta ryzyko wystąpienia niekontrolowanych, nagłych pożarów lasów. Infrastruktura sieciowa może być narażona zarówno na zajęcie ogniem w wyniku poszerzania zasięgu pożaru, powodując lawinę awarii sieci, jak i stanowić dodatkowe źródło zapłonu.

Ekstremalnie niskie temperatury powietrza również stanowią niebezpieczeństwo dla systemu elektroenergetycznego, ponieważ często wraz z nimi występuje gromadzenie się osadów lodowych, np. w wyniku występowania burz śnieżnych, na liniach napowietrznych i znacznych naprężeń mechanicznych. Także **szadź** osadzona na przewodach powoduje bardzo często wzrost liczby awarii. Zjawisko występowania szadzi na przewodach linii napowietrznej powoduje znaczny wzrost zwisów w przęsłach linii wskutek zwiększenia ciężaru przewodów.

W okresie letnim głównym zjawiskiem przyczyniającym się do awarii występujących sezonowo są wyładowania atmosferyczne, którym zazwyczaj towarzyszą intensywne opady deszczu oraz silny wiatr. Te warunki atmosferyczne bardzo często powodują uszkodzenia mechaniczne infrastruktury sieci elektroenergetycznej: słupów, przewodów, izolatorów oraz pozostałych elementów znajdujących się na konstrukcjach wsporczych.

Wichury i huragany mają ogromny wpływ na pracę linii napowietrznych. Jeśli prędkość wiatru przekroczy 20 m/s, istnieje liniowa zależność między prędkością wiatru a ryzykiem uszkodzenia linii elektroenergetycznej. Przekroczenie prędkości wiatru ok. 40 m/s zwiększa prawdopodobieństwo zawalenia się słupów elektroenergetycznych. Kiedy prędkość wiatru przekroczy 100 m/s, ryzyko awarii linii napowietrznych jest praktycznie pewne i prowadzi do poważnych uszkodzeń mechanicznych, powodując lawinowe zawalenie się znacznych fragmentów sieci elektroenergetycznej [10].

2.4. Praca w pobliżu sieci elektroenergetycznych

Bezpieczna praca w pobliżu linii napowietrznych i kablowych jest kluczowa w dbałości o bezpieczeństwo służb energetycznych oraz zmniejszeniu ilości potencjalnych awarii sieci. Zasady bezpieczeństwa pracy w pobliżu linii elektroenergetycznych regulują odpowiednie Rozporządzenia Ministra, przepisy bezpieczeństwa i normy dotyczące instalacji elektrycznych oraz standardy przyjęte przez poszczególnych OSD. Główne zasady, które należy przestrzegać prowadząc prace w pobliżu linii energetycznych to **4S: Spójrz w górę!**

Sprawdź do czego podłączasz się! **Sprawdź** swoje narzędzia i ubranie! **Spójrz** w dół!

Wykonanie robót ziemnych w bezpośrednim sąsiedztwie kablowych linii elektroenergetycznych, powinno być poprzedzone określeniem bezpiecznej odległości od sieci. Miejsce robót ziemnych należy oznakować i ogrodzić. Prowadzenie robót w pobliżu instalacji podziemnych, a także głębienie wykopów poszukiwawczych powinno odbywać się ręcznie, zabrania się używania sprzętów zmechanizowanych. Każde nawet najmniejsze uszkodzenie lub przypuszczenie uszkodzenia należy zgłosić OSD.

Zabronione jest sytuowanie stanowisk pracy, składowisk wyrobów oraz materiałów, a także maszyn i urządzeń budowlanych bezpośrednio pod napowietrznymi liniami elektroenergetycznymi lub w bliskiej odległości od tych linii. Bezpieczne odległości zostały określone w przepisach: **3 m** – dla linii o napięciu znamionowym nieprzekraczającym 1 kV, **30 m** – dla linii o napięciu znamionowym powyżej 110 kV. Żurawie, koparki oraz inne pojazdy i maszyny powinny być wyposażone w sygnalizatory.

Niezwykle istotne są wymogi pracy w pobliżu sieci energetycznej oraz odpowiedzialne zachowanie i wyuczone schematy, które pozwalają na zminimalizowanie zdarzenia wypadku przy pracy oraz wystąpienie awarii.

2.5. Skutki awarii sieci dystrybucyjnej

Zapewnienie niezawodności dostawy energii elektrycznej jest podstawowym zadaniem stawianym przed każdym OSD. Wszelkie zakłócenia w pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych mogą powodować przerwy w zasilaniu odbiorców lub pogarszanie jakości dostarczanej energii. Skutkiem takich sytuacji są straty ekonomiczne u odbiorców energii elektrycznej. Zalicza się do nich sytuacja braku zasilania w zakładach produkcyjnych, obiektach użyteczności publicznej itp. Niewłaściwe parametry jakościowe energii elektrycznej stwarzają różnorodne ograniczenia w działalności odbiorców. W skrajnych przypadkach może to prowadzić nawet do zagrożenia zdrowia lub życia ludzkiego. Awaryjne braki w zasilaniu powodują bardzo często utratę zaufania odbiorców do dostawców energii elektrycznej. Oprócz losowych awarii występują także planowane wyłączenia na sieci, które mają inny charakter niż awarie. Są to przerwy planowane, na które odbiorcy mogą się przygotować. Problemem w przesyłaniu i dystrybucji energii elektrycznej jest utrzymanie określonych parametrów i minimalizowanie strat przesyłowych. Krajowy System Energetyczny i połączenia zagraniczne muszą zachować równowagę między produkcją a zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców [4], [13]. W każdej chwili, nawet nagły brak mocy wytwarzanej może powodować zakłócenia w działaniu systemu i prowadzić do *black-outu*, który jest poważnym, awaryjnym zanikiem energii elektrycznej dla dużego obszaru, np. dla całego miasta lub kraju, i w skrajnych przypadkach może trwać nawet kilka dni. Takie awarie systemowe mogą mieć swoje źródła w czynnikach pierwotnych oraz wtórnych.

Czynniki pierwotne powstania i rozwoju awarii to: ekstremalne warunki atmosferyczne, np. wiatr, skrajne temperatury, klęski żywiołowe – powodzie, trzęsienia ziemi, huragany, przeciążenia linii przesyłowych, awarie techniczne w obwodach pierwotnych i wtórnych, błędne działania lub ich brak przez osoby odpowiedzialne za dyspozycję, akty wandalizmu, sabotażu, strajki, protesty itp., awarie wywołane przez infrastrukturę otaczającą linie i urządzenia elektroenergetyczne.

Czynniki wtórne to: przeciążenia sieci, niestabilność pracy systemu oraz znaczne odchylenia częstotliwości i napięcia od wartości przewidzianych przez normy. Czynniki wtórne stają się przyczyną wystąpienia awarii systemowej najczęściej wtedy, kiedy przeciążenia i niestabilność pracy sieci nie zostaną w porę opanowane, a odchylenia częstotliwości i napięcia będą tak znaczne, że nastąpi kaskadowe wyłączenie stacji systemowych i źródeł energii. Polskie elektrownie i elektrociepłownie nie są zdolne do samoczynnego uruchomienia się, do tzw. *samostartu*. W związku z tym trzeba zastosować moc rozruchową z tych elementów systemu, które wciąż działają lub w przypadku ich braku trzeba skorzystać z nielicznych elektrowni wodnych, które mają zdolność samostartu. W tym celu od kilkunastu lat prowadzona jest rejestracja wskaźników zawodnościowych dla każdego OSD, aby monitorować przerwy w dostawie energii i móc szybko zareagować. Monitorowane są głównie dwa obszary.

Obszar I obejmuje dane zawodnościowe poszczególnych elementów: wskaźniki charakteryzujące awaryjność elementów sieci SN i nN, liczbę i częstość uszkodzeń głównych elementów sieci SN i nN.

Obszar II obejmuje dane dotyczące czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców: **SAIDI** (ang. *System Average Interruption Duration Index*) – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania długiej przerwy w dostawach energii elektrycznej oraz **SAIFI** (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości długich przerw w dostawie energii, jest miarą ilości przerw dla każdego odbiorcy. Zarówno SAIFI i SAIDI nie obejmują przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczane są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych. Każdy OSD ma obowiązek przedstawiania do wiadomości publicznej wskaźników dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

2.6. Zapobieganie awariom sieci dystrybucyjnej

Podstawowym działaniem zapobiegania awariom sieci dystrybucyjnej i zmniejszaniem ryzyka powstawania niespodziewanych i losowych awarii w liniach napowietrznych oraz kablowych jest odpowiednia eksploatacja sieci i ciągłe inwestowanie w jej rozwój [3], [15]. Wymiana zużytych i zniszczonych elementów sieci wpływa na poprawę niezawodności całego układu. Również dbanie o stan sieci poprzez regularne, planowane, cykliczne i dokładne zabiegi eksploatacyjne, takie jak: przeglądy, koszenie trawy, modernizacja, kontrole, obloty linii napowietrznych, wycinki drzew i gałęzi w pobliżu linii napowietrznych, malowanie konstrukcji wsporczych itp., mają ogromne znaczenie w sprawnym funkcjonowaniu sieci, która wiąże się z ilością awarii.

Kontrola zadrzewienia w pobliżu linii napowietrznych jest jednym z głównych zadań stawianych przed właścicielami sieci dystrybucyjnych, ponieważ odpowiednia wycinka drzew minimalizuje ryzyko wystąpienia awarii wskutek upadku konarów lub gałęzi na przewody i słupy. Prowadzone prace eksploatacyjne mają za zadanie wyeliminowanie sytuacji awaryjnych w jak najwyższym stopniu. Regularne kontrole

i wycinki drzew w pasie technologicznym linii napowietrznych znacząco zmniejszają wystąpienie awarii spowodowanej upadkiem drzewa na przewody, które mogłyby spowodować straty takie jak zerwanie przewodów oraz przerwanie ciągłości dostaw prądu. W celu stałego zmniejszania liczby awarii nieuniknione jest odpowiedzialne i sumienne zarządzanie całą siecią dystrybucyjną przez każdego OSD.

3. Wnioski

1. Awarie systemów elektroenergetycznych, ze względu na ich liczne przyczyny, są zjawiskiem nieuniknionym. Ekstremalne zjawiska pogodowe nie są możliwe do przewidzenia, dlatego stanowią poważne zagrożenie dla pracy systemów elektroenergetycznych.
2. Niezbędne są nowe inwestycje w infrastrukturę sieciową oraz odpowiedzialna eksploatacja systemu elektroenergetycznego, a także dbałość i cykliczność prowadzonych zabiegów eksploatacyjnych, które wzmocnią bezpieczeństwo zasilania regionu OSD.
3. Intensywność awarii jest uzależniona w dużym stopniu od temperatury otoczenia. Istnieje powiązanie między wysokimi temperaturami a ilością występowania wyładowań atmosferycznych, którym często towarzyszą obfite opady deszczu oraz wichury. Skrajnie niskie temperatury natomiast powodują oblodzenie lub szadź na urządzeniach naziemnych oraz wiążą się z występowaniem burz śnieżnych, co również często prowadzi do awarii.
4. Zasady bezpieczeństwa w pobliżu linii elektroenergetycznych określają odpowiednie rozporządzenia i instrukcje. Bezpieczna praca w pobliżu linii napowietrznych oraz kablowych jest kluczowym działaniem, które podejmuje człowiek, aby zadbać o swoje bezpieczeństwo oraz zminimalizować ilość potencjalnych awarii sieci elektroenergetycznej.

Literatura

- [1] Braun J., *Bezpieczeństwo energetyczne*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego, nr 358, Katowice 2018.
- [2] *Cenniki energii elektrycznej 2020-2022*.
- [3] Czosnyka M., Wnukowska B., Karbowa K., *Electrical energy consumption and the energy market in Poland*, Progress in Applied Electrical Engineering, PAEE, 2020.
- [4] *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2020.
- [5] Marzecki J., *Sieci elektroenergetyczne w obiektach przemysłowych. Zagadnienia wybrane*, Politechnika Warszawska, Warszawa 2015.
- [6] Nowak W. i in., *Stan i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce*, Europejski Instytut Miedzi, 2017.

- [7] *Polskie Sieci Elektroenergetyczne*, Operator S.A., 2022.
- [8] Raport, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032*, PSE, Warszawa 2020.
- [9] *Statystyka elektroenergetyki polskiej*, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2020.
- [10] Wnukowska B., Mrugała M., *Czynniki wpływające na poziom niezawodności zasilania zakładów produkcyjnych*, Politechnika Wrocławska, Wrocław 2022.
- [11] Wnukowska B., Pisulska D., *Awarie sieci dystrybucyjnych*, Collegium Witelona, 2023.
- [12] https://energetyka.wnp.pl/notowania/zapotrzebowanie_mocy_kse
- [13] <https://forum-energii.eu/pl/dane-o-energetyce/za-rok-2021>
- [14] <https://pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/informacje>
- [15] <https://pse.pl/-/raporty-rocz-1><https://www.energyinvestors.pl>

Andrzej Łukasz CHOJNACKI

Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Katedra Energetyki,
Energoelektroniki i Maszyn Elektrycznych

WŁAŚCIWOŚCI ORAZ PARAMETRY NIEZAWODNOŚCIOWE NAPOWIETRZNYCH LINII DYSTRYBUCYJNYCH 110 kV, SN ORAZ NN – ANALIZA PORÓWNAWCZA

Linie napowietrzne eksploatowane w sieciach dystrybucyjnych są bardzo ważnym elementem złożonego systemu dostaw energii elektrycznej. Ich właściwości niezawodnościowe w znacznej mierze wpływają na jakość i niezawodność zasilania odbiorców energią elektryczną. W referacie przedstawione zostały wyniki analiz niezawodnościowych dotyczących linii 110 kV, SN oraz nn. Przeprowadzone badania obejmują analizę sezonowości oraz przyczyn awarii, określenie wpływu temperatury otoczenia na intensywność uszkodzeń linii, modele statystyczne czasu odnowy, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu przerw w zasilaniu odbiorców, a także ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców.

1. Wprowadzenie

Aktualnie w krajowym systemie elektroenergetycznym większość linii 110 kV stanowi część układu przesyłowego energii elektrycznej. Tylko nieliczna ich część stanowi integralną część układów dystrybucyjnych. Sytuacja ta ulega ciągłej zmianie, gdyż docelowo praktycznie wszystkie linie 110 kV mają wejść w skład sieci dystrybucyjnych. Poziom napięcie 110 kV ma zostać stopniowo wyeliminowany z sektora przesyłu energii elektrycznej.

Głównymi odbiorcami przyłączonymi do terenowych sieci 110 kV są komunalne sieci SN, duże zakłady przemysłowe, trakcja PKP oraz inne obiekty o znacznym poborze mocy. Energia jest do nich dostarczana za pośrednictwem transformatorów 110 kV/SN. Inną grupą odbiorów przyłączonych do sieci 110 kV są odbiory posiadające własne elektrownie lub elektrociepłownie. Ze względu na znaczną moc oddawaną do sieci są one często przyłączane do sieci 110 kV.

W przypadku małych miast sieć 110 kV jest siecią zasilającą miasto lub siecią zasilająco-rozdzielczą. W przypadku dużych miast pełni rolę funkcji rozdzielczej, bowiem przy dużych obciążeniach sieć SN jest niewystarczająca.

Ciągi liniowe sieci 110 kV budowane są jako jedno lub dwutorowe. Bardzo rzadko spotykanym rozwiązaniem jest linia trzy lub czterotorowa. Układ taki spotykany jest

najczęściej na wyprowadzeniach stacji NN/110 kV. W liniach 110 kV najczęściej stosowanymi przekrojami przewodów są: 240, 350 oraz 525 mm² AFL [7, 10]. Jako konstrukcje wsporcze w liniach 110 kV stosuje się powszechnie słupy stalowe kratowe, zwłaszcza B2 oraz OS24. W ostatnich latach wykorzystywane są coraz częściej słupy strunobetonowe oraz stalowe rurowe.

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych SN powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz stalowo-aluminiowe. Przewody aluminiowe, ze względu na małą wytrzymałość mechaniczną, znajdują zastosowanie jedynie przy małych rozpiętościach przęsł. Przewody stalowo-aluminiowe są natomiast stosowane bez ograniczeń we wszystkich liniach napowietrznych SN. Wyjątkowo w liniach SN stosowane są także przewody miedziane.

Linki aluminiowe skręcane są z określonej liczby drutów (7, 19, 37, 61), która to liczba zależna jest od przekroju. Linki stalowo-aluminiowe posiadają rdzeń z drutu lub linki stalowej, na którym jako oplót umieszcza się druty aluminiowe. Stosunek przekroju Fe do przekroju AL. jest różny w zależności od konstrukcji przewodu. Przy dużych rozpiętościach oraz w warunkach dużego zagrożenia sadyą stosuje się przewody o stosunku 1/4. W warunkach normalnych zaleca się wykorzystanie przewodów o stosunku 1/6. Jedynie tam, gdzie przeszła są krótkie, a zagrożenie sadyą znikome można stosować przewody o stosunku 1/8.

Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych SN stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 mm².

W liniach napowietrznych SN stosowane są także tzw. przewody przeciwdrganiowe. Zbudowane są one w taki sposób, że rdzeń stalowy umieszczony jest wewnątrz przewodu nie wypełniając go całkowicie. Powoduje to, iż w trakcie drgań zderza się on z przewodami roboczymi, co z kolei tłumi drgania.

W sieciach dystrybucyjnych SN eksploatowane są niekiedy przewody wykonane ze stopów aluminium, zastępujące tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe. Jako jeden z pierwszych stosowany był stop ALFeMg. W ostatnich latach coraz częściej stosowane są przewody wykonane ze stopu ALMgSi. Posiadają one bardzo dużą wytrzymałość mechaniczną. Są jednak bardzo drogie. Zaletą przewodu wykonanego ze stopu jest brak korozji rdzenia stalowego, zmniejszenie rezystancji przewodu oraz wyeliminowanie miękkich i łatwouszkodzalnych drutów aluminiowych.

Od lat 90. XX wieku obserwuje się stały wzrost zainteresowania izolowanymi liniami średniego napięcia. Są to specyficzne linie napowietrzne, w których – zamiast przewodów gołych – stosuje się przewody izolowane warstwą materiału elektroizolacyjnego stałego. Następstwem tej pozornie niewielkiej modyfikacji konstrukcyjnej linii tradycyjnych są zasadnicze zmiany w ich budowie, montażu i eksploatacji oraz nowe cechy użytkowe i właściwości eksploatacyjne.

Jako konstrukcje wsporcze w liniach SN stosuje się powszechnie żerdzie strunobetonowe BSW oraz żelbetowe ŻN (występują też stare konstrukcje DANA). W ostat-

nich latach wykorzystywane są coraz częściej żerdzie wirowane E lub EM (ewentualnie czeskie i słowackie żerdzie EPV).

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych nn powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz bardzo rzadko miedziane. W wyjątkowych przypadkach stosuje się także przewody stalowo-aluminiowe. W sieciach nn wykorzystywane są przewody (głównie jednometalowe) o konstrukcjach identycznych, jak przewody wykorzystywane w sieciach SN.

Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych nn stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm². W sporadycznych przypadkach także 95 i 120 mm².

W liniach niskiego napięcia coraz powszechniej stosowane są przewody izolowane. Mają one charakter przewodów pełnoizolowanych, tak więc mogą być skręcane w wiązkę. Produkowane są także przewody izolowane wielożyłowe. Przewody izolowane są znacznie droższe od przewodów gołych, jednak do ich montażu nie jest wymagany zakup takich elementów, jak izolatory i poprzeczniki. Łączny koszt budowy jest więc w tym przypadku tylko nieznacznie wyższy niż koszt budowy linii z przewodami gołymi, przy znacznie mniejszej liczbie zakłóceń (zwłaszcza przemijających) podczas pracy. W wielu przypadkach jako izolowane, budowane są przyłącza, nawet gdy pień linii (linia magistralna) wykonany jest w oparciu o przewody gołe. Podstawowym materiałem elektroizolacyjnym stałym i osłonowym dla przewodów w liniach izolowanych nn jest obecnie polietylen usieciowany (XLPE). Głównym typem przewodów izolowanych wykorzystywanym do budowy linii nn jest przewód aluminiowy AsXS(n). Przewód ten produkowany jest o przekrojach 16, 25, 35, 50, 70, 95 i 120 mm².

Jako konstrukcje wsporcze w liniach nn stosuje się powszechnie żerdzie żelbetowe ŻN (również pozostałości słupów DANA i ALA). W ostatnich latach wykorzystywane są coraz częściej żerdzie wirowane E lub EM (ewentualnie czeskie i słowackie żerdzie EPV).

W niniejszym referacie autor zaprezentował wyniki analizy parametrów oraz właściwości niezawodnościowych dystrybucyjnych linii napowietrznych 110 kV, SN oraz nn. Przeprowadzone badania obejmowały takie zagadnienia, jak: sezonowość i przyczyny awarii, skutki awarii (uszkodzony element linii) oraz wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Wszystkie analizy przeprowadzone zostały na poziomie istotności $\alpha = 0,05$.

2. Analiza sezonowości oraz przyczyn awarii

Obserwacja zawodności linii 110 kV obejmuje okres 9 lat, linii SN 15 lat, natomiast linii nn 10 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju.

Na początku obserwacji istniało w tej spółce łącznie 1307 km napowietrznych linii 110 kV, 1050 km linii napowietrznych gołych SN, 19,55 km linii napowietrznych izolowanych SN oraz 1494,90 km linii nn z przewodami gołymi i 99,10 km linii nn z przewodami izolowanymi. Na koniec obserwacji, długości te wynosiły odpowiednio 1453 km linii 110 kV, 1211 km linii napowietrznych gołych SN, 91,32 km linii napowietrznych izolowanych SN oraz 1383 km linii nn z przewodami gołymi i 377 km linii nn z przewodami izolowanymi. Długości linii w kolejnych latach obserwacji zostały przedstawione w tabeli 1.

W tabeli 2 przedstawiona została częstość uszkodzeń linii napowietrznych w poszczególnych miesiącach roku. Dane te w postaci histogramu oraz funkcje aproksymacyjne przedstawione zostały na rysunku 1.

Najwięcej awarii linii 110 kV zaobserwowano w miesiącach zimowych (styczeń, luty, grudzień) oraz w miesiącach letnich i jesiennych (od lipca do października). W okresie zimowym wystąpiło 77 awarii, co stanowi 34,53% wszystkich uszkodzeń (najwięcej w styczniu 17,94%). W miesiącach letnio-jesiennych wystąpiło 90 awarii, co stanowi 40,36% wszystkich uszkodzeń (najwięcej w sierpniu 14,35%). W pozostałych miesiącach zawodność linii kształtuje się znacznie poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Najwięcej awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi zaobserwowano w miesiącach letnich (lipiec, sierpień) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 427 awarii, co stanowi 21,90% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 406 awarii, co stanowi 20,82% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Najwięcej awarii linii napowietrznych izolowanych SN zaobserwowano w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, luty). W okresie letnim wystąpiło 8 awarii, co stanowi 36,36% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 4 awarie, co stanowi 18,18% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii izolowanych kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Najwięcej awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi zaobserwowano w miesiącach letnich (maj–sierpień) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 4101 awarii, co stanowi 39,53% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 1728 awarii, co stanowi 16,66% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Najwięcej awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi zaobserwowano w miesiącach letnio-jesiennych (lipiec–październik) oraz w miesiącach zimowych (zwłaszcza w grudniu). W okresie letnio-jesiennym wystąpiło 43 awarie, co stanowi 51,19% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 14 awarii, co stanowi 16,67% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach

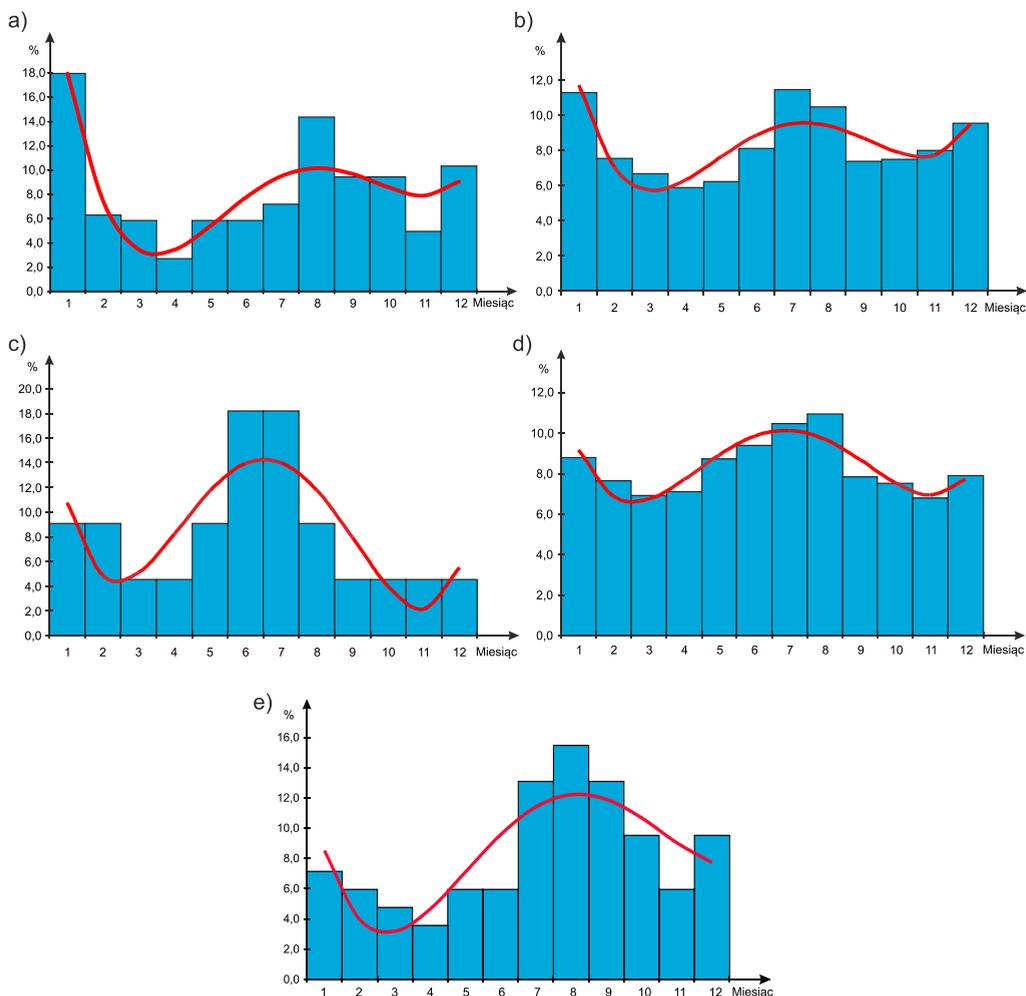
Tabela 1. Długości obserwowanych linii dystrybucyjnych napowietrznych w kolejnych latach obserwacji [km]

Rok obserwacji	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Linie napowietrzne 110 kV	-	-	-	-	-	-	1307	1307	1307	1454	1454	1449	1452	1452	1453
Linie napowietrzne gołe SN	1050	1056	1065	1068	1080	1085	1090	1095	1110	1113	1117	1118	1185	1189	1211
Linie napowietrzne niepełnoizolowane SN	19,55	19,55	19,55	19,55	19,84	24,05	31,07	31,07	34,03	39,95	40,98	57,8	70,69	82,47	91,32
Linie napowietrzne gołe nn	-	-	-	-	-	1494,9	1495	1447	1447	1444	1432	1421	1408	1401	1383
Linie napowietrzne izolowane nn	-	-	-	-	-	99,10	122,00	142,00	164,00	210,00	243,00	285,00	315,00	333,00	377,00

Tabela 2. Częstość awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych w poszczególnych miesiącach roku [%]

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Linie napowietrzne 110 kV	17,94	6,28	5,83	2,69	5,83	5,83	7,17	14,35	9,42	9,42	4,93	10,31
Linie napowietrzne gołe SN	11,28	7,54	6,67	5,90	6,21	8,10	11,44	10,46	7,38	7,49	8,00	9,54
Linie napowietrzne niepełnoizolowane SN	9,09	9,09	4,55	4,55	9,09	18,18	18,18	9,09	4,55	4,55	4,55	4,55
Linie napowietrzne gołe nn	8,77	7,64	6,92	7,11	8,73	9,40	10,47	10,93	7,87	7,51	6,78	7,89
Linie napowietrzne izolowane nn	7,14	5,95	4,76	3,57	5,95	5,95	13,10	15,48	13,10	9,52	5,95	9,52

zawodność linii izolowanych nn kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.



Rys. 1. Wartości empiryczne i funkcje aproksymacyjne sezonowej zmienności częstości awarii napowietrznych linii dystrybucyjnych: a) 110 kV, b) gołych SN, c) niepełnoizolowanych SN, d) gołych nn, e) izolowanych nn

Ze względu na przejrzystość oraz prostotę zapisu, jako funkcję aproksymacyjną sezonowej zmienności częstości awarii przyjęto wielomian. Ponieważ współczynniki funkcji aproksymacyjnej uzyskane dla rzędu wyższego niż czwarty są bliskie zeru, podjęta została decyzja o aproksymowaniu funkcji sezonowej zmienności częstości

awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych wielomianem czwartego rzędu. Wielomian taki ma postać:

$$f(i) = a \cdot i^4 + b \cdot i^3 + c \cdot i^2 + d \cdot i + e, \quad (1)$$

gdzie:

i – kolejny numer miesiąca,

a, b, c, d, e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych, przedstawionych na rysunku 1, zawiera tabela 3. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych r .

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii 110 kV jest wiatr, który spowodował około 18,83% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są oblodzenie, śnieg i sadź, w wyniku których zaistniało około 15,70% wszystkich uszkodzeń linii.

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych SN są procesy starzeniowe, w wyniku których zaistniało około 19,38% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną awarii są drzewa i gałęzie, które spowodowały około 16,31% wszystkich uszkodzeń. Przyczynami występującymi sezonowo, ale mającymi znaczący wpływ na awaryjność linii napowietrznych SN są wyładowania atmosferyczne oraz oblodzenie i sadź. Spowodowały one odpowiednio 13,64% oraz 9,23% wszystkich uszkodzeń.

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych izolowanych SN są wyładowania atmosferyczne, które spowodowały około 27,27% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną jest wiatr, który spowodował około 22,73% wszystkich uszkodzeń linii izolowanych.

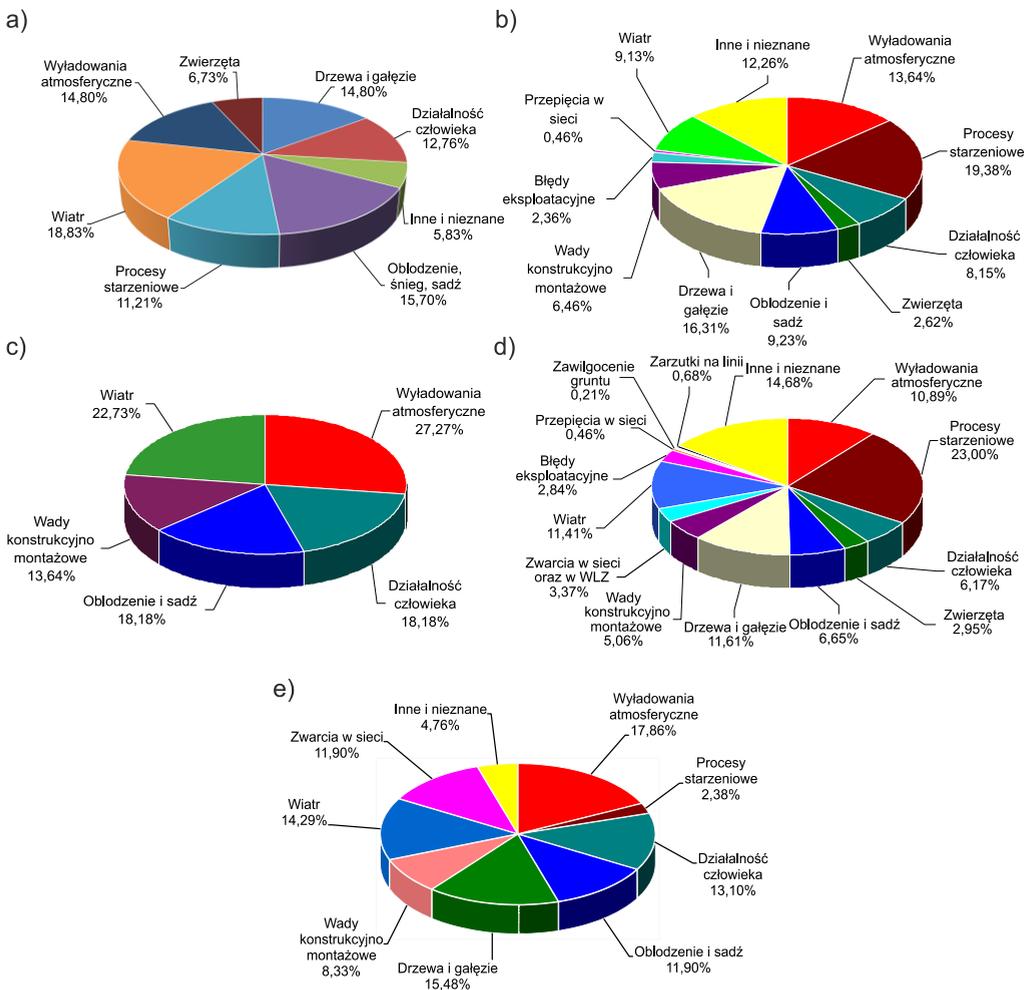
Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi są procesy starzeniowe, które spowodowały około 23,00% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są drzewa i gałęzie, w wyniku których zaistniało około 11,61% wszystkich uszkodzeń linii. Na kolejnej pozycji plasuje się wiatr, który przyczynił się do powstania około 11,41% wszystkich uszkodzeń. Przyczyną występującą sezonowo, ale mającą znaczący wpływ na awaryjność linii napowietrznych gołych nn jest oblodzenie i sadź. Ta przyczyna spowodowała około 6,65% wszystkich uszkodzeń.

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi są wyładowania atmosferyczne, które spowodowały około 17,86% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są drzewa i gałęzie, w wyniku których zaistniało około 15,48% wszystkich uszkodzeń linii. Na trzecim miejscu plasuje się wiatr, który spowodował około 14,29% uszkodzeń. Przyczyną występującą sezonowo, ale mającą znaczący wpływ na awaryjność linii napowietrznych izolowanych nn jest oblodzenie i sadź (około 11,90%).

Tabela 3. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii napowietrznych linii dystrybucyjnych oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

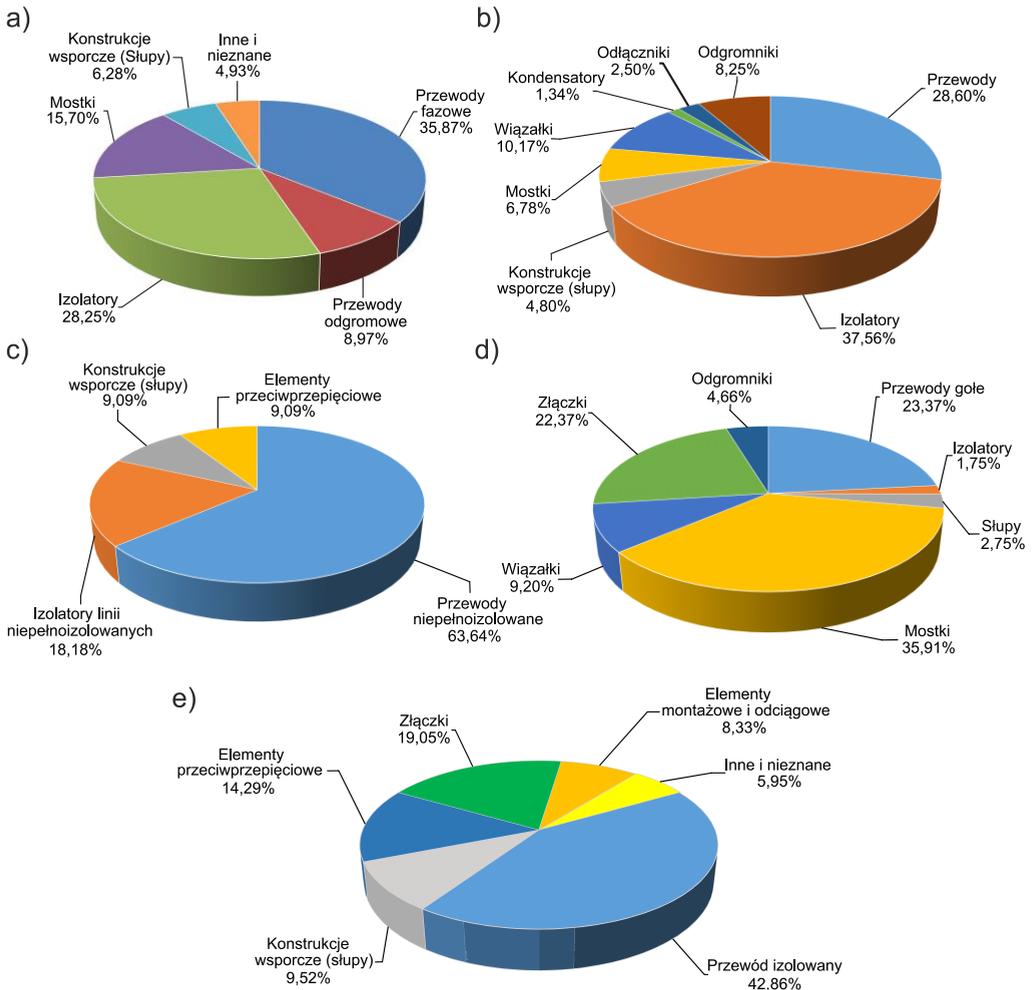
Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	
Linie napowietrzne 110 kV	0,0210	-0,6306	6,5081	-25,9092	37,9207	0,88
Linie napowietrzne gołe SN	0,0137	-0,3832	3,6405	-13,1109	21,5470	0,85
Linie napowietrzne niepełnoizolowane SN	0,0328	-0,8699	7,4595	-22,6613	26,7906	0,80
Linie napowietrzne gołe nn	0,0103	-0,2807	2,5073	-8,0040	14,9382	0,90
Linie napowietrzne izolowane nn	0,0121	-0,3769	3,8479	-13,6397	18,6809	0,82

Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii linii w ich całkowitej liczbie przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Procentowy udział przyczyn awarii napowietrznych linii dystrybucyjnych: a) 110 kV, b) gołych SN, c) niepełnoizolowanych SN, d) gołych nn oraz e) izolowanych nn

Awarie dystrybucyjnych linii napowietrznych polegają najczęściej na uszkodzeniu przewodów fazowych. Znaczna liczba awarii polega także na uszkodzeniu izolatorów. Procentowy podział wszystkich uszkodzeń przedstawiono na rysunku 3.

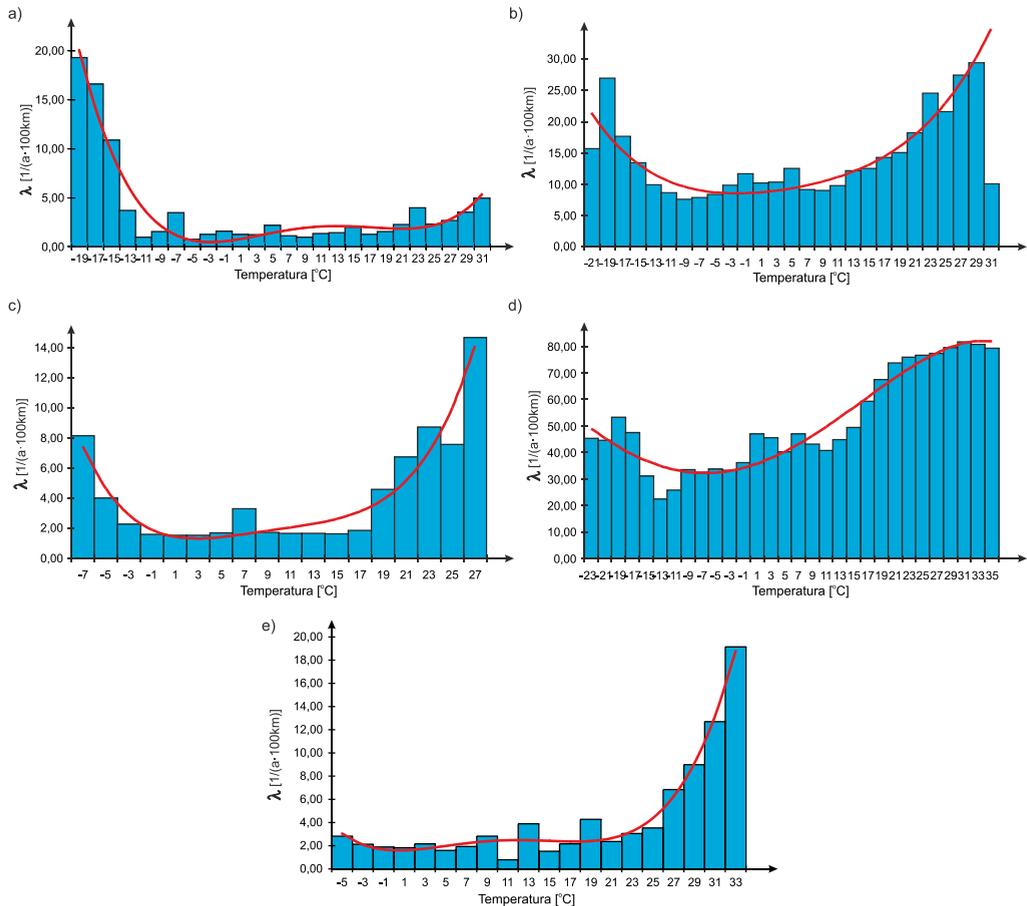


Rys. 3. Procentowy udział skutków awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych:
 a) 110 kV, b) gołych SN, c) niepełnoizolowanych SN,
 d) gołych nn oraz e) izolowanych nn

3. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych

Przeprowadzona została analiza wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii linii napowietrznych. Szerzej zagadnienie to zostało omówione

w publikacjach [2, 3]. Intensywność awarii linii napowietrznych w zależności od temperatury otoczenia przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Zależność intensywności awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych:
a) 110 kV, b) gołych SN, c) niepełnoizolowanych SN, d) gołych nn
oraz e) izolowanych nn, od temperatury otoczenia

Funkcje aproksymacyjne intensywności awarii przedstawione na rysunku 4, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii linii napowietrznych w funkcji temperatury otoczenia, zostały zestawione w tabeli 4. Zawiera ona także współczynniki korelacji funkcji teoretycznych z danymi empirycznymi.

Tabela 4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii napowietrznych linii dystrybucyjnych w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	
Linie napowietrzne 110 kV	$39,34 \cdot 10^{-6}$	$-1647,55 \cdot 10^{-6}$	$143,76 \cdot 10^{-4}$	$1170,87 \cdot 10^{-4}$	$6258,33 \cdot 10^{-4}$	0,96
Linie napowietrzne gołe SN	$21,29 \cdot 10^{-6}$	$-522,76 \cdot 10^{-6}$	$18110,54 \cdot 10^{-6}$	$3406,03 \cdot 10^{-6}$	8,8767	0,91
Linie napowietrzne niepełnoizolowane SN	$103,80 \cdot 10^{-6}$	$-3864,85 \cdot 10^{-6}$	$54244,79 \cdot 10^{-6}$	-0,2268	1,6280	0,96
Linie napowietrzne gołe nn	$-17,16 \cdot 10^{-6}$	$-593,45 \cdot 10^{-6}$	$57159,22 \cdot 10^{-6}$	$8053,17 \cdot 10^{-4}$	34,9748	0,95
Linie napowietrzne izolowane nn	76,62	-3062,33	343,00	-299,19	1,6061	0,99

4. Czas trwania awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych

Czas trwania awarii t_a jest definiowany jako czas, który upływa od momentu powstania awarii (uszkodzenia) do momentu zakończenia naprawy z jednoczesną możliwością przywrócenia zasilania i dostarczenia odbiorcom potrzebnej mocy [3, 6, 12, 13]. Czas ten, zwany jest również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu uszkodzenia do ponownego stanu zdatności ruchowej [3, 6, 13]. Wartość tego czasu zależy przede wszystkim od zakresu awarii oraz możliwości organizacyjnych i technicznych brygad eksploatacyjnych.

W rozważanym okresie obserwacji wystąpiło 223 awarie linii napowietrznych 110 kV, 1940 awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi, 22 awarie linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi, 10374 awarie linii nn z przewodami gołymi oraz 84 awarie linii nn z przewodami izolowanymi. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii linii. Wartość średnią z próby \bar{t}_a oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności [3, 5, 14]:

$$\bar{t}_a = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} n_i \cdot t_i^o}{n}, \quad (2)$$

gdzie:

\bar{t}_a – wartość średnia z próby,

t_i^o – środek i -tej klasy szeregu rozdzielczego,

n_i – liczba uszkodzeń w i -tej klasie szeregu rozdzielczego,

n – całkowita liczba awarii;

k – liczba klas szeregu rozdzielczego.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością [3, 5, 14]:

$$\bar{t}_a - u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} < t_a < \bar{t}_a + u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}, \quad (3)$$

gdzie: u_α – wartość zmiennej losowej U mającej rozkład normalny standaryzowany, wyznaczona dla danego współczynnika ufności $1 - \alpha$ z tablicy rozkładu normalnego, s – odchylenie standardowe z próby obliczone według zależności [3, 5, 14]:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{i=k} (t_i^o - \bar{t}_a)^2 \cdot n_i}. \quad (4)$$

Do przedstawienia właściwości próby losowej zastosowano także opisowe statystyki pozycyjne, do których należą między innymi [5, 8]:

- najmniejsza statystyka pozycyjna,
- największa statystyka pozycyjna,
- rozstęp.

Najmniejsza statystyka pozycyjna jest to najmniejsza wartość cechy z próby:

$$X_m = \min(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n). \quad (5)$$

Największa statystyka pozycyjna jest to największa wartość cechy z próby:

$$X_M = \max(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n). \quad (6)$$

Rozstęp jest różnicą między wartościami X_M oraz X_m i wyraża zakres wartości próby losowej:

$$R = X_M - X_m. \quad (7)$$

Dla analizowanej próby linii wyznaczone zostały także: średnia intensywność uszkodzeń oraz współczynnik zawodności. Zależność teoretyczna, z której wyznaczono średnią intensywność uszkodzeń, ma postać [3, 14]:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m_a}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t}, \quad (8)$$

gdzie:

m_a – zaobserwowana liczba awarii,

n_p – licznosc próbki na początku okresu obserwacji,

n_k – licznosc próbki na koncu okresu obserwacji,

Δt – czas obserwacji.

Zależność, z której można wyznaczyć współczynnik zawodności [3, 14]:

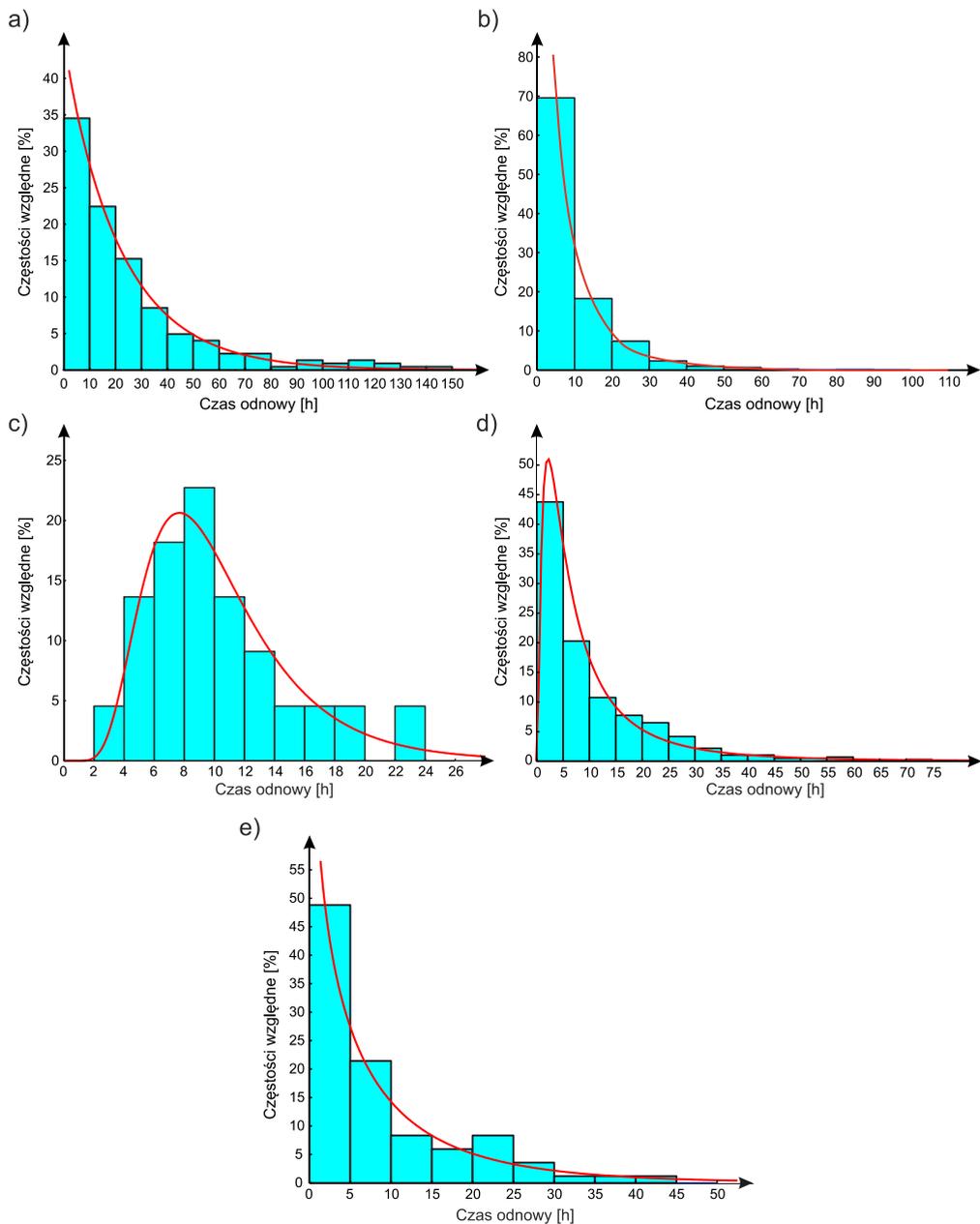
$$q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}. \quad (9)$$

Wyniki przeprowadzonych badań i analiz zestawiono w tabeli 5.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o rozkładzie Weibulla czasu odnowy napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV i nn z przewodami izolowanymi oraz rozkładzie logarytmiczno-normalnym czasu odnowy pozostałych linii. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu Weibulla ma postać [3, 5, 6, 14]:

Tabela 5. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych

Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Najmniejsza statystyka pozycyjna	Największa statystyka pozycyjna	Rozstęp	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	–	–
Linie napowietrzne 110 kV										
26,11	27,78	22,44	29,78	0,70	143,67	142,97	1,7955	$53,51 \cdot 10^{-4}$	Weibulla	$b = 22,6275$ $v = 0,9861$
Linie napowietrzne SN z przewodami gołymi										
9,60	11,23	9,10	10,10	0,20	93,08	92,88	11,4404	$12,38 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,7674$ $\sigma = 1,0033$
Linie napowietrzne SN z przewodami niepełnoizolowanymi										
10,40	4,79	8,27	12,52	3,78	22,67	18,89	2,6457	$3,13 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,2442$ $\sigma = 0,4546$
Linie napowietrzne nn z przewodami gołymi										
10,95	12,01	10,72	11,19	0,22	79,85	79,63	72,0942	$82,67 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,8657$ $\sigma = 1,0568$
Linie napowietrzne nn z przewodami izolowanymi										
9,35	9,25	7,34	11,36	1,32	44,13	42,81	3,5287	$3,75 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 7,9328$ $v = 0,7884$



Rys. 5. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania odnowy dystrybucyjnych linii napowietrznych: a) 110 kV ($\lambda = 0,453 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 6,22 < \chi_\alpha^2 = 15,5$), b) SN z przewodami gołymi ($\lambda = 0,754 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 6,26 < \chi_\alpha^2 = 6,57$), c) SN z przewodami niepełnoizolowanymi ($\lambda = 0,547 < \lambda_\alpha = 1,358$; -), d) nn z przewodami gołymi ($\lambda = 1,062 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 5,48 < \chi_\alpha^2 = 7,26$), e) nn z przewodami izolowanymi ($\lambda = 0,705 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 3,48 < \chi_\alpha^2 = 5,89$)

$$f(t_a) = \frac{\nu}{b} \cdot \left(\frac{t_a}{b}\right)^{\nu-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{t_a}{b}\right)^\nu\right], \quad (10)$$

przy czym b – parametr skali, ν – parametr kształtu.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu logarytmiczno-normalnego ma postać [3, 5, 6, 14]:

$$f(t_a) = \frac{\log e}{t_a \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(\log t_a - m)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right], \quad (11)$$

przy czym m – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log t_a$, σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej $\log t_a$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu odnowy dystrybucyjnych linii napowietrznych oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kolmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawiono na rysunku 5.

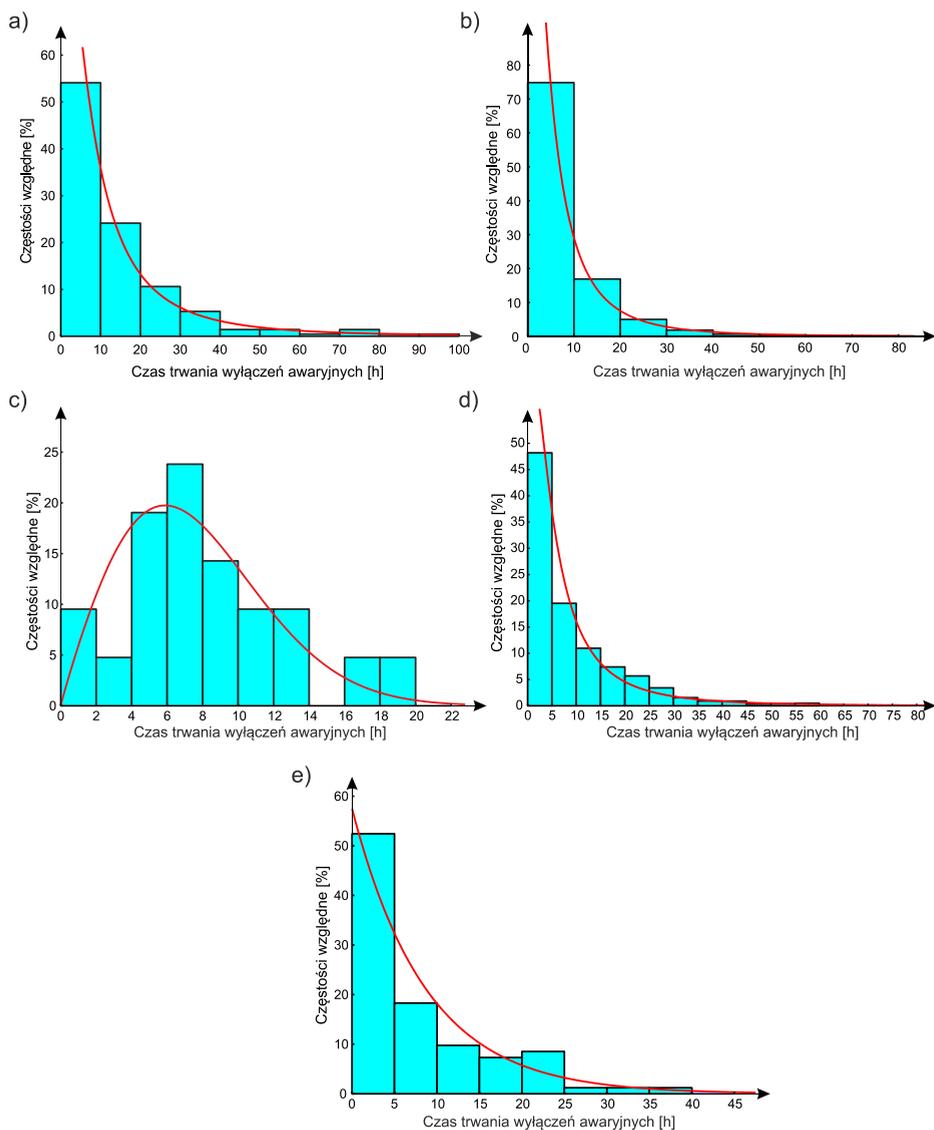
5. Czas trwania wyłączeń awaryjnych dystrybucyjnych linii napowietrznych

Czas trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} jest definiowany jako czas, od chwili wyłączenia obiektu (samoczynnego lub przez obsługę) w wyniku jego uszkodzenia, do chwili załączenia tego obiektu pod napięcie, po jego naprawie. Czas ten nie jest równoważny czasowi trwania awarii, ponieważ po usunięciu głównej przyczyny awarii, urządzenie może zostać załączone pod napięcie mimo, iż nadal pozostaje w stanie awarii, pod warunkiem, że może ono wykonywać całkowicie lub w ograniczonym zakresie swoje funkcje oraz nie stwarza zagrożenia dla obsługi. Prace kończące usuwanie awarii mogą być wykonywane pod napięciem. W czasie tym mimo, iż awaria nie została jeszcze usunięta, urządzenie nie znajduje się już w stanie wyłączenia awaryjnego. Ponadto nie każda awaria powoduje samoczynne wyłączenie urządzenia. W tym przypadku urządzenie znajdujące się w stanie awarii, nie znajduje się w stanie wyłączenia awaryjnego. Dokładna analiza zależności między czasami t_a oraz t_{wa} została przedstawiona w publikacji [4].

W rozważanym okresie obserwacji wystąpiło 207 wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych 110 kV, 1894 wyłączenia awaryjne linii napowietrznych SN z przewodami gołymi, 21 wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych SN z przewodami niepełnoizolowanymi, 10239 wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych nn z przewodami gołymi oraz 82 wyłączenia awaryjne linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania wyłączeń awaryjnych. Jej wyniki zostały przedstawione w tabeli 6.

Tabela 6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych dystrybucyjnych linii napowietrznych

Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Najmniejsza statystyka pozycyjna	Największa statystyka pozycyjna	Rozstęp	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	–	–
Linie napowietrzne 110 kV										
14,18	15,71	12,03	16,33	0,53	90,52	89,99	1,6667	$26,98 \cdot 10^{-4}$	Log norm.	$m = 2,1244$ $\sigma = 1,0947$
Linie napowietrzne SN z przewodami gołymi										
7,99	9,30	7,57	8,41	0,06	88,08	88,02	11,1691	$10,08 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,5516$ $\sigma = 1,0746$
Linie napowietrzne SN z przewodami niepełnoizolowanymi										
8,08	4,80	5,90	10,27	1,18	18,87	17,69	2,5255	$2,32 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 8,5289$ $v = 1,9427$
Linie napowietrzne nn z przewodami gołymi										
9,52	10,36	9,32	9,72	0,13	68,73	68,60	71,3159	$71,93 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,7207$ $\sigma = 1,0663$
Linie napowietrzne nn z przewodami izolowanymi										
8,69	8,28	6,87	10,50	1,23	39,85	38,62	3,4447	$3,41 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1151$



Rys. 6. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych dystrybucyjnych linii napowietrznych: a) 110 kV ($\lambda = 0,771 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 2,60 < \chi_\alpha^2 = 16,9$), b) SN z przewodami gołymi ($\lambda = 1,059 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 6,30 < \chi_\alpha^2 = 7,26$), c) SN z przewodami niepełnoizolowanymi ($\lambda = 0,551 < \lambda_\alpha = 1,358; -$), d) nn z przewodami gołymi ($\lambda = 0,973 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 4,74 < \chi_\alpha^2 = 5,23$), e) nn z przewodami izolowanymi ($\lambda = 0,779 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 3,77 < \chi_\alpha^2 = 5,23$)

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu wyłączeń awaryjnych napowietrznych linii 110 kV oraz linii

napowietrznych SN i nn z przewodami gołymi. Czas wyłączeń awaryjnych napowietrznych linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi podlega rozkładowi Weibulla, natomiast linii nn z przewodami izolowanymi rozkładowi wykładniczemu.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu wykładniczego, któremu podlega czas wyłączeń awaryjnych linii nn z przewodami izolowanymi, ma postać [3, 5, 6, 14]:

$$f(t_{wa}) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t_{wa}}, \quad (12)$$

przy czym λ – parametr rozkładu wykładniczego.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych dystrybucyjnych linii napowietrznych oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawiono na rysunku 6.

Wyznaczone wartości udziału intensywności wyłączeń awaryjnych u oraz udziału wyłączeń awaryjnych k , wyrażone zależnościami [3, 4]:

$$u = \frac{\bar{\lambda}_{wa}}{\lambda} \quad (13)$$

oraz

$$k = \frac{q_{wa}}{q} \quad (14)$$

przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Współczynniki u oraz k dla napowietrznych linii dystrybucyjnych

Urządzenie	u	k
Linie napowietrzne 110 kV	0,93	0,50
Linie napowietrzne gołe SN	0,98	0,81
Linie napowietrzne niepełnoizolowane SN	0,95	0,74
Linie napowietrzne gołe nn	0,99	0,87
Linie napowietrzne izolowane nn	0,98	0,91

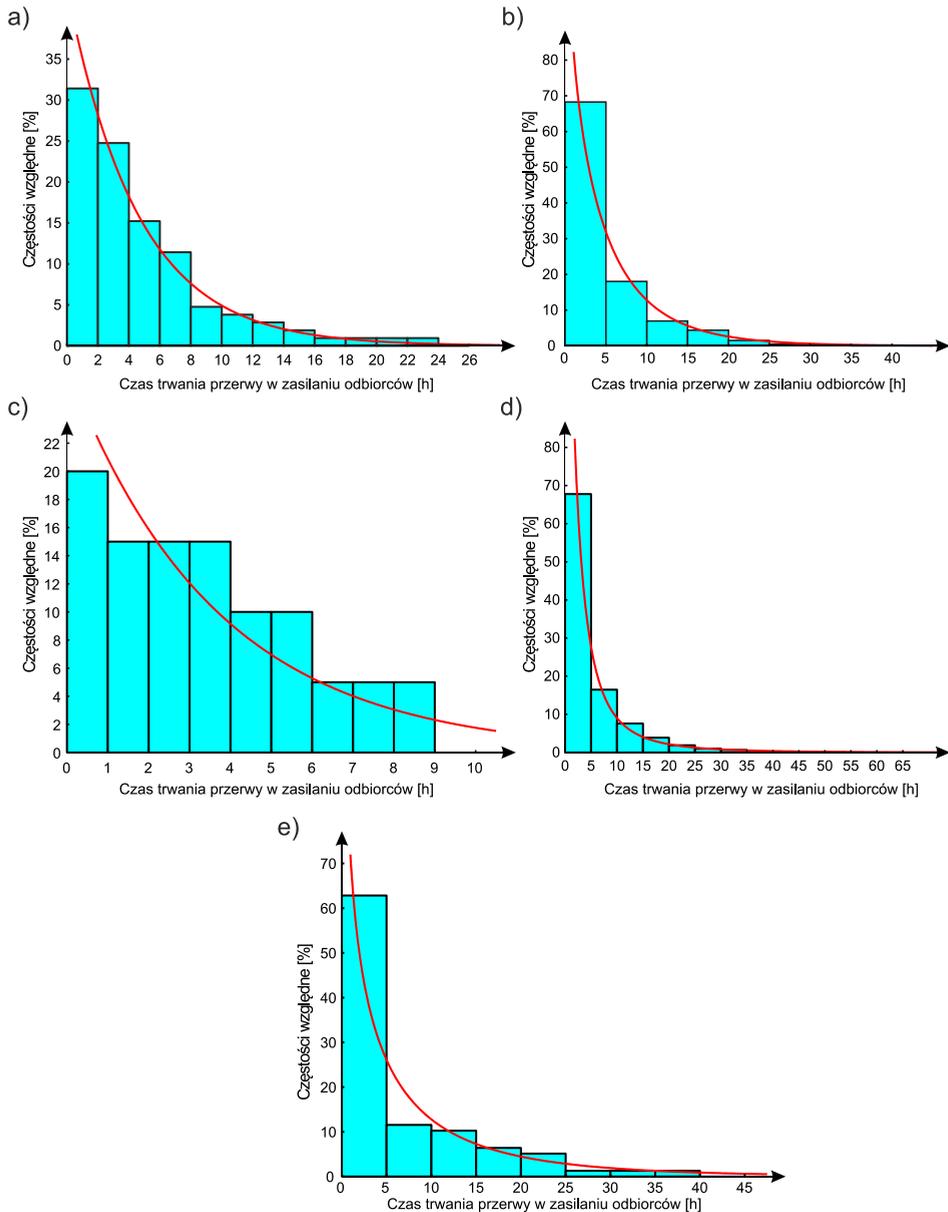
Wskaźnik u informuje, w ilu przypadkach na 100 awarii następuje wyłączenie awaryjne urządzenia. Z kolei wskaźnik k informuje, jaki procent łącznego czasu trwania awarii urządzenia stanowi jego czas trwania wyłączeń awaryjnych w rozważanym okresie.

6. Czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców

Czas trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej t_p jest to czas od chwili powstania przerwy w zasilaniu do chwili wznowienia zasilania odbiorców. Czas przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej jest mniejszy (krótszy) od czasu trwania awarii, czy też wyłączenia awaryjnego. Na taki stan mają wpływ dwa czynniki.

Tabela 8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych

Wartość średnia	Odczylenie standardowe	Przedział ufności		Najmniejsza statystyka pozycyjna	Największa statystyka pozycyjna	Rozstęp	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	–	–
Linie napowietrzne 110 kV										
4,58	4,79	3,65	5,51	0,02	23,08	23,06	0,8454	$4,42 \cdot 10^{-4}$	Wykład.	$\lambda = 0,2183$
Linie napowietrzne SN z przewodami gołymi										
5,05	5,31	4,81	5,30	0,02	38,47	38,45	10,4968	$6,01 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 5,0184$ $v = 0,8672$
Linie napowietrzne SN z przewodami niepełnoizolowanymi										
3,64	2,40	2,52	4,76	0,50	8,50	8,00	2,4052	$1,00 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,2747$
Linie napowietrzne nn z przewodami gołymi										
5,28	6,82	5,15	5,42	0,02	68,73	68,71	68,8349	$39,84 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9665$ $\sigma = 1,2637$
Linie napowietrzne nn z przewodami izolowanymi										
7,26	8,22	5,41	9,11	0,43	39,85	39,42	3,2766	$2,71 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 6,8281$ $v = 0,7251$



Rys. 7. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych: a) 110 kV ($\lambda = 1,182 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 1,48 < \chi_\alpha^2 = 7,81$), b) SN z przewodami gołymi ($\lambda = 0,653 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 4,05 < \chi_\alpha^2 = 5,23$), c) SN z przewodami niepełnoizolowanymi ($\lambda = 0,717 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 0,607 < \chi_\alpha^2 = 1,15$), d) nn z przewodami gołymi ($\lambda = 0,847 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 1,69 < \chi_\alpha^2 = 2,73$), e) nn z przewodami izolowanymi ($\lambda = 1,300 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 4,93 < \chi_\alpha^2 = 5,23$)

Pierwszym jest możliwość rezerwowego zasilania w przypadku odbiorców lub sieci posiadających rezerwę, natomiast drugim możliwa praca linii z uszkodzonymi elementami, czy urządzeniami.

Statystyka przerw w zasilaniu, zaistniałych w wyniku awarii linii dystrybucyjnych, obejmuje 105 przypadków dla linii 110 kV, 1780 dla linii SN z przewodami gołymi, 20 dla linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi, 9893 dla linii napowietrznych nn z przewodami gołymi oraz 78 dla linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych. Jej wyniki zostały przedstawione w tabeli 8.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawiono na rysunku 7.

7. Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców

Bardzo ważnym wskaźnikiem gospodarczym, określającym straty ponoszone przez dystrybutorów energii elektrycznej oraz jej odbiorców, wskutek zaistniałej awarii, jest ilość niedostarczonej energii elektrycznej ΔA . Wartość tego parametru jest zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy z linii, która uległa uszkodzeniu. Jej wartość można wyznaczyć z zależności [3]:

$$\Delta A = P_{sr} \cdot t_p, \quad (15)$$

gdzie:

ΔA – ilość niedostarczonej energii elektrycznej,

P_{sr} – średnia wartości mocy, pobieranej przez odbiorców, ustalona na podstawie wykresów obciążeń,

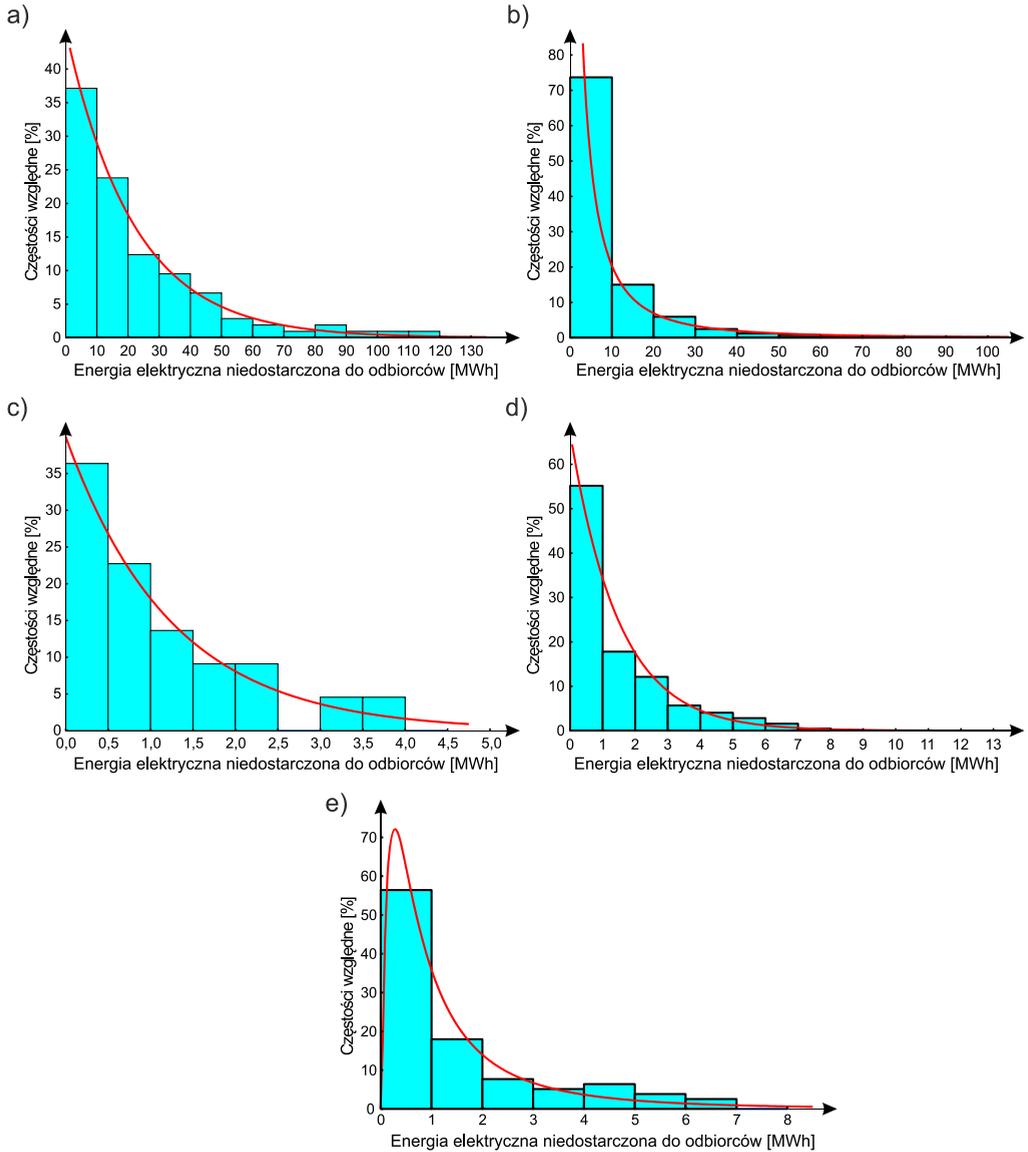
t_p – czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych. Jej wyniki zostały przedstawione w tabeli 9.

Rozkłady empiryczne i teoretyczne ilości niedostarczonej energii, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawiono na rysunku 8.

Tabela 9. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa ilości energii elektrycznej niedostarczanej do odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych

Wartość średnia	Odchylenie standardowe		Przedział ufności		Najmniejsza statystyka pozycyjna	Największa statystyka pozycyjna	Rozstęp	Typ rozkładu	Parametry rozkładu
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]					
Linie napowietrzne 110 kV									
21,79	24,02	17,14	26,44	0,06	111,81	111,75	Wykład.	$\lambda = 0,0459$	
Linie napowietrzne SN z przewodami gołymi									
8,57	11,50	8,03	9,10	0,007	87,00	86,993	Log norm.	$m = 1,2681$ $\sigma = 1,5730$	
Linie napowietrzne SN z przewodami niepełnoizolowanymi									
1,25	1,03	0,79	1,70	0,15	3,90	3,75	Wykład.	$\lambda = 0,8003$	
Linie napowietrzne nn z przewodami gołymi									
1,49	1,62	1,45	1,52	0,006	11,471	11,465	Wykład.	$\lambda = 0,6729$	
Linie napowietrzne nn z przewodami izolowanymi									
1,58	1,66	1,21	1,96	0,08	6,83	6,75	Log norm.	$m = 6,8126$ $\sigma = 1,1083$	



Rys. 8. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców na skutek awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych:

- a) 110 kV ($\lambda = 1,076 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 0,54 < \chi^2_\alpha = 11,1$), b) SN z przewodami gołymi ($\lambda = 0,907 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 1,88 < \chi^2_\alpha = 3,94$), c) SN z przewodami niepełnoizolowanymi ($\lambda = 0,878 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 0,196 < \chi^2_\alpha = 0,352$), d) nn z przewodami gołymi ($\lambda = 1,229 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 4,49 < \chi^2_\alpha = 5,89$), e) nn z przewodami izolowanymi ($\lambda = 0,692 < \lambda_\alpha = 1,358; \chi^2 = 2,09 < \chi^2_\alpha = 3,33$)

8. Podsumowanie

Współczesny odbiorca energii wymaga wysokiej niezawodności jej dostaw. Nieciągłość zasilania energią elektryczną powoduje u odbiorcy straty gospodarcze. U odbiorcy przemysłowego straty z powodu niewykonania produkcji lub jej nieterminowego wykonania, u odbiorcy komunalnego z powodu ograniczenia jego aktywności. Z tego powodu bardzo istotnym obecnie problemem jest znajomość optymalnych warunków eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, a także procesów mających na celu przedłużenie okresu ich poprawnej pracy. W tym celu należy dokonać dokładnej analizy niezawodnościowej wszystkich elementów systemu dystrybucyjnego w tym również linii elektroenergetycznych. Szczególne znaczenie ma tutaj analiza prowadzona w długim przedziale czasowym.

W referacie przedstawiono wyniki analizy awaryjności napowietrznych linii elektroenergetycznych 110 kV, SN oraz nn eksploatowanych na terenie dużej spółki dystrybucyjnej w kraju. Na podstawie analizy sezonowości awarii można wyciągnąć wnioski, iż przeglądy, remonty oraz pomiary linii napowietrznych powinny być wykonywane w miesiącach lutym i marcu oraz w listopadzie. Są to bowiem miesiące o najmniejszej intensywności awarii linii. Najpoważniejszymi przyczynami awarii linii są wiatr, procesy starzeniowe, drzewa i gałęzie oraz oblodzenie i sadz, a także wyładowania atmosferyczne.

Największą intensywność uszkodzeń wykazują linie napowietrzne nn z przewodami gołymi, natomiast najmniejszą linie 110 kV. Nieco inaczej kształtuje się współczynnik zawodności. Jego największa wartość występuje dla linii nn z przewodami gołymi, natomiast najmniejsza dla linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi.

Także analizując czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców zauważamy, iż najbardziej niekorzystne wskaźniki dotyczą linii nn z przewodami gołymi. Linie te mają największą intensywność oraz największy współczynnik zawodności dotyczący przerw w zasilaniu odbiorców spośród analizowanych linii napowietrznych.

Zaprezentowane właściwości oraz wskaźniki niezawodnościowe linii wskazują jednoznacznie, iż najbardziej zawodną populacją linii elektroenergetycznych napowietrznych są linie nn z przewodami gołymi. W każdym z analizowanych aspektów niezawodnościowych linie te mają najgorsze parametry spośród rozważanych rodzajów linii napowietrznych.

Literatura

- [1] Barra J.R., *Matematyczne podstawy niezawodności*, PWN, Warszawa 1982.
- [2] Chojnacki A.Ł., Kaźmierczyk A., *Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*, *Logistyka*, 2014, nr 6, s. 2610–2618.
- [3] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013.

- [4] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN w warunkach eksploatacji*, Archiwum Energetyki, 2006, t. XXXVII, nr 2, s. 147–168.
- [5] Greń J., *Modele i zadania statystyki matematycznej*, PWN, Warszawa 1982.
- [6] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
- [7] Kujszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, t. I, PWN, Warszawa 1994.
- [8] Majcherczyk A., Chojnacki A.Ł., *Analiza czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców w przypadku awarii urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN miejskich oraz wiejskich*. VII Konferencja Naukowa PTETiS „Postępy w elektrotechnice stosowanej”, Kościelisko, 22–26 czerwca 2009, s. 169–172.
- [9] Maksymiuk J., *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003.
- [10] Marzecki J., *Miejskie sieci elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.
- [11] Migdałski J. (red.), *Poradnik niezawodności, Podstawy matematyczne*, Wydawnictwo Przemysłu Maszynowego „WEMA”, Warszawa 1982.
- [12] Popczyk J., *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1991.
- [13] Sozański J., *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 1990.
- [14] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982.
- [15] Wróblewski Z., *Wielowariantowa metoda prognozowania niezawodności styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego z bieżącej produkcji*. Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1988.

Andrzej Łukasz CHOJNACKI

Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Katedra Energetyki,
Energoelektroniki i Maszyn Elektrycznych

FUNKCJE NIEZAWODNOŚCIOWE NAPOWIETRZNYCH LINII DYSTRYBUCYJNYCH 110 KV, SN ORAZ nn

W referacie przedstawione zostały wyniki oceny podstawowych funkcji określających właściwości niezawodnościowe napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV, SN oraz nn, jakimi są funkcja intensywności awarii, funkcja niezawodności, funkcja zawodności oraz funkcja wiodąca. Na podstawie wieloletnich obserwacji linii, eksploatowanych w sieci dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju, określone zostały rozkłady empiryczne wymienionych funkcji. Przeprowadzona została także analiza zgodności rozkładu empirycznego z założonym modelem teoretycznym. Wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia.

1. Wprowadzenie

Problem niezawodności urządzeń elektroenergetycznych jest bardzo ważny ze względu na pewność dostaw energii elektrycznej do znacznej grupy jej odbiorców. W wielu przypadkach przerwy w dostawie energii stwarzają realne zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzkiego, np. w przypadku osób korzystających z profesjonalnej aparatury medycznej podtrzymującej życie. Stałe więc nadzorowanie pracy sieci elektroenergetycznych oraz analiza awarii w nich występujących są konieczne, aby ustalić metody właściwej eksploatacji oraz przedsięwziąć wszelkie środki mające na celu wyeliminowanie niektórych awarii w przyszłości. Konieczne jest zwłaszcza wyeliminowanie tych awarii, które wynikają z zaniedbań służb eksploatacyjnych oraz niewłaściwej organizacji pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych [12].

Kluczowym zagadnieniem jest wyznaczenie parametrów oraz funkcji określających właściwości niezawodnościowe poszczególnych elementów sieci. Aby w sposób pełny określić właściwości niezawodnościowe obiektów elektroenergetycznych, należy określić ich funkcje $R(t)$, $F(t)$ oraz $\lambda(t)$. W przypadku obiektów podlegających odnowie należy dodatkowo określić rozkład odnowy oraz dane procesu stochastycznego, opisującego jego pracę. Należy zbadać także właściwości procesu, jak stacjonarność, stałość intensywności uszkodzeń oraz odnowy itp. W praktyce, ze względu na brak wiarygodnych danych pochodzących z eksploatacji, uzyskanie pełnej i dokładnej in-

formacji niezawodnościowej jest bardzo trudne i pracochłonne, a w wielu przypadkach wręcz niemożliwe. Dlatego też najczęściej, do przybliżonych analiz i obliczeń, wykorzystywane są wartości średnie intensywności uszkodzeń λ_{sr} , średnie czasy trwania odnowy (awarii) t_a oraz średni współczynnik zawodności q .

W referacie Autor zaprezentował podstawowe funkcje niezawodnościowe elektroenergetycznych linii napowietrznych, wchodzących w skład systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej. Określił także wartość oczekiwaną czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia. Wszystkie analizy, których wyniki zostały zaprezentowane w niniejszym referacie, zostały przeprowadzone na podstawie danych pochodzących z dużej krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęty poziom istotności $\alpha = 0,05$.

2. Podstawowe funkcje niezawodnościowe

Niezawodność urządzenia lub systemu wyraża jego zdolność do wykonania określonych funkcji w określonym przedziale czasowym oraz w zadanych warunkach [3, 6, 15]. W sensie matematycznym niezawodność jest prawdopodobieństwem warunkowym, że urządzenie będzie pracowało bez uszkodzenia od chwili jego uruchomienia do chwili t , pod warunkiem, że w chwili włączenia ($t = 0$) urządzenie było sprawne [1, 9, 15]:

$$R(0, t) = P\{S(\tau) = S; 0 \leq \tau \leq t, S(0) = S\}, \quad (1)$$

gdzie:

$S(\tau)$ – stan obiektu w chwili czasu τ ,

S – stan zdatności obiektu.

Powyżej przedstawiona funkcja nosi nazwę funkcji niezawodności lub inaczej funkcji życia urządzenia [15].

Biorąc pod uwagę, iż $R(0) = 1$, czyli że urządzenie w chwili uruchomienia było zdadne, można zapisać:

$$R(t) = P\{S(\tau) = S; 0 \leq \tau \leq t\}. \quad (2)$$

Funkcja niezawodności stanowi układ zupełny zdarzeń z funkcją zawodności (trwałości) $F(t)$:

$$F(t) = P\{S(\tau) = \bar{S}; 0 \leq \tau \leq t\}. \quad (3)$$

gdzie \bar{S} – stan uszkodzenia urządzenia.

Jest to więc prawdopodobieństwo warunkowe uszkodzenia się obiektu do chwili czasu t , pod warunkiem, że urządzenie w chwili uruchomienia było zdadne ($F(0) = 0$). Prawdopodobieństwo to nazywane jest również rozkładem trwałości.

Pochodna funkcji zawodności po czasie jest funkcją gęstości prawdopodobieństwa wystąpienia uszkodzenia:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt}. \quad (4)$$

Bardzo ważnym pojęciem jest trwałość obiektu, nazywana także czasem życia obiektu. Czas poprawnej pracy obiektu jest zmienną losową o funkcji gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$. Stąd jego wartość oczekiwana (trwałość obiektu) określona jest zależnością:

$$E(T) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt = \int_0^{\infty} t dF(t) = \int_0^{\infty} R(t) dt. \quad (5)$$

Bardzo ważna w teorii niezawodności jest funkcja intensywności uszkodzeń, którą definiuje się jako stosunek prawdopodobieństwa uszkodzenia elementu w przedziale czasu od t do $t + \Delta t$ do wielkości tego przedziału, przy $\Delta t \rightarrow 0$, przy założeniu, iż do chwili t uszkodzenie elementu nie nastąpiło:

$$\lambda(t) = \frac{F'(t)}{1 - F(t)} = -\frac{R'(t)}{R(t)}. \quad (6)$$

Zatem intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$ charakteryzuje w każdej chwili t względne pogorszenie się niezawodności obiektu przypadające na jednostkę czasu $\Delta t = 1$. Dla porównania gęstość prawdopodobieństwa $f(t)$ wyraża bezwzględne pogorszenie niezawodności obiektu przypadające na jednostkę czasu [11, 15].

Kolejną funkcją charakteryzującą niezawodność obiektu jest skumulowana intensywność uszkodzeń, zwana także funkcją wiodącą [11, 14, 15]:

$$A(t) = \int_0^t \lambda(u) du. \quad (7)$$

Jest ona miarą wyczerpywania się zapasu możliwości wykonania przez obiekt postawionego mu zadania.

Niezawodność obiektu można także scharakteryzować, poprzez określenie funkcji oczekiwanego pozostałego czasu zdatności:

$$r(t) = \int_t^{\infty} \frac{R(s)}{R(t)} ds. \quad (8)$$

Znajomość podstawowych funkcji niezawodnościowych pozwala ustalić okres pracy linii w którym z dużym prawdopodobieństwem będzie ona działała poprawnie, a więc nie będzie powodowała przerw w zasilaniu odbiorców. Pozwala także na wyznaczenie ekonomicznie opłacalnego okresu eksploatacji.

3. Metoda „próby dynamicznej” określania funkcji niezawodnościowych urządzeń elektroenergetycznych

W przypadku, gdy istnieje konieczność wyznaczenia funkcji niezawodnościowych ($R(t)$, $F(t)$ lub $\lambda(t)$), ich oszacowania dokonuje się w odmienny sposób, w zależności od rodzaju próby statystycznej jaką dysponujemy.

W przypadku wprowadzenia do eksploatacji jednocześnie N elementów i badania ich zawodności w czasie t , mamy do czynienia z próbą losową pełną. W takim przypadku oszacowaniem wartości funkcji niezawodności $R(t)$ jest estymator $R^*(t)$:

$$R^*(t) = \frac{n(t)}{N}, \quad (9)$$

gdzie:

$n(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t)$ nie uległy uszkodzeniu,
 N – liczba badanych elementów.

Analogicznie, estymatorem funkcji zawodności $F^*(t)$ jest:

$$F^*(t) = \frac{m(t)}{N}, \quad (10)$$

gdzie $m(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t)$ uległy uszkodzeniu.

W przypadku urządzeń elektroenergetycznych bardzo rzadko zdarza się, aby do eksploatacji jednocześnie trafiała większa populacja. Są one zazwyczaj wprowadzane w niewielkich ilościach, w różnych chwilach czasowych. W takim przypadku zastosowanie metody próby losowej pełnej nie jest możliwe.

W publikacji [15] przedstawiona została metoda próby losowej dynamicznej, polegająca na jednoczesnej obserwacji obiektów będących w różnych latach eksploatacji. Opiera się ona na czterech głównych założeniach:

1. Ocena niezawodności obiektu odbywa się poprzez analizę populacji obiektów, które w chwili badań znajdują się w różnych latach eksploatacji;
2. Właściwości niezawodnościowe obiektów określone są przez funkcję niezawodności $R(t)$;
3. Proces odnowy obiektów nie zmienia ich właściwości niezawodnościowych, ponieważ ogranicza się do usunięcia awarii konkretnego urządzenia (elementu) w nich zainstalowanego;
4. Czas trwania awarii obiektu jest znacznie krótszy w porównaniu z czasem jego eksploatacji i może być pominięty w powyższej analizie.

Badaniu podlega próba statystyczna zawierająca obiekty znajdujące się w różnych latach eksploatacji. W konkretnym roku obserwacji j ($j = 1, 2, 3, \dots, l$) liczba obiektów jest sumą obiektów znajdujących się w konkretnym i -tym roku eksploatacji ($i = 1, 2, 3, \dots, k$):

$$n_j = \sum_{i=1}^k n_{ij}, \quad (11)$$

gdzie:

n_j – liczba obiektów w j -tym roku obserwacji,

n_{ij} – liczba obiektów w i -tym roku eksploatacji i j -tym roku obserwacji.

Analogicznie, liczba awarii obiektów jaka wystąpiła w j -tym roku obserwacji jest sumą liczby awarii obiektów znajdujących się w różnych latach eksploatacji i :

$$m_j = \sum_{i=1}^k m_{ij}, \quad (12)$$

gdzie:

m_j – liczba awarii w j -tym roku badań,

m_{ij} – liczba awarii obiektów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji, w j -tym roku obserwacji.

Często w celu zwiększenia liczebności próby statystycznej prowadzi się obserwację przez szereg lat i łączy wyniki z kilku lat, co jest równoważne uśrednieniu parametrów z tych lat. W takim przypadku łączną liczbę obiektów oraz liczbę awarii obiektów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji wyznacza się z zależności:

$$n_i = \sum_{j=1}^l n_{ij} = n_{i1} + n_{i2} + \dots + n_{il} \quad (13)$$

oraz

$$m_i = \sum_{j=1}^l m_{ij} = m_{i1} + m_{i2} + \dots + m_{il}, \quad (14)$$

gdzie:

$i = 1, 2, 3, \dots, k$ – kolejne lata eksploatacji,

$j = 1, 2, 3, \dots, l$ – kolejne lata prowadzenia badań.

Estymator średniej intensywności uszkodzeń obiektów w i -tym roku eksploatacji, jest równy:

$$\hat{\lambda}_i = \frac{2 \cdot m_i}{n_i + n_{i+1}}, \quad (15)$$

przy czym:

$$\frac{n_i + n_{i+1}}{2} = n_{\bar{s}r} \quad (16)$$

jest zastępczą liczbą obiektów będących w i -tym roku eksploatacji, przy założeniu, że liczba wprowadzanych do eksploatacji obiektów zmienia się liniowo w ciągu roku.

Znając funkcję intensywności uszkodzeń obiektów w postaci wartości dyskretnej λ_i , można wyznaczyć wartość średniej intensywności uszkodzeń [15]:

$$\lambda_{sr} = \frac{1}{k} \cdot \sum_{i=1}^k \lambda_i. \quad (17)$$

W teorii niezawodności bardzo ważna jest znajomość częstości uszkodzeń f_i oraz jej dystrybuanty F_i . Na podstawie znajomości dyskretnej wartości λ_i w poszczególnych latach użytkowania obiektu można wyznaczyć estymatory f_i^* oraz F_i^* , a także R_i^* :

$$f_i^* = \hat{\lambda}_i \cdot \prod_{k=1}^{k=i-1} (1 - \hat{\lambda}_k), \quad (18)$$

$$F_i^* = \sum_{k=1}^{k=i} f_k^*, \quad (19)$$

$$R_i^* = 1 - F_i^*, \quad (20)$$

przy czym zachowany musi być warunek normalizacyjny:

$$\sum_{i=1}^{i=\infty} f_i^* = 1. \quad (21)$$

Wyznaczone za pomocą wzorów (18)–(20) wartości dyskretne f_i^* , F_i^* oraz R_i^* są realizacjami ciągłych funkcji gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$, funkcji zawodności $F(t)$ oraz funkcji niezawodności $R(t)$, dla poszczególnych lat eksploatacji i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$). Wyznaczenie funkcji intensywności awarii, zawodności, czy też niezawodności nie rozwiązuje więc problemu estymacji parametrów niezawodnościowych. Ważna jest również analiza zgodności typu rozkładu empirycznego z wybranym rozkładem teoretycznym. Analizę taką wykonuje się według zasad estymacji nieparametrycznej. W wielu przypadkach oszacowania parametrów nieznannej funkcji można dokonać z wystarczającą dokładnością za pomocą siatek funkcyjnych [14, 15]. Weryfikacja hipotezy o rozkładzie może zostać przeprowadzona za pomocą testu znaków lub testu Wolda–Wolfowitza, zwanego także testem serii [5, 14, 15].

4. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych 110 kV

Próba statystyczna napowietrznych linii dystrybucyjnych jest z punktu widzenia badań niezawodnościowych próbą dynamiczną, czyli obejmuje obiekty będące w różnych latach eksploatacji. W związku z powyższym oceny funkcji niezawodnościowych dokonano wykorzystując metodę próby losowej dynamicznej [3, 15]. Na podstawie

danych z eksploatacji napowietrznych linii dystrybucyjnych obliczone zostały wartości empiryczne intensywności uszkodzeń $\hat{\lambda}_i$, częstości uszkodzeń f_i^* , funkcji niezawodności R_i^* oraz zawodności (trwałości) F_i^* . Empiryczną intensywność uszkodzeń linii zaprezentowano na rys. 1.

Autor dokonał analizy zgodności typu rozkładu empirycznego z wybranymi rozkładami teoretycznymi intensywności awarii. Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych 110 kV podlega rozkładowi Weibulla. Funkcja intensywności awarii dla tego rozkładu opisana jest zależnością [3, 15]:

$$\lambda(t) = \frac{v}{b} \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{v-1}, \quad (22)$$

gdzie:

v – parametr kształtu rozkładu Weibulla,

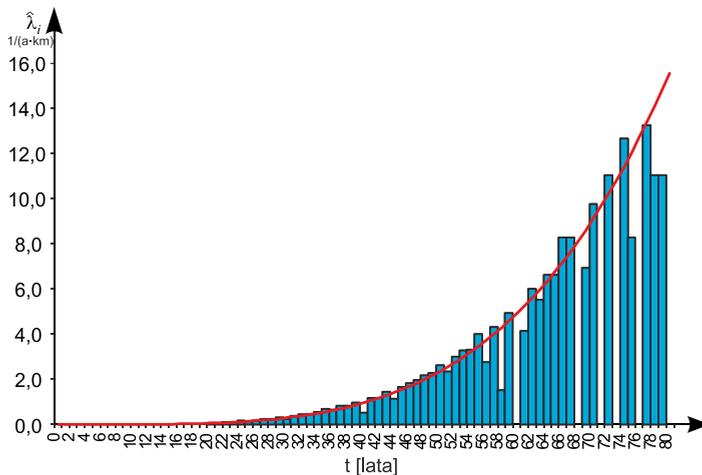
b – parametr skali rozkładu Weibulla.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica oraz Excela wartości parametrów rozkładu (22) wynoszą: $v = 5,02$, $b = 26,67$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 3,48 \cdot 10^{-7} \cdot t^{4,02}. \quad (23)$$

Empiryczną oraz teoretyczną funkcję intensywności awarii napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Empiryczna oraz teoretyczna intensywność uszkodzeń napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków. W wyniku jego zastosowania otrzymano: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(40, 40) = 40$; $l_0 = 40 > 30 = l_\alpha$. Tak więc, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia postawionej hipotezy o postaci funkcyjnej intensywności awarii.

Wykorzystując zależności między funkcją $\lambda(t)$ a funkcjami $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$, $A(t)$ i $r(t)$, można wyznaczyć postać teoretyczną tych funkcji dla napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV (dla odcinka o długości 1 km):

- Funkcja niezawodności:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{26,67}\right)^{5,02}}; \quad (24)$$

- Funkcja zawodności:

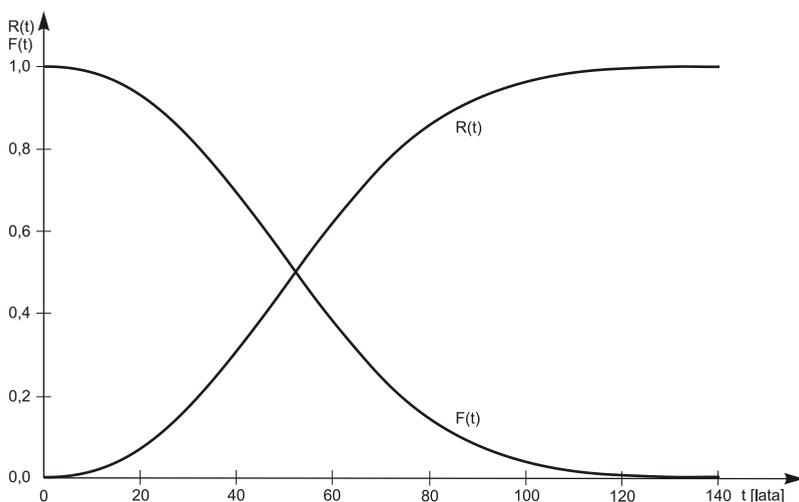
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{26,67}\right)^{5,02}}; \quad (25)$$

- Funkcja gęstości prawdopodobieństwa:

$$f(t) = 3,48 \cdot 10^{-7} \cdot t^{4,02} \cdot e^{-6,94 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,02}}; \quad (26)$$

- Skumulowana intensywność awarii:

$$A(t) = 6,94 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,02}; \quad (27)$$



Rys. 2. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV

➤ Oczekiwany pozostały czas zdatności:

$$r(t) = \int_t^{\infty} e^{-\left(\frac{t}{26,67}\right)^{5,02}} - e^{-\left(\frac{s}{26,67}\right)^{5,02}} ds. \quad (28)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ dla napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV przedstawiono na rysunku 2.

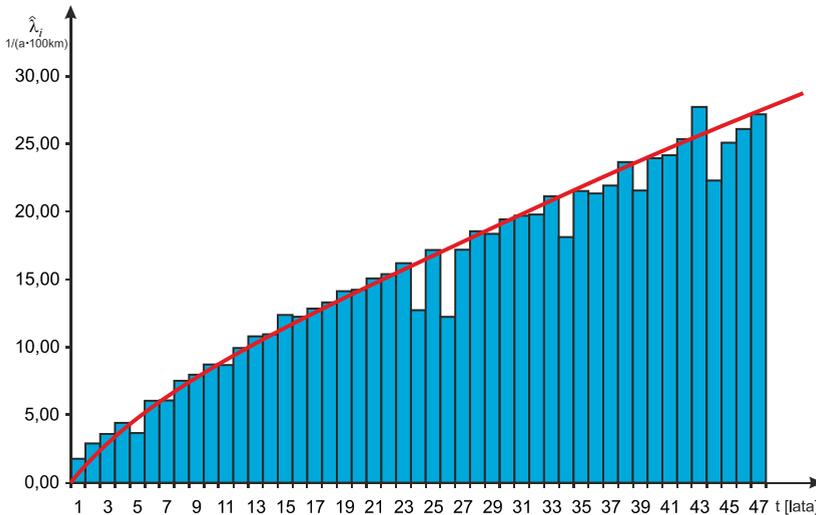
Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV. Wartość ta wynosi 24,49 a dla odcinka 1 km.

5. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych SN z przewodami gołymi

Na rysunku 3 przedstawiona została empiryczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi.

Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (22).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,7647$ oraz $b = 15,3329$.



Rys. 3. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 1,4269 \cdot t^{0,7647} \cdot \frac{1}{100 \text{ km}}. \quad (29)$$

Teoretyczną funkcję intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi przedstawiono na rysunku 3.

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków. W wyniku jego zastosowania otrzymano: $l_0 = \min(L^+, L) = \min(19, 28) = 19$; $l_0 = 19 > 16 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 16)$. Tak więc, na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi ma postać przedstawioną zależnością (29).

Wykorzystując zależności między funkcją $\lambda(t)$ a funkcjami $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$, $A(t)$ i $r(t)$, można wyznaczyć postać teoretyczną tych funkcji dla napowietrznych linii dystrybucyjnych SN z przewodami gołymi (dla odcinka 1 km):

➤ Funkcja niezawodności:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}}; \quad (30)$$

➤ Funkcja zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}}; \quad (31)$$

➤ Funkcja gęstości prawdopodobieństwa:

$$f(t) = 0,0143 \cdot t^{0,7647} \cdot e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}}; \quad (32)$$

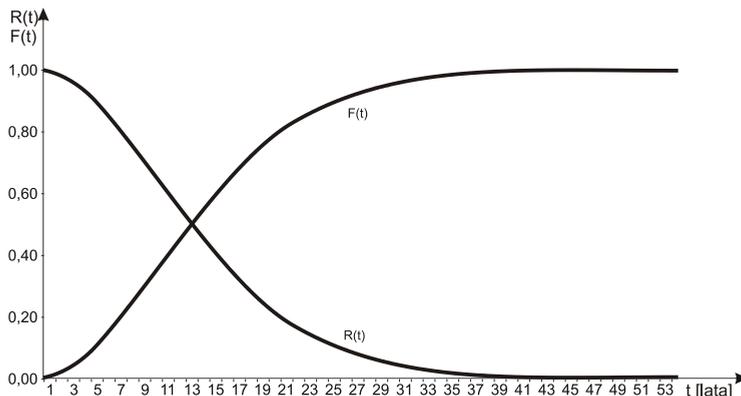
➤ Skumulowana intensywność awarii:

$$A(t) = 80,86 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1,7647}; \quad (33)$$

➤ Oczekiwany pozostały czas zdatności:

$$r(t) = \int_t^\infty e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}} - \left(\frac{s}{15,3329}\right)^{1,7647} ds. \quad (34)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii napowietrznych SN z przewodami gołymi

Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy napowietrznych linii dystrybucyjnych SN z przewodami gołymi. Wartość ta wynosi 13,65 a dla odcinka 1 km.

6. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych SN z przewodami niepełnoizolowanymi

Na rysunku 5 przedstawiona została empiryczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN z przewodami niepełnoizolowanymi.

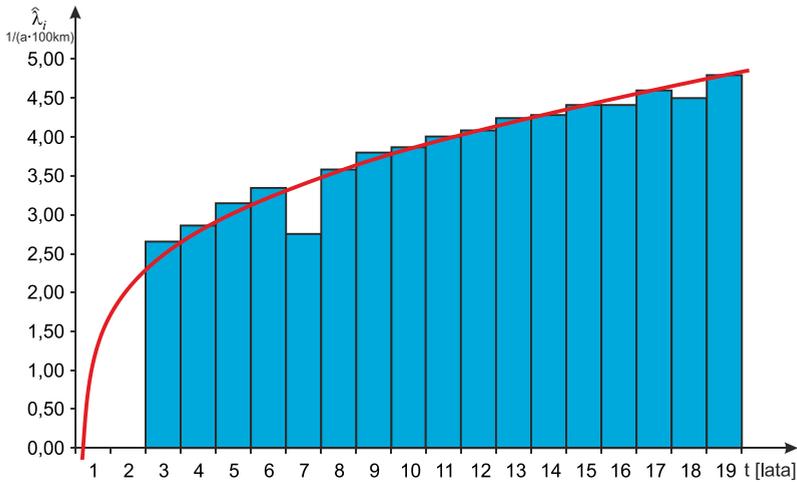
Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (22).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,3127$ oraz $b = 25,3498$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 1,8844 \cdot t^{0,3127} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (35)$$

Teoretyczną funkcję intensywności awarii niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków. W wyniku jego zastosowania otrzymano: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(10, 9) = 9$; $l_0 = 9 > 4 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 4)$. Tak więc, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż teoretyczna funkcja intensywności awarii niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN ma postać przedstawioną zależnością (35).

Wykorzystując zależności między funkcją $\lambda(t)$, a funkcjami $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$, $A(t)$ i $r(t)$, można wyznaczyć postać teoretyczną tych funkcji dla napowietrznych linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi (dla odcinka o długości 1 km):

➤ Funkcja niezawodności:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} ; \quad (36)$$

➤ Funkcja zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} ; \quad (37)$$

➤ Funkcja gęstości prawdopodobieństwa:

$$f(t) = 0,0188 \cdot t^{0,3127} \cdot e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} ; \quad (38)$$

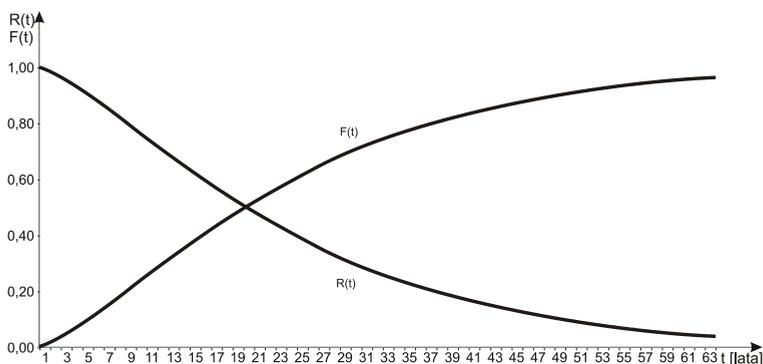
➤ Skumulowana intensywność awarii:

$$A(t) = 143,55 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1,3127} ; \quad (39)$$

➤ Oczekiwany pozostały czas zdadności:

$$r(t) = \int_t^{\infty} e^{\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127} - \left(\frac{s}{25,3498}\right)^{1,3127}} ds. \quad (40)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 6.



Rys. 6. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ niepełnoizolowanych linii napowietrznych SN

Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy napowietrznych linii dystrybucyjnych SN z przewodami niepełnoizolowanymi. Wartość ta wynosi 23,36 a dla odcinka 1 km.

7. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych nn z przewodami gołymi

Na rysunku 7 przedstawiona została empiryczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi.

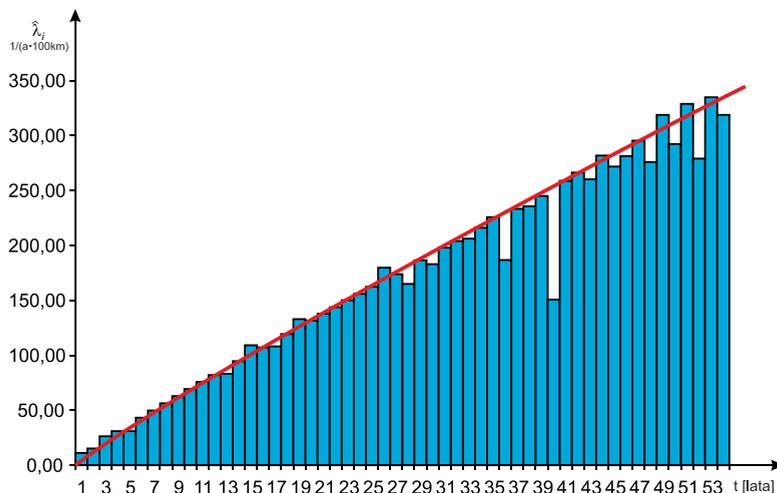
Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (22).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,9243$ oraz $b = 16,9926$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 8,2582 \cdot t^{0,9243} \cdot \frac{1}{100 \text{ km}}. \quad (41)$$

Teoretyczną funkcję intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków. W wyniku jego zastosowania otrzymano: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(26, 28) = 26$; $l_0 = 26 > 19 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 19)$. Tak więc, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami gołymi ma postać przedstawioną zależnością (41).

Wykorzystując zależności między funkcją $\lambda(t)$ a funkcjami $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$, $A(t)$ i $r(t)$, można wyznaczyć postać teoretyczną tych funkcji dla napowietrznych linii nn z przewodami gołymi (dla odcinka o długości 100 m):

- Funkcja niezawodności:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} ; \quad (42)$$

- Funkcja zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} ; \quad (43)$$

- Funkcja gęstości prawdopodobieństwa:

$$f(t) = 0,0083 \cdot t^{0,9243} \cdot e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} ; \quad (44)$$

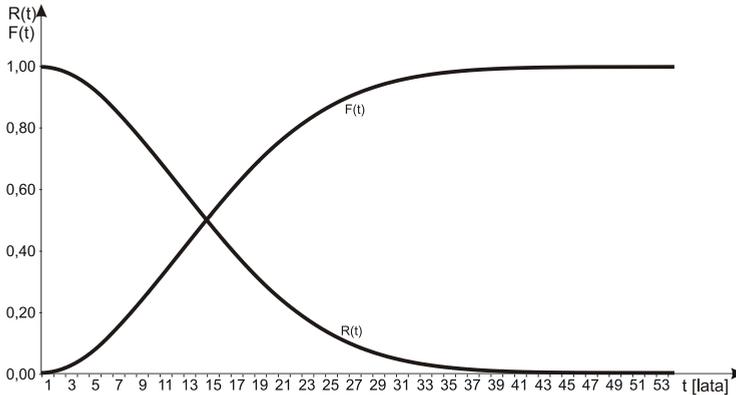
➤ Skumulowana intensywność awarii:

$$\Lambda(t) = 42,92 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1,9243}; \quad (45)$$

➤ Oczekiwany pozostały czas zdatości:

$$r(t) = \int_t^{\infty} e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243} - \left(\frac{s}{16,9926}\right)^{1,9243}} ds. \quad (46)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii napowietrznych nn z przewodami gołymi

Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy napowietrznych linii dystrybucyjnych nn z przewodami gołymi. Wartość ta wynosi 1,51 a dla odcinka 1 km.

8. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych nn z przewodami izolowanymi

Na rysunku 9 przedstawiona została empiryczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi.

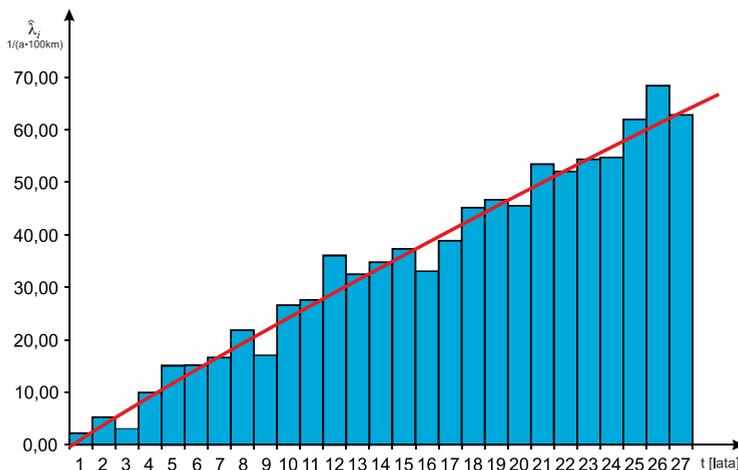
Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (22).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,9261$ oraz $b = 27,6309$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 3,2241 \cdot t^{0,9261} \frac{1}{100 \text{ km}}. \quad (47)$$

Teoretyczną funkcję intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 9. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków. W wyniku jego zastosowania otrzymano: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(11, 16) = 11$; $l_0 = 11 > 7 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 7)$. Tak więc, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi ma postać przedstawioną zależnością (47).

Wykorzystując zależności między funkcją $\lambda(t)$, a funkcjami $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$, $A(t)$ i $r(t)$, można wyznaczyć postać teoretyczną tych funkcji dla napowietrznych linii nn z przewodami izolowanymi (dla odcinka o długości 100 m):

➤ Funkcja niezawodności:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}}; \quad (48)$$

➤ Funkcja zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}}; \quad (49)$$

➤ Funkcja gęstości prawdopodobieństwa:

$$f(t) = 0,0032 \cdot t^{0,9261} \cdot e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}}; \quad (50)$$

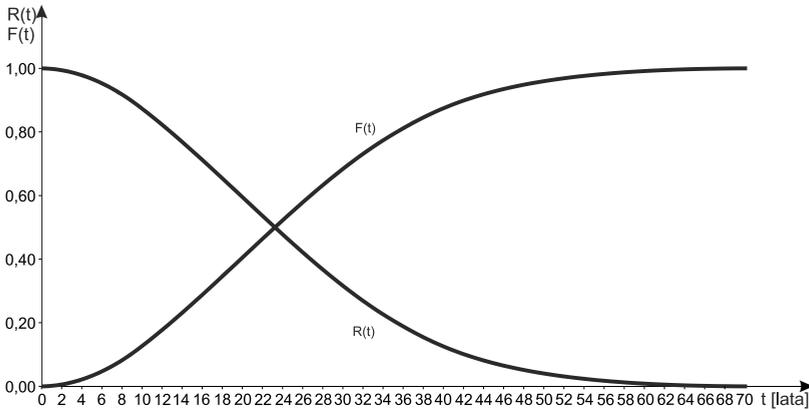
➤ Skumulowana intensywność awarii:

$$A(t) = 16,74 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1,9261}; \quad (51)$$

➤ Oczekiwany pozostały czas zdatności:

$$r(t) = \int_t^{\infty} e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}} - \left(\frac{s}{27,6309}\right)^{1,9261} ds. \quad (52)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi

Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy napowietrznych linii dystrybucyjnych nn z przewodami izolowanymi. Wartość ta wynosi 2,45 a dla odcinka 1 km.

9. Podsumowanie

Linie elektroenergetyczne są bardzo ważnym elementem sieci dystrybucyjnych. Ich awaryjność wpływa bezpośrednio na ciągłość dostaw energii do odbiorców. Ważne jest więc stałe nadzorowanie ich pracy. Znajomość podstawowych funkcji niezawodnościowych pozwala ustalić okres pracy linii w którym z dużym prawdopo-

bieństwem będzie ona działała poprawnie, a więc nie będzie powodowała przerw w zasilaniu odbiorców. Pozwala także na wyznaczenie ekonomicznie opłacalnego okresu eksploatacji. Brak wiarygodnych i pełnych danych uniemożliwia w wielu przypadkach określenie funkcji niezawodnościowych obiektów elektroenergetycznych. Dlatego też w literaturze najczęściej można znaleźć średnie parametry niezawodnościowe linii.

W referacie przedstawiono wyniki analizy dotyczącej funkcji niezawodnościowych dystrybucyjnych napowietrznych linii elektroenergetycznych 110 kV, SN oraz nn. Wyznaczone zostały empiryczne funkcje intensywności, funkcje niezawodności oraz funkcje zawodności tych linii. Funkcja intensywności awarii dla linii 110 kV wykazuje wzrost intensywności po około 20 roku eksploatacji. Funkcje intensywności dla pozostałych linii wykazują stały wzrost już od pierwszego roku eksploatacji.

W referacie zaprezentowano także modele teoretyczne najważniejszych funkcji niezawodnościowych. Intensywności awarii dla wszystkich analizowanych typów linii podlegają rozkładowi Weibulla o parametrze kształtu większym od jedności, co potwierdza iż intensywność awarii ma charakter rosnący w czasie.

Dla analizowanych linii wyznaczony został także oczekiwany czas poprawnej pracy do uszkodzenia. Jego wartość w odniesieniu do 1km wynosi 24,49 lat dla linii 110 kV, 13,65 lat dla linii SN z przewodami gołymi, 23,36 lat dla linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi, 1,51 lat dla linii nn z przewodami gołymi oraz 2,45 lat dla linii nn z przewodami izolowanymi.

Literatura

- [1] Barra J.R., *Matematyczne podstawy niezawodności*, PWN, Warszawa 1982.
- [2] Chojnacki A.Ł., Kaźmierczyk A., *Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*, *Logistyka*, 2014, nr 6, s. 2610–2618.
- [3] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013.
- [4] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN w warunkach eksploatacji*, *Archiwum Energetyki*, 2006, t. XXXVII, nr 2, s. 147–168.
- [5] Greń J., *Modele i zadania statystyki matematycznej*, PWN, Warszawa 1982.
- [6] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
- [7] Kujaszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, t. I, PWN, Warszawa 1994.
- [8] Majcherczyk A., Chojnacki A.Ł., *Analiza czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców w przypadku awarii urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN miejskich oraz wiejskich*. VII Konferencja Naukowa PTETiS „Postępy w elektrotechnice stosowanej”, Kościelisko, 22–26 czerwca 2009, s. 169–172.
- [9] Maksymiuk J., *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003.
- [10] Marzecki J., *Miejskie sieci elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.
- [11] Mięgdalski J. (red.), *Poradnik niezawodności. Podstawy matematyczne*, Wydawnictwo Przemysłu Maszynowego „WEMA”, Warszawa 1982.

- [12] Parol M., *Analiza poziomu niezawodności zasilania odbiorców w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2017, nr 3, s. 1–6.
- [13] Popczyk J., *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1991.
- [14] Sozański J., *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 1990.
- [15] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982.
- [16] Wróblewski Z., *Wielowariantowa metoda prognozowania niezawodności styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego z bieżącej produkcji*, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1988.

Bogumił DUDEK

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

UTRZYMYWANIE ZASILANIA ENERGETYCZNEGO NA UKRAINIE W WARUNKACH WOJNY

Temat dramatu energetyków ukraińskich w utrzymaniu zasilania elektroenergetycznego w warunkach wojennych ma różne oblicza, podobnie jest z pomocą niesioną ofiarne przez społeczeństwo polskie i społeczności zawodowe elektryków np. SEP oraz indywidualne angażowanie się osób o różnych motywacjach i w zróżnicowanej skali.

Przypadło mi opracowanie zasad nadążnego szkolenia kadr elektryków z tworzeniem i wykorzystaniem poligonów szkoleniowych. Prace nad instrukcją eksploatacji tego typu urządzeń poligonowych nasunęły wiele problemów różnej natury.

Skala zniszczeń nie przypomina żywiołów, choć wojna, głód i nienawiść są straszne. Doświadczenie Ukraińców zawarte w przysłowiu: *Lepszy w domu groch, kapusta, niż na wojnie kurka tłusta*, czy Gruzinów: *Wojna jednemu buduje, drugiemu rujnuje*, dają skondensowany obraz otoczenia wojny... od bieżących problemów, po konieczność przewidywania wysiłku po ustaniu tego rodzaju kataklizmu.

Nie omija to naszych refleksji dotyczącej obsługi infrastruktury krytycznej w dobie pokojowej i stanie wojennym (także zagrożenia wojennego).

Młodzi i starsi mężczyźni na Ukrainie muszą unieść brzemię nie tylko konfliktu, ale także jego skutków. Niszczone urządzenia elektroenergetyczne to z jednej strony racjonalne przywracanie ich funkcji, z drugiej racjonalna odbudowa w kierunku nowoczesności jakkolwiek brzmiałoby to irracjonalnie.

I tak właśnie jest. Z jednej strony dostarczamy stronie ukraińskiej np. agregaty prądowłórcze – trzeba docenić tu inicjatywy SEP i indywidualnie wspierających ten nurt elektryków, uruchamiamy transgraniczne połączenia w celu dostawy energii, z drugiej wręcz konieczne jest ustawiczne szkolenie kadr ukraińskich i uproszczone programy oraz pomoc w stosowaniu nowoczesnych technologii choćby prac pod napięciem. Przypomnijmy, że na Ukrainie był największy wówczas wszechzwiązkowy poligon do nauki prac pod napięciem do 750 kV w Winnicy, a także unikalne badania elektryczne sprzętu i wyposażenia prowadzono w obecnie zajęтым (podobno zniszczonym) ośrodku badawczym Donbasenergo w Gorłowie. Od wielu lat współpracujemy w tej dziedzinie z kadrą specjalistów ukraińskich m.in. wykonując badania porównawcze polskich ubiorów ekranujących z dostępnymi modelami z całego świata (m.in. Japonii, USA) wykorzystując aparaturę pozwalającą na ocenę wnikania pola elektrycznego w głąb organizmu

człowieka (B.Dudek, W.Wiśniewski). Specjalne sensory stosowane w technice kosmicznej użyto do pomiarów rozkładu natężenia pola pod ubiorem, co wpłynęło na ulepszenie jego struktury.

Paradoksalnie warto przypomnieć zarzewie wojny z roku 2014 z zajęciem przez Rosjan („zielone ludziki”) Krymu i części wschodniej Ukrainy. Europa i Unia europejska zareagowała tak jakby żadnej nauki nie wyniosła historycznie z wojen krymskich (1853–1856).

Przegrana Rosji wówczas okupiona została przez spore straty Francuzów i Anglików, ale historii nie uczy się z Wikipedii.

Gorzki smak ma to, że wojny te przypominające już dwudziestowieczne dały narodziny nowoczesnego pielęgniarstwa (Florice Nightingale), a opracowana podczas wojen krymskich kwalifikacja rannych do leczenia (jest zasługą Pirogowa, zabalsamowanego i spoczywającego pod kościółkiem w Winnicy) obowiązuje (mimo modyfikacji) do dzisiaj.

Współczesne skomplikowane systemy energetyczne (w tym elektrownie jądrowe) i zasady sterowania nimi z wykorzystaniem cyfrowych urządzeń wymagają nowych strategii utrzymywania zasilania na każdym poziomie napięcia, zarówno AC jak i DC. Temat może być zarzewiem dyskusji o priorytetach bezpieczeństwa nie tylko konsumentów ale i samych elektryków. Dodatkowo tragedia wysadzenia zapory w Kachowce i zalanie potężnych obszarów poszerza wręcz obawy o następstwa energetyczne i walkę z ich usuwaniem, nie pomijając groźby uszkodzenia reaktorów jądrowych, a w skrajności nawet takiej broni.

Kiedy ta wojna się zakończy nie wiemy choć odbudowa zniszczonej infrastruktury na terenach z których wojska rosyjskie się wycofały, polega na odbudowie w nowym standardzie zbliżonych do krajów europejskich zwłaszcza Polski i Węgier m.in. przechodzenia z napięcia 330 kV na 400 kV, zastosowania światłowodów i w tym zakresie otwiera się pole współpracy gospodarczej. Dotyczy to także niższych poziomów napięć. Jedne ze specjalistów ocenił, że zniszczone jednostki transformatorowe na Ukrainie, aby zastąpić nowymi to polski przemysł przez dwa lata musiałby tylko dla tych potrzeb przestawić produkcję.



Fot. 1. Energetyka to nie plątanina przewodów – porównanie

Zatem skala zniszczeń jest trudno wyobrażalna. Dla zilustrowania jej otrzymałem od zaprzyjaźnionego Kolegi Jana Sztefunyka (Ян Штефуньк) z Kijowa garść fotografii zniszczeń dokonanych i dokonywanych, w celu oceny sytuacji w tej dziedzinie.

W dalszej części przybliżony zostanie stan energetyki Ukrainy oraz niektóre inicjatywy pomocy.

Pomoc dla energetyków ukraińskich

Nadal trwa pomoc humanitarna dla walczącej Ukrainy, którą organizuje i realizuje Stowarzyszenie Elektryków Polskich. Już 28 lutego 2022 r. z inicjatywą zorganizowania pierwszej akcji pomocy Ukrainie wyszła Centralna Komisja ds. Członków Zwyczajnych SEP. Na ten Apel niemal natychmiast pośpieszyły z pomocą Oddziały SEP, a także członkowie indywidualni – zebrano ponad 221 tys. zł. Ze względu na ogromne straty w infrastrukturze technicznej, w tym infrastrukturze energetycznej u naszych sąsiadów, 26 kwietnia 2022 r. wystosowany został Apel Stowarzyszenia Elektryków Polskich oraz Związku Naukowo-Technicznego Energetyków i Elektrotechników Ukrainy o nieodpłatne przekazywanie materiałów i urządzeń potrzebnych do naprawy zerwanych sieci i wymiany uszkodzonych urządzeń energetycznych – również i tym razem nasze środowisko nie zawiodło. W odpowiedzi na ten Apel do Ukrainy dostarczony został sprzęt, ofiarowany zarówno przez członków SEP, jak również zaprzyjaźnione firmy: ENEA S.A., Podkarpacka Izba inżynierów Budownictwa, Radpol S.A, Politechnika Rzeszowska (absolwenci), Oddziały SEP: Krakowski i Wrocławski.

W listopadzie 2022 r. informowano również o prośbie profesorów Politechniki Lwowskiej, o przekazanie generatorów prądu i innego wyposażenia elektrycznego dla Kijowskiego Liceum Wojskowego, które kształci kadetów pochodzących zwłaszcza z rodzin zaginionych i rannych wojskowych. Odzew naszej społeczności znowu był imponujący – zebraliśmy ponad 102 tys. zł. W ostatnim czasie, w czerwcu 2023, otrzymano kolejną prośbę z Politechniki Lwowskiej, z Instytutu Problemów Mechaniki i Automatyki Stosowanej, o pomoc w zakupie i dostawie agregatu prądotwórczego o mocy 5–8 kVA (z uwagi na problemy z zasilaniem budynków uczelni). Z zebranych środków finansowych zakupiono agregat o mocy 8 kVA i wraz z dwoma paczkami żywności oraz lekami wysłano do Lwowa. Sporą rolę odgrywają struktury SEP działające w pobliżu granicy z Ukrainą organizując środki transportu pozyskane na Podkarpaciu (spora część tych ziem do dawne województwo lwowskie! W tym względzie nieocenioną pomoc i zaangażowanie wykazuje Kol. Bolesław Pałac z Rzeszowa oraz wielu aktywnych SEP-owców.

Podsumowując, dotychczas w ramach wyżej opisanych akcji, udało nam się zebrać ponad 323 tys. zł, z czego 165 tys. przekazano na humanitarną pomoc medyczną realizowaną przez fundację Siepomaga.pl. Za pozostałe zebrane środki finansowe naszych członków staramy się w miarę zapotrzebowania i możliwości

zakupywać i dostarczać niezbędną pomoc¹. Głównie są to agregaty prądowe, ale ostatnio również ratunkowe zestawy medyczne. SEP z Ukrainy otrzymuje liczne podziękowania.



Fot. 2. Zniszczenia linii niskiego napięcia i wielu stacji SN/nn

Ogrom zniszczeń na Ukrainie dotyczy urządzeń wszystkich poziomów napięć.



Fot. 3. Zniszczenia linii średniego napięcia oraz wywołane pożary na stacjach

¹ Wpłaty można dokonywać na konto Stowarzyszenia Elektryków Polskich, ul. Świętokrzyska 14, 00-050 Warszawa, Santander Bank Polska S.A. nr 17 1500 1777 1217 7011 1380 0000, dopisek „pomoc Ukrainie”. Jeżeli wpłata ma być przeznaczona na zakup agregatów, należy zamieścić stosowną adnotację w tytule przelewu. Dziękujemy!

Destrukcja niektórych konstrukcji wymaga po prostu zezłomowania.



Fot. 4. Zniszczenia słupów stalowych kratowych i betonowych

Od rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę mija półtora roku. Większość mniej lub więcej znająca Ukrainę śledzi konflikt i codziennie z niepokojem patrzy na wydarzenia. Nasze związki są silne historycznie, nawet stulecie naszego Stowarzyszenia Elektryków Polskich świętowano w 2019 roku we Lwowie. Na zaproszenie polskiej strony grupa energetyków uczestniczyła w Bielsku Białej w naszej pierwszej konferencji prac pod napięciem w 1988 roku. W ostatnich latach koledzy po fachu odwiedzali nasze Międzynarodowe Targi w Bielsku i brali udział w Energo Rodeo. Nagle te nasze kontakty przybrały nieoczekiwany zwrot. Wielu indywidualnie i dzięki różnym organizacjom wspiera walczącą Ukrainę. Nasze wysiłki są zarówno te mniej ujawniane, jak i te oficjalne wymagają weryfikacji co do skuteczności pomocy i ukierunkowania je na kierunki mniej nagłaśniane, np. szkolenia personelu, przebudowa i przywracanie zasilania, technologie wspomagające przebudowę niszczonego urządzeń itd.

Zainteresowanie Ukrainą ma też silne konteksty energetyczne w związku z wybudowanym historycznie (połowa lat 80. ub. wieku) połączeniem na poziomie 750 kV oraz partnerstwem gospodarczym, a także nieszczęsną awarią jądrową w Czarnobylu oczywiście jeszcze w strukturach Związku Radzieckiego i gospodarki RWPG. Warto wykorzystać ten moment aby zapoznać się z obecną sytuacją energetyczną zdając sobie sprawę co do możliwości dynamicznych i dziś nieprzewidywalnych wydarzeń. To nie tylko niszczenie fizycznej infrastruktury energetycznej, przerwanie zapory w Kachowce, ale problemy dostawy energii niezbędnej do funkcjonowania szpitali, telekomunikacji, zaopatrzenia w żywność, opał itd. Pamiętajmy, że ponad energią elektryczną produkowanej w Ukrainie przed wojną pochodziła z elektrowni jądrowych.

Natomiast 16 marca 2023 Ukraina została zsynchronizowana z siecią elektroenergetyczną Europy kontynentalnej, trwale żegnając się z systemami Rosji i Białorusi. Przyłączenie odbyło w trybie pilnym i awaryjnym. To ważny krok w kierunku trwałej współpracy z Unią Europejską, ale dziś w Ukrainie trwają przede wszystkim działania militarne, jak i wojna energetyczna i cybernetyczna. Jednak dalsze nasze polskie postępowanie

i zachowania są nie mniej ważne dla życia ludności cywilnej Ukrainy, Polski i Europy jako całości.



Fot. 5. Zaporoska Elektrownia Jądrowa i przerwana zapora w Kachowce

Kluczowe dane energetyczne [2]

Ukraina jest jednym z większych europejskich konsumentów energii. W 2020 r. zapotrzebowanie na energię pierwotną wyniosło 86,4 Mtoe, co – dla porównania – stanowiło 90% zapotrzebowania w Polsce.

Miks energetyczny Ukrainy jest zdywersyfikowany, a udział żadnego ze źródeł energii nie przekracza 30%. W 2020 r. węgiel pokrywał 26,4% potrzeb energetycznych, gaz ziemny 27,5%, a energetyka jądrowa 23,1%.



Rys. 1. Elektrownie w Ukrainie

Zależność od importu surowców energetycznych nie jest wysoka – w 2020 r. wyniosła 35,56%. Ukraina wydobywa wszystkie surowce kopalne używane w energetyce, produkując w 2020 r. 2,5 mln ton ropy naftowej, 12,7 Mtoe węgla oraz 15,8 Mtoe gazu ziemnego.

☑ Ważnym źródłem jest energia jądrowa – w 2019 r. wyprodukowano 154 TWh, tj. ponad połowę całej energii elektrycznej.

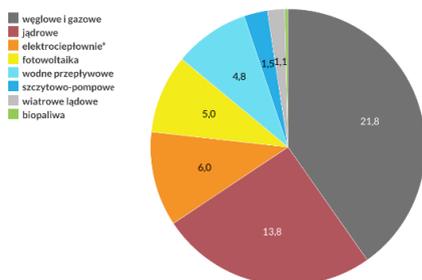
System elektroenergetyczny Ukrainy przed agresją Rosji

Ukraina to jeden z największych systemów elektroenergetycznych w Europie. W 2020 r. moc zainstalowana wyniosła 54,5 GW. Blisko połowa tych mocy to elektrownie ciepłone. Większość z nich wykorzystuje węgiel kamienny, głównie doniecki. W niewielkiej części elektrownie ciepłone spalają też gaz oraz mazut.

Charakterystyczna dla Ukrainy jest duża flota elektrowni jądrowych – w eksploatacji jest 15 bloków zlokalizowanych w czterech elektrowniach. Ich łączna moc zainstalowana wynosi 13 835 MW, co plasuje Ukrainę na trzecim miejscu w Europie (po Francji i Rosji).

Ukraina rozwija także odnawialne źródła energii. Na rzekach Dniepr i Dniestr funkcjonuje osiem elektrowni wodnych przepływowych. Rosnące znaczenie mają elektrownie fotowoltaiczne, biogazownie oraz farmy wiatrowe. Kraj posiada także trzy elektrownie szczytowo-pompowe.

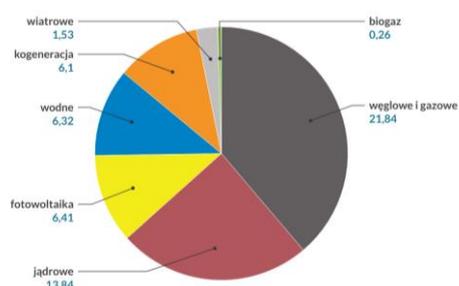
Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Ukrainie w 2020 r. [GW]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Państwowej Komisji Regulacyjnej ds. Energii i Długu Publicznych. *głównie gazowe



Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Ukrainie w 2022 r. [GW]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ukrenergo.

Rys. 2. Zmiana wykorzystania mocy zainstalowanych źródeł wytwórczych na Ukrainie w latach 2020 i 2022

Ponad połowa energii elektrycznej produkowanej w Ukrainie przed wojną pochodziła z elektrowni jądrowych. Istniejące elektrownie jądrowe w Ukrainie znajdują się w różnych częściach kraju.

Na południu zlokalizowane są Zaporoska Elektrownia Jądrowa i Południowoukraińska Elektrownia Jądrowa. Zaporoska elektrownia jądrowa (Obwód Zaporoski) jest największa nie tylko w Ukrainie, ale także w Europie. Moc zainstalowana to 6000 MW w sześciu reaktorach typu WWER. Południowoukraińska elektrownia jądrowa (Obwód Mikołajowski) odpowiada za 10% całej energii elektrycznej produkowanej w kraju.

Pozostałe dwie elektrownie jądrowe – Rowieńska oraz Chmielnicka – znajdują się w zachodniej Ukrainie i zapewniają energię elektryczną nie tylko na potrzeby krajowe, ale też na eksport (Węgry). Elektrownia jądrowa w Czarnobyli została zamknięta w 2000 r.

Kolejnym dużym źródłem wytwarzania energii elektrycznej w Ukrainie są elektrownie ciepłne. Największe z nich znajdują się we wschodniej i środkowej części kraju (Donieck, Ługańsk, Charków, Zaporozże, Dniepropietrowsk i inne). Niektóre elektrownie ciepłne znalazły się pod kontrolą samozwańczych republik – donieckiej i ługańskiej.

Pod względem zasobów geologicznych węgla kopalnego Ukraina zajmuje pierwsze miejsce w Europie oraz ósme na świecie, szacowane na około 34 miliardy ton, czyli 3,5% światowych zasobów. 11,3% ukraińskich złóż to antracyt. Jednak olbrzymia część ukraińskich zasobów antracytu, tj. 92,4% przypada na donieckie zagłębienie węglowe, które obecnie znajduje się częściowo na terenie nieuznawanych przez Ukrainę republik.

OZE

Z roku na rok w Ukrainie wzrastał udział energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych. Według danych Ministerstwa Energetyki Ukrainy, w ciągu 11 miesięcy 2021 roku z OZE wytworzono 11 TWh energii.

Największe elektrownie wiatrowe oraz słoneczne znajdują się na południu Ukrainy (obwód Mikołajów, Chersoń i Odessa), ze względu na sprzyjające warunki naturalne.

Od 2018 r. na terenie Czarnobylskiej Strefy Wykluczenia znajduje się duża farma słoneczna „Solar Chernobyl”, to wspólny projekt ukraińskiej Rodiny Energy Group, Ltd. oraz niemieckiej Enerparc AG. Ta farma o mocy 1 MW jest zaledwie sto metrów od sarkofagu. Składa się z 3800 paneli fotowoltaicznych zlokalizowanych na obszarze 1,6 ha. Energii produkowanej przez tę elektrownię wystarcza na pokrycie potrzeb średniej wielkości wsi lub około 2000 mieszkań.

W dniu 7 listopada 2018 r. rząd Ukrainy podjął decyzję o przeznaczeniu działek na terenie Strefy Wykluczenia pod budowę obiektów energetyki wiatrowej o łącznej powierzchni 7 hektarów. Tym samym Rada Ministrów Ukrainy miała umożliwić realizację 60 wniosków inwestorów z Danii, USA, Chin, Niemiec, Francji, Japonii o przydział gruntów w strefie wykluczenia w celu realizacji projektów energii odnawialnej.

Gaz

Ważnym składnikiem systemu energetycznego Ukrainy jest gaz, zarówno krajowy, jak i importowany. Na terenie kraju odbywa się produkcja przesył oraz tranzyt gazu.

Ukraina też sama zużywa surowiec. Od stycznia do października 2021 r. wolumen gazu wydobytego na Ukrainie wyniósł 16,4 mld m³ (dla porównania Polska zużywa teraz ok. 20 mld m³).

Przez wiele lat Ukraina była największym krajem tranzytowym dla rosyjskiego gazu. Tranzyt gazu ziemnego przez Ukrainę w ciągu 10 miesięcy 2021 r. wyniósł 35,3 mld m³, a średnia dzienna wielkość: 115,9 mln m³. Do Słowacji trafiło 80% przesyłanego przez terytorium Ukrainy gazu, tj. 2,4 mld m³, na Węgry – 6,8 mld m³, do Polski – 3,2 mld m³, do Mołdawii – 2,4 mld m³, do Rumunii – 0,4 mld m³.

Ukraina przez lata była jednym z największych odbiorców rosyjskiego gazu. W 2013 r. zużyła 50,4 mld m³ gazu, z czego blisko 60% pochodziło z Rosji. W kolejnych latach świadomie prowadzona polityka doprowadziła do zmniejszenia konsumpcji gazu do niecałych 30 mld m³ i całkowitej eliminacji importu z Rosji.

Ukraińska energetyka w warunkach inwazji Federacji Rosyjskiej

Początek wojny jest początkiem ostrzału i zajęcia przez wojska rosyjskie kluczowych obiektów energetycznych Ukrainy. 24 lutego 2022 roku, w pierwszym dniu wojny, Ukraina poinformowała Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (IAEA) o faktycznej utracie kontroli nad obiektami jądrowymi i radiacyjnymi na terenie Czarnobylskiej Strefy Wykluczenia oraz wzroście poziomu promieniowania.

Takie agresywne działania ze strony Federacji Rosyjskiej są bezpośrednim naruszeniem art. 56 Protokołu dodatkowego do konwencji genewskich z dnia 12 sierpnia 1949 r.: „*Instalacje i konstrukcje, zawierające niebezpieczne siły, a mianowicie tamy, zapory i elektrownie jądrowe, nie powinny być atakowane nawet w przypadkach, jeśli takie obiekty są obiektami wojskowymi, jeśli taki atak mógł by spowodować uwolnienie niebezpiecznych sił i późniejszym czasie ciężkich ofiar wśród ludności cywilnej*”. Rosja wielokrotnie jeszcze przed wojną z Ukrainą, naruszała normy prawa międzynarodowego i nie była przed nikim ani niczym odpowiedzialna.

Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej przestała otrzymywać obowiązkowe dane z systemu monitorowania bezpieczeństwa na terytorium elektrowni w Czarnobylu. Obecnie promieniowanie jest w normie, zgodnie z informacją SEE „Ecocenter”, czyli państwowego przedsiębiorstwa odpowiedzialnego za monitorowanie radiacji w Strefie Wykluczenia. Zarejestrowano w niej nadmierne poziomy dawki promieniowania gamma, ale są one związane z naruszeniem górnej warstwy gleby z powodu przemieszczania dużej ilości ciężkiego sprzętu wojskowego i podnoszenia się skażonego pyłu radioaktywnego do powietrza.

Jednak oficjalnie pod sarkofagiem w magazynach wypalonego paliwa jądrowego ISF-1 i ISF-2 znajduje się ponad 22 tys. zespołów paliwowych. Jeśli rosyjskie przywództwo zdecyduje się w jakiś sposób likwidować ten sarkofag, wówczas znaczna ilość plutonu-239 może zamienić się w bombę atomową.

W dniu 4 marca 2022 r. siły zbrojne Federacji Rosyjskiej ostrzelały zaporoską elektrownię jądrową, powodując pożar na jej terenie. Został on ugaszony, jednak teren elektrowni jądrowej Zaporozże jest okupowany przez rosyjskie siły zbrojne. Do tej pory personel jest na swoich miejscach pracy, monitoruje stan bloków energetycznych i zapewnia ich pracę.

W sobotę 12 marca Rafael Mariano Grossi, szef Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, powiedział, że Rosja planuje ustanowić stałą kontrolę Rosatomu nad zaporoską elektrownią atomową. Według oficjalnych informacji Państwowej Inspekcji Regulacji Jądrowej w Ukrainie, przedstawiciele Rosatomu już znajdują się na terytorium tej elektrowni.

Na terenach, na których obecnie prowadzone są aktywne działania wojskowe (obwód zaporoski oraz charkowski) zlokalizowane są elektrownie ciepłe konwencjonalne. Sytuacja w elektrowniach oraz elektrociepłowniach ulega ciągłym zmianom, niektóre z nich znajdują się pod ostrzałem i dochodzi do pożarów, które w każdej chwili mogą wyrządzić wielką szkodę życiu i zdrowiu ludzkiemu oraz środowisku.

Dziś najbardziej niebezpieczna sytuacja panuje w milionowych miastach Ukrainy – Kijowie i Charkowie, w których znajdują się potężne elektrociepłownie. W Kijowie zlokalizowana jest duża elektrownia ciepła – Trypilska, gdzie w wyniku ostrzału przez wojska rosyjskie okresowo zdarzają się pożary, ale na razie sytuacja jest pod kontrolą ukraińskiej Służby ds. Sytuacji Nadzwyczajnych.

Dla Ukrainy niezwykle ważne jest obecnie pozyskanie dużej ilości węgla, aby zapewnić funkcjonowanie elektrowni i produkcję energii elektrycznej w celu dostarczenia jej ludności.

Właśnie dlatego dla Ukrainy kwestia zjednoczenia terytorium kraju jest nie tylko sprawą polityczną, ale także kwestią bezpieczeństwa energetycznego – główne elektrownie ciepłe są zlokalizowane we wschodniej i środkowej części Ukrainy, a złoża węgla wysokokalorycznego (antracytu) znajdują się na terytorium niekontrolowanym przez Ukrainę. Pierwszym krokiem w kierunku zapewnienia funkcjonowania systemu energetycznego Ukrainy jest zachowanie jedności wszystkich regionów.

Z powodu uszkodzeń infrastruktury elektroenergetycznej, na dzień 16 marca 2022 roku ponad 1 679 miejscowości ukraińskich pozostało bez prądu – to około 928 000 odbiorców. Najtrudniejsza sytuacja z dostawami energii elektrycznej jest w obwodach sumskim, czernihowskim, mikołajowskim, kijowskim i donieckim.

Podsumowanie

Główne uderzenia wojsk rosyjskich w pierwszych minutach wojny były skierowane zarówno do obiektów wojskowych, jak i energetycznych. Świadczy to o wysokim znaczeniu poprawnego funkcjonowania systemu energetycznego dla zapewnienia żywotności kraju. Tak więc w Ukrainie trwają dziś zarówno działania militarne, jak i wojna

energetyczna, co właśnie jest nie mniej ważne dla zachowania życia ludności cywilnej Ukrainy i Europy jako całości.

Agresja Rosji na Ukrainę zbiegła się w czasie z przygotowaniem do odłączenia od rosyjskiego i białoruskiego systemu elektroenergetycznego i przyłączenia do europejskiej sieci ENTSO-E. Synchronizacja miała nastąpić w 2023 r. W dniu wybuchu wojny system ukraiński działał w izolacji od rosyjskiego i białoruskiego. Taki test miał trwać 24 godziny. Ukraińcy nie zdecydowali się na ponowne przyłączenie, a już 27 lutego złożyli wniosek do ENSTO-E o pilną i awaryjną synchronizację z systemem europejskim. Synchronizując Ukrainę i Mołdawię z Europą kontynentalną, nasi europejscy partnerzy dołożyli wszelkich starań, aby elektroenergetyka była obszarem trwałej integracji!

Zakres pomocy i zaangażowania w rozwiązania techniczne jest wysiłkiem i dobrą wolą energetyków i elektryków, i pokrewnych specjalizacji. Korzyść ze współpracy z Ukrainą może być dla naszego kraju pożyteczna, zwłaszcza jeśli przystąpimy do rozwoju energetyki jądrowej. Najważniejsze jest jednak zakończenie tej wojny co powinno być ważne dla każdego z nas.

Literatura

- [1] Sushyk O., *System elektroenergetyczny Ukrainy: pokój i wojna*, www.cire.pl, artykuł dla Forum Energii, 2023 [pobrano: 19.03.2022].

Mateusz RAŻNY, Łukasz SOŁTYSEK,
Dominik MAMCARZ, Jerzy SZCZEPANIK

Politechnika Krakowska, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej,
Katedra Inżynierii Elektrycznej

Radosław DUDZIK
ABB Sp. z o.o.

ANALIZA PORÓWNAWCZA DOKŁADNOŚCI SENSORÓW Z OTWARTYM ORAZ ZAMKNIĘTYM RDZENIEM STOSOWANYCH W SYSTEMACH BMS

W referacie zostały zaprezentowane możliwości systemu pomiarowego służącego do monitorowania opartego na czujnikach pomiarowych z zamkniętym i z otwartym rdzeniem. Została przeprowadzona szczegółowa analiza porównawcza, mająca na celu określić różnicę w pomiarach przy użyciu wyżej wymienionych czujników. Jako urządzenie wzorcowe został zastosowany analizator parametrów sieci. W rezultacie uzyskane dane pozwoliły ocenić skalę różnicy w dokładności pomiarowej tych sensorów, a czytelnikowi ułatwić wybór preferowanego rozwiązania znając wyniki końcowe pomiarów.

1. Wprowadzenie

W dobie dynamicznie postępujących zmian klimatycznych oraz napiętej sytuacji geopolitycznej w Europie, coraz częściej zwraca się uwagę na zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej, będącej fundamentem naszego codziennego życia. W konsekwencji wszystkie Państwa dążą do obniżenia zużycia energii elektrycznej jak również do monitorowania jej zużycia nie tylko z poziomu całego obiektu, ale poszczególnych urządzeń. Dążenie się do gromadzenia informacji z czujników w formie cyfrowej umożliwia prowadzenie analiz zapotrzebowania energetycznego poszczególnych urządzeń. Ogólne zapisy wymogów w zakresie gromadzenia danych, ich dostępności oraz możliwości poddawania późniejszej analizie zostały zapisane w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego, co pokazuje wyzwania jakie stoją przed poszczególnymi Państwami Wspólnoty [1]. Problemem może się okazać różne podejście dostawców poszczególnych komponentów do gromadzenia danych w systemach IoT, a tym samym wymiana danych pomiędzy nimi. W konsekwencji wyzwaniem staje się wybór odpowiedniego rozwiązania projektowego w kontekście dostawcy systemu sterowania czy monitoringu, które umożli-

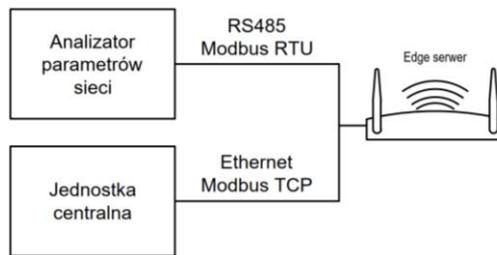
wia odpowiednia agregacje danych do ich oceny. Należy zaznaczyć, że inne mogą być wymagania stawiane urządzeniom związanych z układami zabezpieczeń i monitoringu odbiorów kluczowych (standard komunikacji PROFINET [2], IEC61850 [3]), gdzie czas reakcji zadziałania jest tutaj kluczowy, a inny będzie dla urządzeń, których głównym zadaniem jest monitorowanie zapotrzebowania na energię elektryczną. W niniejszym artykule autorzy skupiają się na analizie dokładności pomiarowej sensorów pomiarowych z otwartym oraz zamkniętym rdzeniem. Urządzeniem nadzorczym będzie jednostka centralna zbierająca dane z sensorów pomiarowych, z której będą odczytywane dane pomiarowe. Jako pomiar odniesienia wykorzystany został analizatora parametrów sieci FLUKE. Warto zwrócić uwagę, iż systemy takie mają szersze możliwości diagnostyczne (nie tylko pomiarowe), co zostało pokazane w artykule poświęconym układom monitorowania sygnalizacji zadziałania zabezpieczenia liniowego (niesterowalnego) [4].

2. Akwizycja i transmisja danych w systemach zarządzania obiektami

Systemy zarządzania obiektami przemysłowymi posiadają rozbudowaną strukturę zasilania, a co za tym idzie – szereg różnych czujników, które stanowią nieodzowną część układu diagnostycznego procesu technologicznego. Ze względu na ich zróżnicowanie oraz decentralizację poziomów zasilania, lokalizacja poszczególnych czujników jest uzależniona od infrastruktury zasilającej. W celu zwiększenia niezawodności systemów akwizycji danych z czujników pomiarowych w obiektach przemysłowych wykorzystuje się standardy przemysłowych sieci w oparciu o protokoły komunikacyjne zapewniające stabilną i bezpieczną wymianę danych. Najbardziej rozpowszechnionymi standardami są protokoły Modbus [5], Profibus [6], jednakże ze względu na ich ograniczenia obecnie stosuje się w nowych aplikacjach Profinet [7]. Jedną z głównych jego cech w porównaniu do starszych protokołów, o których była mowa jest fakt, iż Profinet jest siecią typu Real Time (czasu rzeczywistego) [8]. Pozwala to z dużą dokładnością liczoną w milisekundach określić czas w jakim dane zdarzenie miało miejsce. Zazwyczaj protokoły z znacznikiem czasu rzeczywistego stosowane są w układach automatyki zabezpieczeń napędów niskiego napięcia [9], bądź to w układach automatyki zabezpieczeń wyposażonych w przekaźniki zabezpieczeniowe [10]. Jednakże nie wszystkie urządzenia wymagają tak dokładnego i szybkiego czasu reakcji. W przypadku urządzeń pomiarowych do analizy zużycia energii elektrycznej duża częstotliwość i szybkość transmisji informacji nie jest wymagana. Dlatego też dla tego typu urządzeń dalej stosuje klasyczne protokoły, takie jak Modbus.

Wymienione protokoły są oparte o architekturę Master–Slave [11], której zasada działania opiera się o podłączenie urządzeń podrzędnych Slave do urządzenia nadrzędnego Master. Dane przesłane do urządzenia nadrzędnego mogą zostać zapisane i poddane analizie pod kątem anomalii dotyczących rozbieżności wyników przykła-

dowo względem wzorcowych parametrów wprowadzonych przez administratora lub danych historycznych z wybranego okresu. Również jest możliwość agregacji danych z kilku czujników tego samego typu w celu uzyskania szybkiego raportu dotyczącego przykładowo zużycia energii poprzez dane urządzenie bądź grupę urządzeń pracujących w tym samym czasie. W nowoczesnych aplikacjach dane te nie są już przechowywane w lokalnych serwerowniach danego przedsiębiorstwa, lecz są gromadzone w usługach chmurowych [12]. Pozwala to badać szerzej infrastrukturę technologiczną oraz dokonywać predykcji zdarzeń [13]. W zaproponowanym rozwiązaniu, które zostanie bliżej opisane w rozdziale 4 zastosowano protokół Modbus komunikujący się poprzez łącze szeregowe RS-485 (w przypadku Analizatora Parametrów Sieci), oraz Modbus TCP (w przypadku Jednostki Centralnej), co zostało pokazane na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat akwizycji danych w zaprojektowanym układzie

3. Przekładników prądowych stosowanych w pomiarach

Przekładniki prądowe (sensory) dostępne na rynku cechują się różnymi parametrami, budową i klasą dokładności pomiarowej. Najczęściej spotykane na rynku posiadają klasę dokładności rzędu 0.2 S oraz 0.5 S. Przekładniki specjalne S są urządzeniami zaprojektowanymi w sposób pozwalający na osiągnięcie procentowego błędu prądowego przekładni o wartości maksymalnie 0.2 i 0.5. Granica błędu jest osiągana przez urządzenia tej klasy już od 20% do 120% wartości prądu znamionowego przekładnika [14]. Na rynku spotkamy również przekładniki prądowe o niższych klasach dokładności w wykonaniu standardowym, jednak w głównej mierze obecnie stosuje się opisane wyżej klasy dokładności [15]. Instalacja lub wymiana przekładników prądowych wiąże się najczęściej z przerwą technologiczną w celu wyłączenia zasilania oraz montaż nowych. Dlatego też w zależności od przeznaczenia oraz dokładności pomiarów jest możliwość stosowania przekładników prądowych z otwartym rdzeniem [16] (w zakresie odbiorów o niskim prądzie nazywanych przez producentów często sensorami). Rozwiązania te stosuje się w odbiorach liniowych dedykowanych pomiarom małej mocy.

W przypadku pomiarów tymczasowych, dorywczych oraz w sytuacjach gdy chcemy zmierzyć szeroki zakres prądów stosuje się Cewki Rogowskiego [17], których mon-

taż w celu dokonania pomiarów jest szybkie i w większości przypadków bezinwazyjne. Umożliwiają one pomiar prądów rzędu 10 kA w sieciach niskiego napięcia [18]. Cewki Rogowskiego mogą być wykonane w klasie dokładności 0.2, czyli porównywalnej do tej osiągniętej przez przekładniki prądowe.

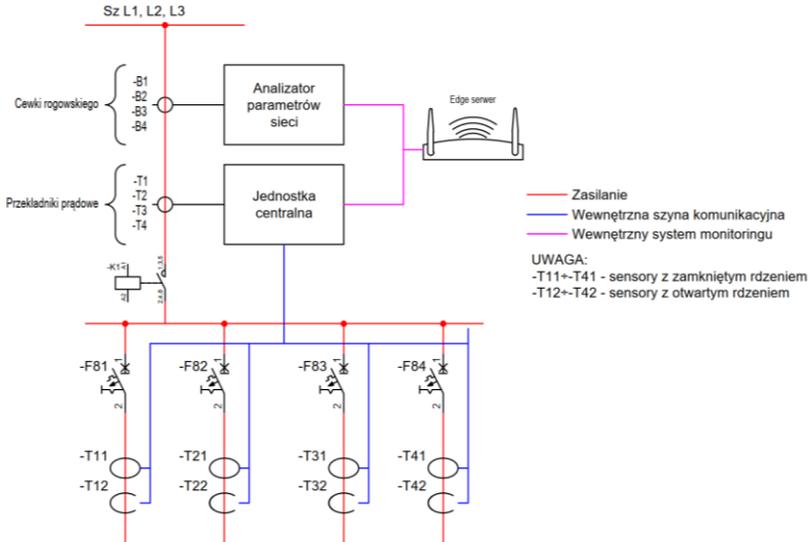
Sensory pomiarowe których analiza zostanie omówiona w niniejszym artykule, stanowią jeden z elementów projektowanej stacji diagnostyczno-pomiarowej umożliwiając akwizycję danych w istniejących instalacjach elektrycznych z klasą dokładności pomiarowej 0.5 oraz zapewniają rozdzielczość wykonywania pomiarów 10 mA dla prądów znamionowych sensorów od 20 do 160 A [19]. Sensory w zależności od zakresu pomiarowego mają niewielkie rozmiary, co pozwala zlokalizowanie ich w szafie zasilającej odbiory, których monitoring jest wymagany.

4. Stanowisko badawcze

W artykule skupiono się na analizie porównawczej sensorów pomiarowych, jednakże zbudowane stanowisko badawcze posiada szersze zastosowanie. Zaprojektowanie oraz wykonanie „Mobilnej stacji diagnostyczno-pomiarowej”, której celem jest poszerzenie możliwości diagnostycznej odbiorów końcowych małej mocy. Rozwiązanie to może mieć zastosowanie w obiektach, gdzie występuje decentralizacja układu zasilania i nie jesteśmy w stanie z przyczyn technologiczno-ekonomicznych dokonywać pomiarów w sposób ciągły. Stacja ta umożliwia okresowe podłączenie do istniejącej infrastruktury obiektu, gdzie trendy zapotrzebowania na moc w procesie technologicznym są powtarzalne. Wyniki uzyskane z sensorów pozwolą dokonać analizy danego trendu i przewidzieć, jak zachowują się dane urządzenia podczas pracy. Zaprojektowany system umożliwi również ocenę dokładności sensorów przez samego użytkownika, w zależności od warunków jakie panują na obiekcie. Dlatego też w niniejszym artykule został poruszony aspekt dokładności pomiarowej sensorów z otwartym i zamkniętym rdzeniem. Na podstawie oszacowanych wyników, autorzy pokazują różne scenariusze odczytów danych z sensorów (pomiaru przy różnych wartościach prądu). Wybierając sensory z zamkniętym rdzeniem musimy wyłączyć zasilanie dla rozdzielnic, którą chcemy opomiarować w celu zamontowania na poszczególnych odbiorach sensorów pomiarowych, które będą poddawane analizie. W przypadku sensorów z otwartym rdzeniem, nie jest konieczna tak długotrwała przerwa w działaniu całego układu. W obu przypadkach jest konieczność podłączenia przekładników prądowych do jednostki centralnej układu pomiarowego. Pozwala to na szerszą diagnostykę odbiorów zasilanych przez układ monitoringu tych odbiorów.

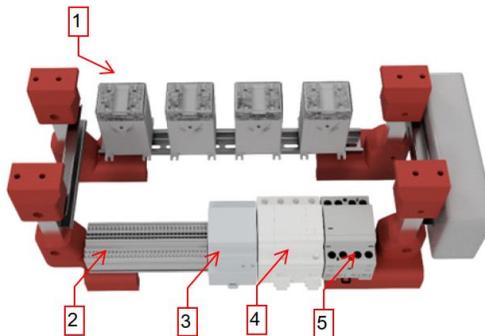
W skład układu pomiarowego będzie wchodził Analizator parametrów sieci z cewkami Rogowskiego zbierający dane z wszystkich urządzeń podłączonych do mobilnej stacji diagnostyczno-pomiarowej, oraz Jednostka Centralna Układu Monitorowania z indywidualnymi sensorami dla każdego z odbiorów (w linii zasilania każdego odbioru będą

dwa sensory zamkniętym i otwartym rdzeniem). Dane z urządzeń są wysyłane do usługi chmurowej poprzez dedykowaną bramkę wyposażoną w złącze Ethernet oraz SIM (GSM/LTE). Uproszczony schemat ideowy został pokazany na rysunku 2.



Rys. 2. Schemat uproszczony „Mobilnej stacji diagnostyczno-pomiarowej”

Na rysunkach 3 i 4 został zaprezentowany model 3D mobilnej stacji pomiarowej na której zostały wykonane badania. Projektowana konstrukcja posiada dwa poziomy.

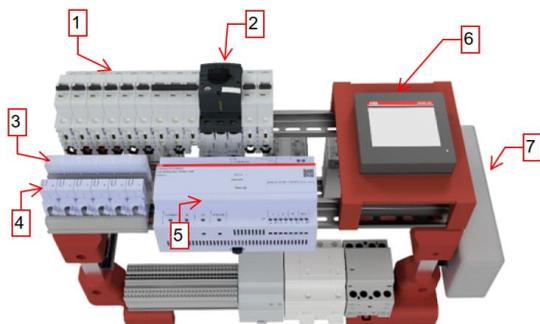


Rys. 3. Poziom pierwszy projektowanego układu

Na poziomie pierwszym znajdują się urządzenia:

1. Przekładniki prądowe, które należy podłączyć do jednostki centralnej;
2. Listwy zaciskowe;
3. Zasilacz 24VDC;

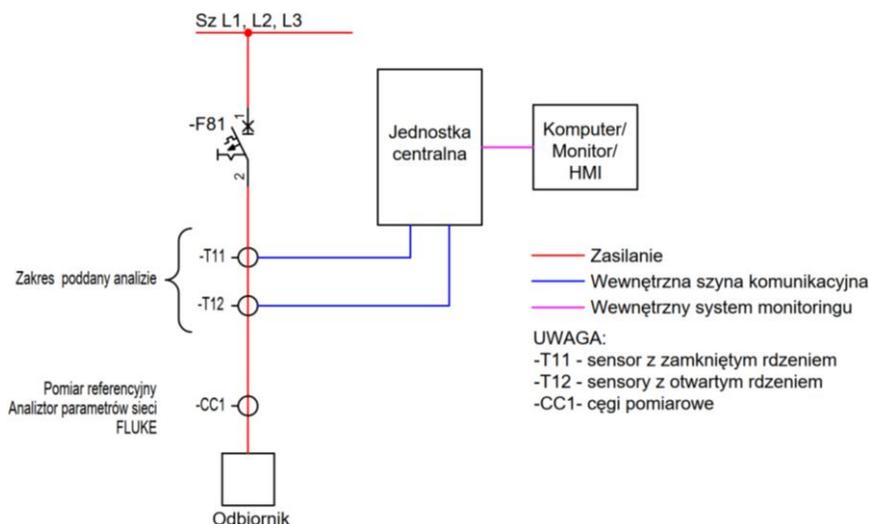
4. Ogranicznik przepięć;
5. Stycznik.



Rys. 4. Poziom drugi projektowanego układu

Na poziomie drugim znajdują się urządzenia:

1. Zabezpieczenia urządzeń wewnętrznych oraz odbiorów końcowych;
2. Wyłącznik silnikowy do zabezpieczenia obwodów napięciowych Analizatora parametrów sieci;
3. Sensory pomiarowe z zamkniętym rdzeniem (górny rząd);
4. Sensory pomiarowe z otwartym rdzeniem (dolny rząd);
5. Jednostka centralna;
6. Analizator parametrów sieci;
7. Edge Hub – Gateway.



Rys. 5. Schemat uproszczony stanowiska badawczego

W celu przeprowadzenia badań układ pomiarowy został uproszczony. Zawiera on jeden sensor z zamkniętym rdzeniem ($-T_{11}$) oraz otwartym rdzeniem ($-T_{12}$). Jako pomiar referencyjny zastosowano Analizator parametrów sieci firmy FLUKE z dedykowanymi cęgami pomiarowymi również tej marki, co pokazano na rysunku 5.

5. Analiza porównawcza badanych sensorów

Do pomiaru referencyjnego został użyty analizator jakości energii elektrycznej FLUKE 435-II, wyposażony w cęgi prądowe FLUKE ac i1000s. Dokładność dla tego przyrządu wynosi dla pomiaru na zakresie:

10 A: 3% wartości odczytanej ± 10 mV;

100 A: 2% wartości odczytanej ± 5 mV.

z zakresem przenoszenia od 5 Hz do 100 kHz. Pomiaru analizatorem FLUKE są zgodne z normą EN 61000-4-30:2015 co do stosowanych metod oraz normą EN 50160 dotyczącą pomiarów jakości energii elektrycznej.

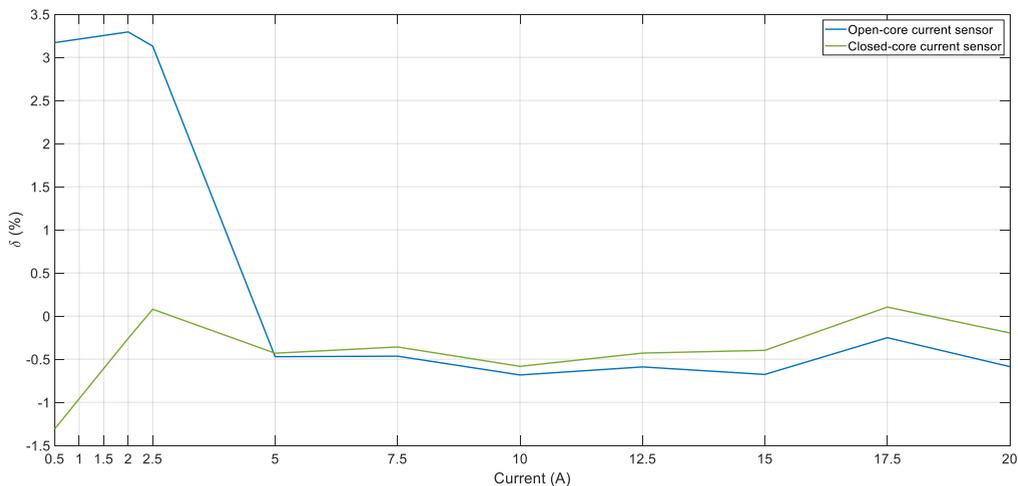
Tabela 1. Wyniki pomiarów – wartości uśrednione z 5 pomiarów

Lp.	I_{CC1} [A] (Fluke 435-II)	I_{T12} [A] (CMS 122)	I_{T11} [A] (CMS 102)
1	0,537025	0,520	0,530
2	2,043270	2,050	2,038
3	2,486065	2,564	2,488
4	4,973420	4,950	4,952
5	7,500900	7,466	7,474
6	10,000330	9,932	9,942
7	12,463535	12,390	12,410
8	15,025735	14,924	14,966
9	17,477810	17,434	17,496
10	19,941100	19,824	19,902

Źródło: Opracowanie własne.

W tabeli 1 zestawiono otrzymane wyniki wartości prądu zmierzone różnymi przyrządami. Obliczając na ich podstawie wartości błędu względnego dla sensorów z otwartym i zamkniętym rdzeniem, można zauważyć, że dla wartości prądu mniejszej od $0,25I_n$, błąd ten przyjmuje znaczne wartości dla sensorów posiadających otwarty rdzeń (rysunek 6). Z kolei dla przedziału mierzonego prądu od $0,25I_n$ do $1I_n$ wartość błędu oscyluje w granicach 0,5%.

Dla małych wartości mierzonego prądu wzrost błędu pomiarowego dla sensorów z otwartym rdzeniem jest spowodowane, większą podatnością na zakłócenia mierzonego sygnału oraz zamykaniem części wytworzonego strumienia w powietrzu. Niemniej jednak tego typu sensory dają możliwość łatwej instalacji w działających instalacjach elektrycznych, bez konieczności rozłączania obwodu.



Rys. 6. Przebieg wartości błędu względnego badanych sensorów CMS

6. Wnioski

Zjawisko nieliniowości, progu czułości oraz zmiany czułości mają istotny wpływ na charakterystyki statyczne sensorów oraz torów pomiarowych. W przypadku badanych sensorów, zwłaszcza z otwartym rdzeniem, na wzrost wartości błędu pomiarowego dla prądów mniejszych od $0,25I_n$, miał próg czułości sensora. Dla układów z otwartym rdzeniem wytworzony strumień magnetyczny dla niewielkich prądów jest silniej rozpraszany, niż ma to miejsce w zamkniętym rdzeniu.

Stosowanie sensorów, które stanowią połączenie czujnika, kondycjonera i przetworznika sygnału, pozwalają na znaczne uproszczenie układu pomiarowego. Cyfrowa magistrała komunikacyjna pomiędzy sensorem, a urządzeniem do agregacji danych, pozwala na ograniczenie wpływu czynników zewnętrznych mogących dodatkowo wpływać na błąd pomiaru oraz na redukcję okablowania.

Opomiarowanie odpływów poszczególnych odbiorników, ma ogromne znaczenie w dobie rozwijającej się automatyki budynkowej. Jest to tam niezbędne w celu optymalizacji zużycia energii elektrycznej, bezpieczeństwa oraz zapewnienia komfortu użytkowników.

Literatura

- [1] Dyrektywa parlamentu europejskiego i rady zmieniająca dyrektywę 2013/34/UE, dyrektywę 2004/109/WE, dyrektywę 2006/43/WE oraz rozporządzenie (UE) nr 537/2014 w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju, Bruksela, dnia 21.4.2021 r.
- [2] Feld J., *PROFINET – scalable factory communication for all applications*, IEEE International Workshop on Factory Communication Systems, 2004. Proceedings, Vienna, Austria, 2004, pp. 33–38, doi: 10.1109/WFCS.2004.1377673.
- [3] Wester C., Adamiak M., Vico J., *IEC61850 protocol – practical applications in industrial facilities*, 2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Orlando, FL, USA, 2011, pp. 1–7, doi: 10.1109/IAS.2011.6074474.
- [4] Sołtysek Ł., Dudzik R., *Monitoring oraz wstępna diagnostyka odbiorów zasilanych z rozdzielnic cyfrowych zgodnych z Przemysłem 4.0*, Przegląd Elektrotechniczny, 2023, 1.
- [5] You W., Ge H., *Design and Implementation of Modbus Protocol for Intelligent Building Security*, 2019 IEEE 19th International Conference on Communication Technology (ICCT), Xi'an, China, 2019, pp. 420–423, doi: 10.1109/ICCT46805.2019.8946996.
- [6] Kjellsson J., Vallestad A. E., Steigmann R., Dzung D., *Integration of a Wireless I/O Interface for PROFIBUS and PROFINET for Factory Automation*, [in:] IEEE Transactions on Industrial Electronics, Oct. 2009, Vol. 56, No. 10, pp. 4279–4287, doi: 10.1109/TIE.2009.2017098.
- [7] Dias A.L., Sestito G.S., Turcato A.C., Brandão D., *Panorama, challenges and opportunities in PROFINET protocol research*, 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), Sao Paulo, Brazil, 2018, pp. 186–193, doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627173.
- [8] Kleines H., Detert S., Drochner M., Suxdorf F., *Performance Aspects of PROFINET IO*, [in:] IEEE Transactions on Nuclear Science, Feb. 2008, Vol. 55, No. 1, pp. 290–294, doi: 10.1109/TNS.2007.914032.
- [9] Sołtysek Ł., Szczepanik J., Dudzik R., Sułowicz M., Schwung A., *Protection and Control Standards with Auto Diagnosis for the Motor in Low-Voltage Switchgear According to Industry 4.0*, Electronics, 2021 10(23), 2993, <https://doi.org/10.3390/electronics10232993>
- [10] Ali I., Hussain S.M.S., Tak A., Ustun T.S., *Communication Modeling for Differential Protection in IEC-61850-Based Substations*, [in:] IEEE Transactions on Industry Applications, Jan.–Feb. 2018, Vol. 54, No. 1, pp. 135–142, doi: 10.1109/TIA.2017.2740301.
- [11] Thomas G., *Introduction to the Modbus Protocol*, The Extension, Vol. 9, Issue 4, 2008.
- [12] Gurjanov A., Zakoldaev D., Shukalov A., Zharinov I., *Cloud services of digital and smart factories of the Industry 4.0*, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, doi: 10.1088/1757-899X/497/1/012042.
- [13] Brik B., Bettayeb B., Sahnoun M., Duval F., *Towards Predicting System Disruption in Industry 4.0: Machine Learning-Based Approach*, Procedia Computer Science, 2019, Vol. 151, pp. 667–674.
- [14] Adamczewska D., Borowska-Banaś I., Jałmużny W., *Projektowanie przekładników prądowych klasy S*, Przegląd Elektrotechniczny, 2017, 11.
- [15] Kaczmarek M., *Badanie charakterystyk transformacji indukcyjnego przekładnika prądowego z rdzeniem toroidalnym Ni80Fe20 dla sinusoidalnych prądów o częstotliwościach 50 Hz–20 kHz*, Przegląd Elektrotechniczny, 2011, 11.
- [16] CMS – Circuit Monitoring System, <https://library.e.abb.com/public/aedcf70449bc4d659ff5e3d850c40c8a/CMS-700%20brochure-dpi.pdf?x-sign=6Qh250ILwMUFz2ZrkkMEzxb9nlo35LkfTeAW4kvVH5vjKM0lzXpod8FxbHgKcXaA> [dostęp: 15.07.2023].
- [17] Lisowiec A., *Metoda pomiaru parametrów cewki Rogowskiego*, <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-d6a8ca72-e02a-403f-99b7-e425b0eb9910/c/Lisowiec.pdf> [dostęp: 15.07.2023].

- [18] *Cewki Rogowskiego*, https://astat.pl/pliki/Energetyka_i_miernictwo/Cewki_Rogowskiego/broszura-cewki_rogowskiego.pdf [dostęp: 15.07.2023]
- [19] *CMS Sensors – Technical Specification*, ABB [dostęp: 15.07.2023].

Marcin ORZECZOWSKI

ABB Sp. z o.o.

WPLYW TEMERATURY NA BEZPIECZEŃSTWO EKSPLOATACJI ROZDZIELNIC NISKIEGO NAPIĘCIA

W normie PN-EN 61439-1 [2] to wytwórca pierwotny [1] (producent komponentów) wraz z wytwórcą zestawu [2] (prefabrykatorem) ponoszą odpowiedzialność za urządzenie jakim jest rozdzielnica. PN-EN 61439-1 określa, że rozdzielnica jest budowana na podstawie UZGODNIEN [2], [3] pomiędzy wytwórcą zestawu (prefabrykatorem) a użytkownikiem. W myśl normy [2] UZGODNIENIEM jest projekt oraz ewentualne ustalenia dodatkowe między zamawiającym, a prefabrykatorem. W tym miejscu należy zadać sobie pytanie: jeśli został opracowany projekt dla danej rozdzielnicy i jest norma przedmiotowa na urządzenie (rozdzielnicę) oraz poszczególne elementy, które wchodzi w jej skład (aparaty elektryczne, przewody itd.), to gdzie występuje potencjalne zagrożenie? Kluczową kwestią jest właśnie UZGODNIENIE. Poniżej zostaną przedstawione przykłady, które wyjaśnią znaczenie UZGODNIENIA w kontekście problemu wpływu temperatury na pracę wyposażenia rozdzielnicy.

1. Wprowadzenie

Rozdzielnica niskiego napięcia powinna być zaprojektowana a następnie wykonana w zależności od jej przeznaczenia zgodnie z wieloarkusową normą PN-EN 61439 „Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe” [2]–[6]. Normę PN-EN 61439 „Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe” określa się jako produktową i jest dedykowana głównie dla producentów rozdzielnic.

W normie PN-EN 61439-1 [2] to wytwórca pierwotny [1] (producent komponentów) wraz z wytwórcą zestawu [2] (prefabrykatorem) odpowiadają za urządzenie jakim jest rozdzielnica (norma [2] posługuje się określeniem – ZESTAW). PN-EN 61439-1 określa, że rozdzielnica jest budowana na podstawie **UZGODNIEN** [2], [3] między wytwórcą zestawu (prefabrykatorem) a użytkownikiem. W tym przypadku użytkownikiem jest: inwestor, projektant, kierownik robót i/lub inspektor nadzoru. Natomiast UZGODNIENIEM jest oczywiście projekt oraz ewentualne ustalenia dodatkowe.

Należy podkreślić, że żaden z zeszytów normy PN-EN 61439 [2]–[6] nie został przywołany w aktach prawnych obowiązujących na terenie Polski. Zatem norma ma charakter zasady wiedzy technicznej [1]. Ponadto przywołane w normie [2] podmioty: pierwotny wytwórca i wytwórca zestawu są jedynie dostawcami rozdzielnic(-y) (ZESTAWU/-ÓW) tym samym nie ponoszą odpowiedzialności za proces budowlany z punktu widzenia Ustawy

Prawo Budowlane [1] – są tylko dostawcami urządzenia. Taką odpowiedzialność ponosi w tym przypadku inwestor, projektant, kierownik robót, inspektor nadzoru itd. (użytkownik według [2]).

W tym miejscu należy zadać sobie pytanie: jeśli został opracowany projekt dla danej rozdzielniczy, oraz dostępna jest norma przedmiotowa na urządzenie (rozdzielnicę) oraz poszczególne elementy, które wchodzi w jej skład (aparatury elektryczne, przewody itd.) to, gdzie występuje potencjalne zagrożenie? Kluczem do odpowiedzi jest słowo **UZGODNIENIE**.

Tabela 1. Fragment Załącznika C (informacyjnego) „Szablon informacji użytkownika” [2]

Cechy	Podrozdział lub rozdział odniesienia	Konfiguracja domyślna ^b	Opcje podane w normie	Wymaganie użytkownika ^a
Układ elektryczny				
Układ uzziemienia	5.6, 8.4.3.1, 8.4.3.2.3, 8.6.2, 10.5, 11.4	Normy producenta, dobrane do lokalnych wymagań	TT / TN-C / TN-C-S / IT, TN-S	
Napięcie nominalne (V)	3.8.9.1, 5.2.1, 8.5.3	Lokalne, zgodne z warunkami instalacji	max 1 000 V a.c. lub 1 500 V d.c.	
Przebiegi przejściowe	5.2.4, 8.5.3, 9.1, Załącznik G	Określone przez elektryczny system zasilania	Kategoria przepięć I / II / III / IV	
Przebiegi dorywcze	9.1	Nominalne napięcie systemu + 1 200 V	Brak	
Częstotliwość znamionowa f_n (Hz)	3.8.12, 5.5, 8.5.3, 10.10.2.3, 10.11.5.4	Zgodnie z lokalnymi warunkami instalacji	d.c./50 Hz/60 Hz	
Dodatkowe wymagania dotyczące badań w miejscu instalowania: przewodowanie, działanie i funkcja	11.10	Normy producenta, zgodnie z zastosowaniem	Brak	
Zdolność zwarciova wytrzymałana				
Prąd zwarciovy spodziewany na zaciskach zasilania I_{cp} (kA)	3.8.7	Określony w systemie zasilania	Brak	
Prąd zwarciovy spodziewany w obwodzie neutralnym	10.11.5.3.5	Max. 60 % wartości fazowych	Brak	
Prąd zwarciovy spodziewany w obwodzie ochronnym	10.11.5.6	Max. 60 % wartości fazowych	Brak	
Wymaganie w odniesieniu do SCPD w polu zasilającym	9.3.2	Zgodnie z lokalnymi warunkami instalacji	Tak / Nie	
Koordinacja zabezpieczeń zwarciovy, z uwzględnieniem szczegółów dotyczących zewnętrznych zabezpieczeń zwarciovy	9.3.4	Zgodnie z lokalnymi warunkami instalacji	Brak	

Norma PN-EN 61439-1 [2] traktuje rozdzielnicę (jak każda norma produktowa) jako z góry zdefiniowane urządzenie pracujące w określonych warunkach i tym samym definiuje część jej parametrów. W tym miejscu właśnie pojawiają się **UZGODNIENIA**.

Poniżej zostanie przedstawiony fragment tabeli z załącznika C „szablon informacji użytkownika” [2] na podstawie, którego producent zestawu (prefabrykator) ma określić cechy jakie ma spełniać dana rozdzielnica.

Szczególną uwagę należy zwrócić na trzecią kolumnę „konfiguracja domyślna”. Otóż, jeśli użytkownik nie określi jakiegoś parametru (brak danej w projekcie lub nie poda czegoś itd.) prefabrykator może skorzystać z danych zawartych w normie. **Należy zwrócić uwagę, że norma [2] określa nawet max. wartości prądów zwarciovych jakie można przyjmować przy budowie rozdzielnicy!** Tym samym taka rozdzielnica będzie wykonana zgodnie z normą [2], ale czy będzie spełniać wymagania jej stawiane w miejscu instalacji? Jakie to może nieść ze sobą konsekwencje autor opisał w cyklu artykułów „Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć” [9], [10], [11], [12] i [13] publikowanych na łamach *elektro.info*. Przyjmowanie wartości domyślnych może być szczególnie groźne w przypadku temperatury pracy rozdzielnicy, który to parametr jest najczęściej pomijany podczas UZGODNIEN dokumentacji projektowej. Dlatego też niniejszy referat zostanie poświęcony wyłącznie temu zagadnieniu.

2. Warunki pracy

W normie PN-EN 61439-2 [3] w załączniku BB (informacyjny) przedstawiono punkty będące przedmiotem uzgodnienia pomiędzy producentem ZESTAWU i użytkownikiem. W powyższym załączniku zawarto między innymi wymagania związane ze środowiskiem instalacji – **tabela 2**.

Tabela 2. Fragment załącznika BB, którym przedstawiono konfigurację domyślną w zakresie temperatury otoczenia pracy rozdzielnicy [3]

Cechy	Rozdział lub podrozdział odniesienia	Konfiguracja domyślna ^b	Opcje podane w normie	Wymaganie użytkownika ^a
Układ elektryczny				
Temperatura otoczenia – dolna granica	7.1.1	Wnętrzowe: -5 °C Napowietrzne: -25 °C	Brak	
Temperatura otoczenia – górna granica	7.1.1	40 °C	Brak	
Temperatura otoczenia – najwyższa średnia dzienna	7.1.1, 9.2	35 °C	Brak	

Należy zwrócić szczególną uwagę na ustalone wartości temperatury otoczenia:

A) dolną granicę:

- a. wewnątrz pomieszczeń – (-5°C),
- b. na zewnątrz pomieszczeń – (-25°C);

- B) górną granicę (**bez względu na miejsce instalacji**): 40°C;
C) najwyższa średnia dzienna (**bez względu na miejsce instalacji**): 35°C.

***Komentarz:** te same temperatury są opisane w części zasadniczej normy [2] i [3] (punkt 7.1.1).*

W przypadku warunków polskich niezależnie od miejsca instalacji powyższe wymagania są spełnione, gdyż według IMGW-PIB [14] temperatury zarejestrowane np. w 2022 r. wynoszą odpowiednio:

- a) najniższa – (–18,6°C),
- b) najwyższa – (38,3°C),
- c) najwyższa średnia dobowa – (26°C),

zatem w warunkach krajowych parametry temperaturowe zostaną dotrzymane.

***Komentarz:** oczywiście w Polsce zarejestrowano wyższe i niższe temperatury [15] jednak należy podkreślić, że są to wyjątkowe sytuacje, mające charakter przejściowy.*

Nasuwa się jednak pytanie czy podawanie jedynie temperatury zewnętrznej (otoczenia) jest właściwe ze względu na funkcję jaką pełni rozdzielnica i urządzenia, które są w niej zainstalowane – nie zależnie od kraju instalacji i panujących tam warunków?

Jak zatem norma [2] określa temperaturę, jaka będzie wewnątrz rozdzielnic (ZESTAWU)? Odpowiedź znajduje się w punkcie 9.2 „Graniczne przyrosty temperatury” [2]. W tym, że punkcie są opisane następujące warunki pracy rozdzielnic [2]:

- A) jest obciążona prądem znamionowy (obciążenie w 100%);
- B) średnia temperatura **otoczenia** rozdzielnic nie przekracza +35 °C;
- C) max. przyrosty temperatury dla elementów wbudowanych (tzn.: typowa aparatura rozdzielcza i sterownicza) – zgodnie z odpowiednimi wymaganiami norm wyrobu dla pojedynczych elementów wyposażenia lub zgodnie z instrukcjami producenta elementu, biorąc pod uwagę temperaturę w ZESTAWIE.
- D) max. przyrosty temperatury dla szyn zbiorczych i przewodów – ograniczony przyrost do m.in.:
 - wytrzymałości mechanicznej materiału przewodzącego;
 - ewentualnym wpływem na sąsiednie wyposażenie;
 - dopuszczalną temperaturą graniczną materiałów izolacyjnych stykających się z przewodem;
 - wpływem temperatury przewodu na aparaty przyłączone do niego.

***Komentarz:** W tym miejscu należy doprecyzować, że występuje rozdział ról:*

- a) prefabrykator odpowiada za wyrób tzn.: na podstawie otrzymanej dokumentacji dobiera obudowę, **rozmieszczenie** aparatów i wewnętrzne połączenia oraz zgodność z normą PN-EN 61439;

b) projektant ma dobrać: aparaty i oczywiście przewody zewnętrzne.
Zatem to projektant powinien określić jakie warunki mają panować w rozdzielnicy.

Na podstawie powyższych danych maksymalna temperatura wewnątrz rozdzielnicy może wynosić (jeśli nie zostaną określone inne warunki w zamówieniu):

- dla aparatów (wyłączniki powietrzne, wyłączniki mocy oraz dla aparatury modułowej): +70°C;
- dla przewodów i kabli – norma PN-HD 60364-5-52 [17] przewiduje max. temperaturę otoczenia w zależności o typu izolacji:
 - +60°C – dla izolacji z polichlorka winylu (PCV),
 - +80°C – dla izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE) lub gumy etylenowo-propylenowej (ERP) i ERP.

Na podstawie zapisów normy PN-EN IEC 61439-1 [2] (tu punkt C i D – patrz wyżej) max. temperatura wewnątrz rozdzielnicy może wynosić +60°C (przy zastosowaniu przewodów i kabli z izolacją PCV, które są najczęściej stosowane do połączeń wewnętrznych w rozdzielnicy). Co to będzie oznaczać w praktyce? Aby odpowiedzieć na to pytanie w przypadku przewodów i kabli należy skorzystać z normy PN-HD 60364-5-52 [17] – tabela 3.

Komentarz: w tym przypadku już nie posługujemy się spodziewanym przyrostem temperatury a temperaturą maksymalną.

Tabela 3. Współczynniki poprawkowe dla temperatury otaczającej innej niż 30 °C stosowane do obciążalności prądowej długotrwałej przewodów ułożonych w powietrzu [17]

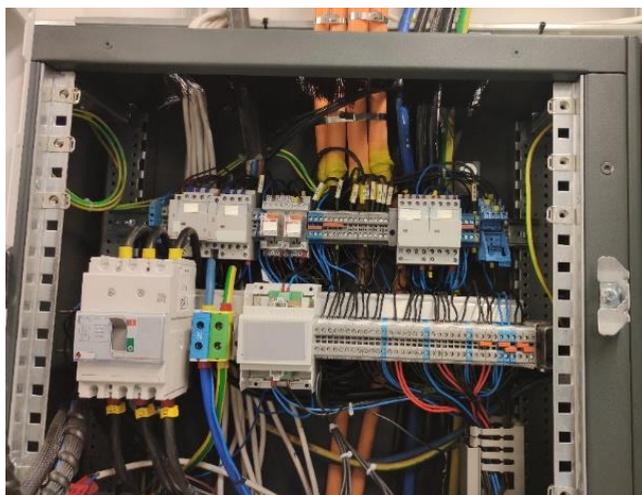
Temperatura otoczenia °C	Izolacja			
	PVC	XLPE i EPR	Mineralna*	
			Ochrona z PVC lub bez osłony, dostępna temperatura 70 °C	Bez osłony, niedostępna temperatura 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

* W przypadku wyższych temperatur otoczenia skonsultować się z producentem.

Stała temperatura 60°C występująca w miejscu przyłączenia kabli odpływowych powoduje konieczność ich przewymiarowania, gdyż w przypadku izolacji np.:

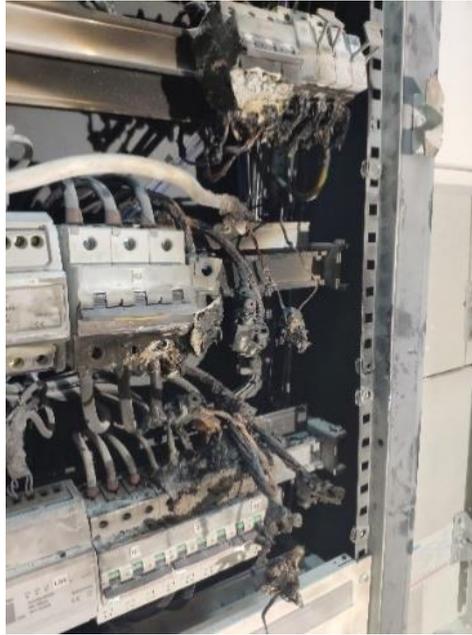
- a) polwinitowej obciążalność długotrwała takiego przewodu spada o 50%;
- b) z polwinitu usieciowanego spada o 29%;

Powyższe wartości nie uwzględniają innych współczynników, jak np. sposób ułożenia, wyższe harmoniczne itd. Oczywiście można podjąć dyskusję czy narażenie przewodów i kabli na dość krótkim odcinku wewnątrz rozdzielnic (z reguły kilka cm) powinno być brane pod uwagę podczas doboru? Poniżej przedstawiono zdjęcie z przykładowym przyłączeniem przewodów odpływowych poprzez złączki gwintowe jednotorowe (ZUG) – fot. 1.



Fot. 1. Przykład wprowadzenie przewodów do rozdzielnic

W praktyce szczególnie w miejscu przyłączenia przewodów zewnętrznych pojedyncze żyły różnych obwodów stykają się. Jeśli nastąpi przekroczenie temperatury dopuszczalnej długotrwałe (wystarczy, że prąd obciążenia będzie miał wartość powyżej 50% wartości znamionowej) dla konkretnego przewodu jego izolacja zacznie tracić swoją sztywność, a dodatkowo podgrzewać pozostałe żyły, co w konsekwencji może doprowadzić (przy niewielkich odległościach) zapalenia się izolacji, zwarcia łukowego lub po prostu zwarcia. Dodatkowo właśnie w górnej części obudowy, w której są wprowadzone przewody i kable odpływowe jest słabsze odprowadzanie ciepła. W tego typu sytuacjach spodziewany zakres ewentualnych uszkodzeń jest trudny do oszacowania. Na fotografii 2 przedstawiono przykład uszkodzenia przewodów wewnątrz rozdzielnic – przewody (połączenia wewnętrzne) nie zostały poprawnie dobrane ze względu na ich obciążalność długotrwałą.



Fot. 2. Przykład uszkodzenia przewodów wewnątrz rozdzielnic w wyniku zapalenia się izolacji

Jaki będzie miała wpływ temperatura +60°C ma zabezpieczenia a szczególności na ich wyzwalacze termiczne? Poniżej przedstawiono tabele 4 i 5, w których został opisany wpływ temperatury otoczenia na prądy zadziałania członów przeciążeniowych dla wyłączników nadprądowych oraz wyłączników mocy z wyzwalaczami termiczno-magnetycznymi.

Tabela 4. Tabela wyzwalania wyłącznika modułowego z wyzwalaczem termiczno-magnetycznym typu S200 dla temperatury 30°C [16]

Charakterystyka wyzwalania wyłączników S 200 / S 200 M / S 200 P / S 200 S / S 200 MUC / SN 201 L / SN 201 / SN 201 M								
Zgodnie z:	Charakterystyka wyzwalania i prąd znamionowy		Wyzwalacz termiczny ②			Wyzwalacz elektromagnetyczny		
			Prąd: prąd umowny niezadziałania	prąd umowny zadziałania	Czas zadziałania	Prądy: skoki prądu wstrzymania	zadziałanie co najmniej przy	Czas zadziałania
IEC/EN 60898-1	B	Od 6 do 63 A	1,13 · In	1,45 · In	> 1 h	3 · In	5 · In	> 0,1 s
					< 1 h			
	C	Od 0,5 do 63 A	1,13 · In	1,45 · In	> 1 h	5 · In	10 · In	> 0,1 s
					< 1 h			
	D	Od 0,5 do 63 A	1,13 · In	1,45 · In	> 1 h	10 · In	20 · In	> 0,1 s
					< 1 h			

② Wyzwalacze termiczne są skalibrowane na nominalną referencyjną temperaturę otoczenia; w przypadku charakterystyk B i C – 30°C. W wyższej temperaturze otoczenia wartości prądu spadają o ok. 6% na każde 10 K wzrostu temperatury.

Tabela 5. Prądy zadziałania w funkcji temperatury do wyzwalacza termiczno-magnetycznego wyłącznika mocy typu Tmax XT [16]

XT1																
Temp. otoczenia T (°C)	10		20		30		40		45		50		60		70	
In [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]	MIN. [A]	MAKS. [A]
16	13	18	12	18	11,9	17	11,2	16	10,8	15,5	11	15	10	14	9	13
20	16	23	15	22	14,7	21	14	20	13,6	19,4	13	19	12	18	11	16
25	20	29	19	28	18,2	26	17,5	25	16,9	24,2	16	23	15	22	14	20
32	26	37	25	35	23,8	34	22,4	32	21,7	31,0	21	30	20	28	18	26
40	32	46	31	44	29,4	42	28	40	27,1	38,7	27	38	25	35	23	33
50	40	58	39	55	37,1	53	35	50	33,9	48,4	33	47	31	44	28	41
63	51	72	49	69	46,2	66	44,1	63	42,7	61	41	59	39	55	36	51
80	64	92	62	88	58,8	84	56	80	54,2	77	53	75	49	70	46	65
100	81	115	77	110	73,5	105	70	100	67,8	97	66	94	61	88	57	81
125	101	144	96	138	91,7	131	87,5	125	84,7	121	82	117	77	109	71	102
160	129	184	123	176	117,6	168	112	160	108,4	155	105	150	98	140	91	130

Na podstawie tabel 4 i 5 należy przyjąć, że przy temperaturze otoczenia wynoszącej +60°C:

- a) wyłączniki modułowe – ich prąd znamionowy wyzwalacza termicznego będzie wynosić: $I_{n+30\text{K}} = I_{n30^{\circ}\text{C}} \cdot (1 - 0,06 \cdot 3) = I_{n30^{\circ}\text{C}} \cdot 0,82$ (dla przyrostu 30 K);
- b) wyłączniki mocy z wyzwalaczami termiczno-magnetycznymi – ich prąd znamionowy wyzwalacza termicznego spada o około 13% (dla przyrostu 30 K).

Należy podkreślić, że powyższe wartości w zakresie prądu znamionowego powiązanego z temperaturą otoczenia wynikają konstrukcji oraz norm produktowych wyłączników. Alternatywą dla nich jest stosowanie wyzwalaczy elektronicznych, które wykazują mniejszą zależność charakterystyki prądowej od temperatury otoczenia.

Poniżej zostaną zamieszczone przykłady, które wyjaśnią problem wpływu temperatury na pracę wyposażenia rozdzielnic.

Przykład 1

Temperatura wewnątrz rozdzielnic (w górnych partiach obudowy) będzie wynosiła + 60°C. Należy ustalić czy poprawnie dobrany przewód na obciążalność i przeciążalność długotrwałą dla warunków normalnych (tu: ułożone na korycie, temp. otoczenia 25°C, obciążenie liniowe, 2 tory stykające się), będzie zabezpieczony również w rozdzielnic dla warunków tam panujących. Obliczenia należy wykonać dla następujących prądów:

- 1) $I_{B1} = 13\text{ A}$
- 2) $I_{B2} = 140\text{ A}$.

A) Dobór przewodów na obciążalność długotrwałą i przeciążalność dla warunków normalnych:

1) $I_{B1} = 13 \text{ A}$.

Jako zabezpieczenie przewodu zasilającego odbiornik należy przyjąć wyłącznik nadprądowy typu **S203 B16 o $I_{n1} = 16 \text{ A}$ (dla 30°C)**, przez co wymagany przekrój przewodu wyniesie:

$$I_{B1} = 13 \text{ A} \leq I_{n1(\text{dla } 30^\circ\text{C})} = 16 \text{ A} \leq I_z, \quad (1)$$

$$I_z \geq \frac{1,45 \cdot 16}{1,45} \geq 16 \text{ A}. \quad (2)$$

Zgodnie z normą PN-HD 60364-5-52:2011 [17] przy sposobie ułożenia „E”, warunki spełnia przewód **YDYżo 5×2,5** w klasie reakcji na ogień Eca (PN-EN 13501-6:2014-04):

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 25 \cdot 1,06 \cdot 0,82 = 21,73 > 16 \text{ A}, \quad (3)$$

Warunek spełniony.

2) $I_{B2} = 140 \text{ A}$

Jako zabezpieczenie przewodu zasilającego odbiornik należy przyjąć wyłącznik mocy typu **Tmax XT 160A TMD** z wyzwalaczem termiczno-magnetycznym o $I_{n1} = 160 \text{ A}$ (dla 40°C), przez co wymagany przekrój przewodu wyniesie:

$$I_{B1} = 140 \text{ A} \leq I_{n1(\text{dla } 40^\circ\text{C})} = 160 \text{ A} \leq I_z, \quad (4)$$

$$I_z \geq \frac{1,45 \cdot 160}{1,45} \geq 160 \text{ A}. \quad (5)$$

Zgodnie z normą PN-HD 60364-5-52:2011 [17] przy sposobie ułożenia „F”, warunki spełnia przewód **YKYżo 5×70** w klasie reakcji na ogień Eca (PN-EN 13501-6:2014-04):

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 196 \cdot 1,06 \cdot 0,82 = 170,36 \text{ A} > 160 \text{ A}, \quad (6)$$

Warunek spełniony.

B) Dobór przewodów na obciążalność długotrwałą i przeciążalność dla warunków jakie występują w rozdzielnicach:

1) $I_{B1} = 13 \text{ A}$

Jako zabezpieczenie przewodu zasilającego odbiornik należy przyjąć wyłącznik nadprądowy typu **S203 B16 o $I_{n1} = 13,12 \text{ A}$ (dla 60°C)**, przez co wymagany przekrój przewodu wyniesie:

$$I_{B1} = 13 \text{ A} \leq I_{n1(\text{dla } 60^\circ\text{C})} = 13,12 \text{ A} \leq I_z, \quad (7)$$

$$I_z \geq \frac{1,45 \cdot 13,12}{1,45} \geq 13,12 \text{ A}. \quad (8)$$

Zgodnie z normą PN-HD 60364-5-52:2011 [17] przy sposobie ułożenia „E”, warunki spełnia kabel **YDYżo 5x4** w klasie reakcji na ogień Eca (PN-EN 13501-6:2014-04):

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 34 \cdot 0,5 \cdot 0,82 = 13,94 \text{ A} > 13,12 \text{ A}, \quad (9)$$

Warunek spełniony.

2) $I_{B2} = 140 \text{ A}$.

Należy przyjąć jako zabezpieczenie kabla zasilającego odbiornik wyłącznik mocy typu **Tmax XT 160 A TMD** z wyzwalaczem termiczno-magnetycznym o $I_{n1} = 140 \text{ A}$ (dla 60°C), przez co wymagany przekrój przewodu wyniesie:

$$I_{B1} = 140 \text{ A} \leq I_{n1(\text{dla } 40^\circ\text{C})} = 140 \text{ A} \leq I_z, \quad (10)$$

$$I_z \geq \frac{1,45 \cdot 140}{1,45} \geq 140 \text{ A}. \quad (11)$$

Zgodnie z normą PN-HD 60364-5-52:2011 przy sposobie ułożenia „F”, warunki spełnia kable **YKYżo 5x120** w klasie reakcji na ogień Eca zgodnie z normą PN-EN 13501-6:2014-04:

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 319 \cdot 0,5 \cdot 1 = 159,5 \text{ A} > 140 \text{ A}, \quad (12)$$

Warunek spełniony.

Komentarz: W przypadku kabli o wskazanym przekroju, ich sposób wyprowadzenia z rozdzielnicy zapewnia, że na odcinku wewnątrz rozdzielnicy ich stykanie się z pozostałymi obwodami jest pomijalne. Dlatego przyjęto współczynnik $k_p = 1$.

gdzie:

I_n – prąd znamionowy lub prąd nastawy zabezpieczenia przewodu, w [A],

I_z – wymagana minimalna długotrwała obciążalność prądowa przewodu, w [A],

I_{dd} – długotrwała obciążalność przewodu odczytana z tablicy B.52.10 normy PN-HD 60364-5-52 [17], w [A],

k_t – współczynnik poprawkowy uwzględniający temperaturę otaczającego powietrza odczytany z tablicy B.52.14 normy PN-HD 60364-5-52 [17], w [-],

k_p – współczynnik uwzględniający liczbę obwodów stykających się odczytany z tablicy B.52.17 normy PN-HD 60364-5-52 [17], [-].

Podsumowanie dla $I_{B1} = 13 \text{ A}$

	Temp. otoczenia	Typ zabezpieczenia	Typ przewodu
Warunki normalne	+25°C	S203 B16	YDYżo 5×2,5
Warunki w rozdzielniczy	+60°C	S203 B16	YDYżo 5×4

Podsumowanie dla $I_{B2} = 140 \text{ A}$

	Temp. otoczenia	Typ zabezpieczenia	Typ przewodu
Warunki normalne	+25°C	Tmax XT 160 A TMD	YKYżo 5×70
Warunki w rozdzielniczy	+60°C	Tmax XT 160 A TMD	YKYżo 5×120

Sprawdźmy zatem przy jakiej temperaturze wewnątrz rozdzielniczy nie będzie konieczności przewymiarowania przewodów i kabli – przykład 2.

Przykład 2

Wyznaczyć optymalną temperaturę wewnątrz rozdzielniczy dla danych jak w przykładzie 1.

3) $I_{B1} = 13 \text{ A}$

$$I_z \geq 14 \text{ A}, \quad (1)$$

$$k_t = \frac{I_z}{I_{dd} \cdot k_p} = \frac{14}{25 \cdot 0,82} = 0,68. \quad (2)$$

Na podstawie tablicy B.52.14 normy PN-HD 60364-5-52 [17] odczytana wartość temperatury wynosi 50°C. Sprawdzenie:

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 34 \cdot 0,68 \cdot 0,82 = 18,96 \text{ A} > 14 \text{ A}, \quad (3)$$

Warunek spełniony.

4) $I_{B2} = 140 \text{ A}$

$$I_z \geq 160 \text{ A}, \quad (4)$$

$$k_t = \frac{I_z}{I_{dd}} = \frac{160}{196} = 0,81. \quad (5)$$

Na podstawie tablicy B.52.14 normy PN-HD 60364-5-52 [17] odczytana wartość temperatury wynosi 40 °C. Sprawdzenie:

$$I_z = I_{dd} \cdot k_t \cdot k_p = 196 \cdot 0,87 \cdot 1 = 170,52 \text{ A} > 160 \text{ A}, \quad (6)$$

Warunek spełniony.

Komentarz: W przypadku kabli o przekroju powyżej 70 mm^2 wpływ stykania się kabli wewnątrz rozdzielnic jest pomijany pod warunkiem, że rozdzielnica jest prawidłowo zaprojektowana i wykonana, a przewody oraz kable są wprowadzane do niej zgodnie z zasadami wiedzy technicznej. W przeciwnym wypadku wartość współczynnika k_p powinna uwzględnić wzajemne oddziaływanie poszczególnych obwodów – co będzie oczywiście powodowało konieczność przewymiarowywania tych przewodów i kabli.

Przeanalizujemy teraz jakie faktycznie temperatury występują wewnątrz rozdzielnic – przykład 3.

Przykład 3

Wyznaczyć temperaturę wewnątrz rozdzielnic, które będą zabudowane następujące aparaty:

- 1) S201-B10 – 8 szt.,
- 2) S201-B16 – 20 szt.,
- 3) Tmax XT 160 A TMD – 2 szt.

Jako temperaturę zewnętrzną należy przyjąć:

- a) $35 \text{ }^\circ\text{C}$ – zgodnie z PN-EN 61439 [1], [2];
- b) $25 \text{ }^\circ\text{C}$ – typowa temperatura występująca w pomieszczeniu rozdzielni głównej.

Powyższe zestawienie stanowi część rozdzielnic głównej. Pozostałe elementy nie będą uwzględniane.

Obliczenia

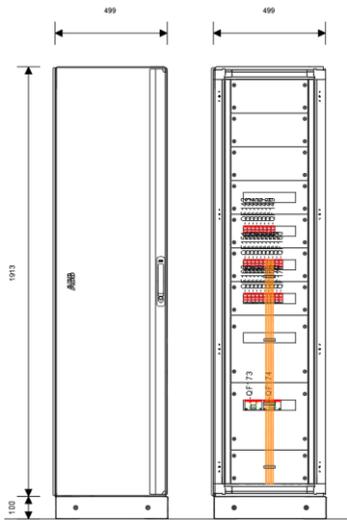
Na podstawie powyższych danych wstępnie dobrano obudowę ABB typu pro E Power o parametrach przedstawionych na rysunku P1.

W rozdzielnic uwzględniono dodatkowo szyny do rozdziału energii w jej wnętrzu. Dodatkowe elementy wchodzące w skład obudowy, które należy uwzględnić w bilansie cieplnym:

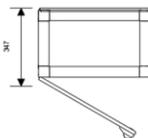
- a) przewód typu LgY 2,5 – 60 m – przewody fazowe (neutralne – pominięte),
- b) przewód typu LgY 70 – 8 m – przewody fazowe (neutralne – pominięte).

Szyny, które stanowią rozdział energii pomiędzy poszczególnymi obudowami zostaną pominięte.

Obliczenia należy przeprowadzić zgodnie z normą IEC 60890 „A method of temperature-rise verification of low-voltage switchgear and controlgear assemblies by calculation” [7], która to opisuje sposób wyznaczenia temperatury wewnątrz rozdzielnic. Aby przyspieszyć obliczenia oraz zobrazować je graficznie skorzystamy z programu ABB e-Design DOC[®] – rys. P2.



Switchboard Name	Switchboard1
Family	System pro E Power - In<=4000A
IP protection degree	31
Icw max [kA]	0.0
Segregation form	1
Ue [V]	1000.0
Total dimensions (HxWxD) [mm]	2013x499x347



Rys. P1. Elewacja rozdzielnic wraz z jej wymiarami do przykładu 3

Nowy projekt - Obliczenia przyrostu temperatury zgodnie z normą IEC 60890

Plik Pomoc

System chłodzenia

Wentylacja naturalna

Wentylacja wymuszona (*)

Dopasowywanie (*)

(*) metoda nie uwzględniona w normie odniesienia

Powierzchnia kratki wentylatora 0.00 [cm²]

Rozmieszczenie

Wolnostojące, bez osłony

Wolnostojące, w pobliżu ścian

Osłonięte z jednej strony

Osłonięte z jednej strony, w pobliżu ścian

Osłonięte z dwóch stron

Osłonięte z dwóch stron, w pobliżu ścian

Montaż natynkowy

Wymiary rozdzielnic [mm]

Wysokość 1913

Szerokość 499

Głębokość 347

Przegrody poziome 0

Efektywnie chłodzona powierzchnia (Ae)

		Ao [m ²]	b	Ao x b [m ²]
Góra	Bez osłony	0.17	1.40	0.24
	Przęd	0.95	0.90	0.86
Tył	Oslonięte	0.95	0.50	0.48
	Oslonięte	0.66	0.50	0.33
Strona boczna	Oslonięte	0.66	0.50	0.33
	Oslonięte	0.66	0.50	0.33
Ae łącznie				2.24

Ae < 11.5 m² i Szerokość < 1.5 m, tak więc obliczenia będą dotyczyć całej rozdzielnic.

Wymiary przyjęte do obliczeń [mm]

Wysokość 1913

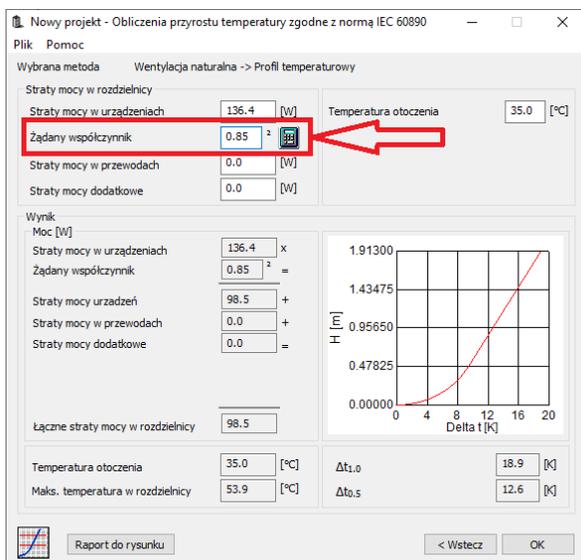
Szerokość 499

Głębokość 347

Anuluj Dalej >

Rys. P2. Okno programu ABB e-Design DOC[®] służące do obliczeń termicznych [16]

Program w ustawieniach standardowych ma nastawę temperatury otoczenia wynoszącą 35°C. Straty mocy z poszczególnych urządzeń pobiera z danych katalogowych. Dodatkowo wprowadza współczynnik jednoczesność, który można korygować według własnych potrzeb – rys. P3.



Rys. P3. Okno programu ABB e-Design DOC® z wynikami obliczeń termicznych dla ustawień domyślnych [16]

Bez uwzględnienia dodatkowych strat temperatura max. (w górnych części rozdzielni) wynosi **53,9°C**. Ponadto na wykresie z prawej strony przedstawiono zmianę temperatury w funkcji wysokości rozdzielni.

Straty mocy od przewodów wchodzących w skład danego pola wynoszą odpowiednio (PN-EN 61349-1 [2]):

- a) Przewód typu LgY 2,5 – 60 m – przewody fazowe (neutralne – pominięte)

$$\begin{aligned}
 P_{v1} &= L \cdot R_{55} \cdot I_{\max}^2 = R_{20} \cdot \left(\frac{T_9}{293,15} \right)^{1,16} \cdot I_{\max}^2 \\
 &= 60 \cdot 0,00741 \cdot \left(\frac{(293,15 + 35)}{293,15} \right)^{1,16} \cdot 10^2 = 50,7 \text{ W};
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

- b) Przewód typu LgY 70 – 8 m – przewody fazowe (neutralne – pominięte)

$$\begin{aligned}
 P_{v2} &= L \cdot R_{55} \cdot I_{\max}^2 = R_{20} \cdot \left(\frac{T_{\theta}}{293,15} \right)^{1,16} \cdot I_{\max}^2 \\
 &= 8 \cdot 0,000268 \cdot \left(\frac{(293,15 + 35)}{293,15} \right)^{1,16} \cdot 105^2 = 26,9 \text{ W},
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

gdzie:

P_{lx} – strata mocy w przewodzie służącym do połączeń wewnętrznych w rozdzielnicy, w [W],

L – długość przewodu, w [m],

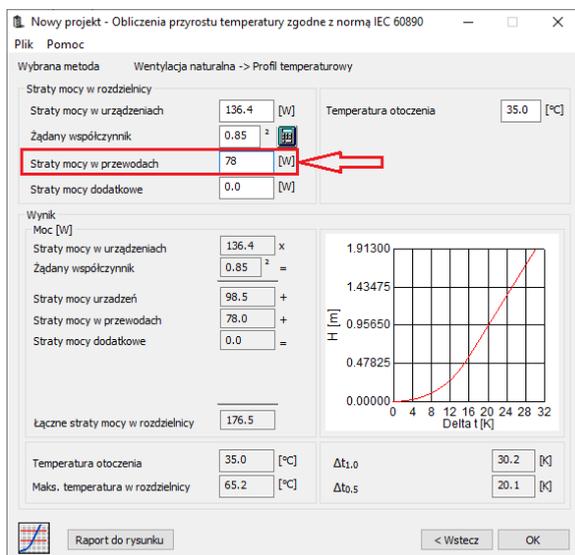
R_{55} – rezystancja przewodu w temperaturze 55°C, w [Ω],

I_{\max} – maksymalna wartość prądu płynąca w przewodzie przyjęta na podstawie załącznika H [2], w [A],

R_{20} – rezystancja przewodu w temperaturze 20°C, w [Ω],

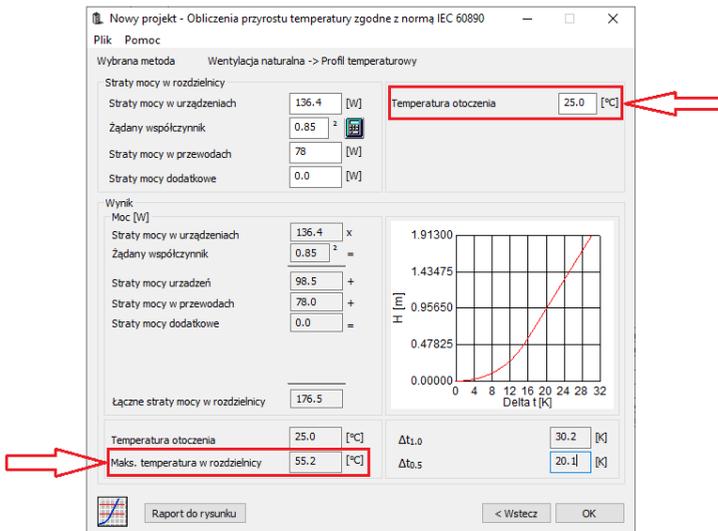
T_v – temperatura końcowa, w [K].

Wyznaczone wartości strat należy wprowadzić do programu – rys. P4.



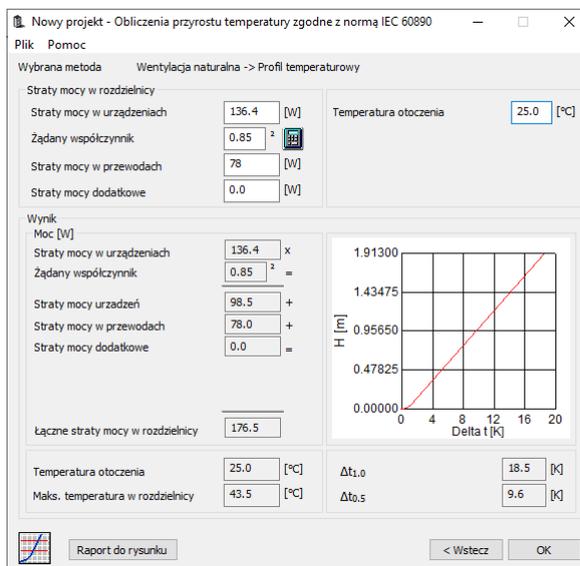
Rys. P4. Okno programu ABB e-Design DOC® z wynikami obliczeń termicznych z uzupełnionymi o straty w przewodach [16]

Po uwzględnieniu strat mocy w przewodach do połączeń wewnętrznych temperatura maksymalna w rozdzielnicy wzrosła do **65,2°C**. Sprawdźmy, teraz jak zmieni się temperatura wewnątrz rozdzielnicy, jeśli wprowadzimy temperaturę otoczenia, jaka faktycznie występuje w pomieszczeniu: **25°C** – rys. P5.



Rys. P5. Okno programu ABB e-Design DOC® z wynikami obliczeń termicznych z uzupełnionymi o straty w przewodach i temperaturze 25°C [16]

Po uwzględnieniu typowej temperatury jaka występuje w pomieszczeniu rozdzielni głównej – max. temperatura wewnątrz spadła do **55,2°C (różnica temperatur pozostała taka sama).**



Rys. P6. Okno programu ABB e-Design DOC® z wynikami obliczeń termicznych z uzupełnionymi o straty w przewodach i temperaturze 25°C [16]

Należy podkreślić, że nie uwzględniono szyn głównych rozdzielnic oraz przewodów i kabli odpływowych itd. – zatem ostatecznie temperatura byłaby jeszcze wyższa o kilka dziesiątek stopnia. Następnym krokiem będzie wprowadzenie paneli wentylacyjnych na górze i dole rozdzielnic – o łącznej powierzchni 106 cm² – rys. P6. Podobny efekt można osiągnąć zwiększając głębokość obudowy min. 2-krotnie!

3. Wnioski końcowe

- 1) Wykonanie rozdzielnic zgodnie z normą PN-EN 61439 [2], [3], [4], [5] i [6] nie gwarantuje jest prawidłowej eksploatacji – w zakresie temperatury otoczenia. PN-EN 61439 zakłada temperatury otoczenia, która w praktyce przekłada się na wysokie temperatury w jej wnętrzu. To z kolei powoduje konieczność przewymiarowania elementów przyłączonych do niej (przewodów i kabli) oraz aparatów w niej zabudowanych;
- 2) Założenie, że niewielkie wypełnienie obudowy, np. 50%, gwarantuje, że temperatura wewnątrz rozdzielnic nie przekroczy wartości dopuszczalnych długotrwale (40°C) może być błędne co zostało udowodnione w przykładzie 3.
- 3) Poprawny dobór przewodów na obciążalność i przeciążalność dla warunków występujących na obiekcie nie gwarantuje ich poprawnej eksploatacji. Przy skrajnie niekorzystnej konstrukcji rozdzielnic (np.: zbyt mała, przewody wewnątrz stykające się) może się okazać, że dojdzie do przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwale dla izolacji przewodów do niej przyłączonych. W konsekwencji może to doprowadzić do ich zapalenia, zwarc łukowych lub po prostu zwarcia. Aby zapobiec temu zjawisku konieczne będzie ich przewymiarowanie tak aby dostosować ich obciążalność długotrwłą do warunków panujących w samej rozdzielnic;
- 4) Podział odpowiedzialności za urządzenie jakim jest rozdzielnica wynika właśnie z UZGODNIENI, gdyż:
 - a. wytwórca pierwotny [1] (producent komponentów) wraz z wytwórcą zestawu [2] (prefabrykatorem) ma wykonać rozdzielnicę zgodnie z projektem (UZGODNIENIAMI [1]) i normą [2], [3], [4], [5] i [6]. To oni odpowiadają za konstrukcję rozdzielnic, rozmieszczenie aparatów, połączenia wewnętrzne aż do przyłączonych przewodów zewnętrznych (przewody i kable zasilające i odpływowe);
 - b. użytkownik [2] ma określić cechy dla niego istotne tzn.: obciążalność długotrwłą, typ i nastawy aparatów, wyposażenie rozdzielnic, przewody i kable zasilające i odpływowe, parametry zwarciaowe itd.Zatem jeśli projektant nie określi jakiś parametrów rozdzielnic np.: temperatury wewnątrz, stopnia IP, wybranych prądów zwarciaowych itd. to wytwórca zestawu może je przyjąć na podstawie PN-EN 61439 [2]–[6]. Tym samym wytwórca

zestawu spełni wymagania normy oraz projektu – choć może się okazać, że dostarczone rozwiązanie nie spełnia wymagań dla danej lokalizacji. W takiej sytuacji to użytkownik [2] (inwestor, projektant, kierownik robót i/lub inspektor nadzoru) ponosi odpowiedzialność za daną rozdzielnicę. Ewentualne spory można rozstrzygnąć sąd z powództwa cywilnego [1], [8]–[13].

5) Zalecenia:

- a. W dokumentacji projektowej powinny znaleźć się zapisy o oczekiwanej temperaturze wewnątrz rozdzielnicy. Temperatura wewnątrz nie powinna przekraczać 40°C w miejscu wprowadzenia przewodów i kabli do rozdzielnicy (górną rozdzielnicę), gdyż to może się przyczynić do jej bezawaryjnej eksploatacji;
- b. Jedynym rozwiązaniem jest każdorazowe wyznaczenie temperatury wewnątrz rozdzielnicy zgodnie z IEC 60890 [7] lub wykorzystaniem programów na niej opartych, np.: ABB e-Design DOC[®]. Obliczenia powinny być zamieszczone w dokumentacji projektowej. Jeśli na etapie projektu nie ma możliwości wskazania konkretnego rozwiązania (np.: zamówienie publiczne), wówczas w dokumentacji powinien znaleźć się zapis nakazujący dostawcy rozwiązania przedstawienia odpowiednich obliczeń zgodnie z IEC 60890 [7].

Literatura

- [1] Ustawa Prawo budowlane (Dz.U. 1994 Nr 89, poz. 414 z późn. zm. – ostatnia, t.j., Dz.U. 2019, poz. 1186).
- [2] PN-EN IEC 61439-1:2011/2021-10. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne.*
- [3] PN-EN IEC 61439-2:2011/2021-10. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdzielenia energii elektrycznej.*
- [4] PN-EN 61439-3:2012. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 3: Rozdzielnice tablicowe przeznaczone do obsługi przez osoby postronne (DBO).*
- [5] PN-EN 61439-4:2013-06. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na placu budowy (ACS).*
- [6] PN-EN 61439-5:2015-02. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 5: Zestawy do dystrybucji mocy w sieciach publicznych.*
- [7] IEC 60890, *A method of temperature-rise verification of low-voltage switchgear and controlgear assemblies by calculation.*
- [8] Wiatr J., Orzechowski M., *Poradnik projektanta elektryka. Podstawy zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych obiektów nieprzemysłowych w energię elektryczną*, Grupa Medium, wyd. VI, 2021.
- [9] Orzechowski M., *Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć*, część 1, elektro.info, 2020, 11.
- [10] Orzechowski M., Mikulski M., *Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć – studium przypadków – odporność zwarciova elementów realizujących rozdział energii*, elektro.info, 2022, 04.
- [11] Wiatr J., Orzechowski M., *Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć – obliczenia zwarciove*, 2022, elektro.info, 06.

- [12] Orzechowski M., *Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć – przykłady doboru elementów*, 2022, elektro.info, 07/08.
- [13] Orzechowski M., *Rozdzielnice niskich napięć – stopień ochrony (kod IP)*, 2023, elektro.info, 07/08.
- [14] www.imgw.pl/wydarzenia/charakterystyka-wybranych-elementow-klimatu-w-polsce-w-2022-roku-podsumowanie
- [15] <https://meteomodel.pl/rekordy-temperatury/>
- [16] 5new.abb.com/low-voltage/pl/produkty/materialy-dla-projektantow
- [17] PN-HD 60364-5-52. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Przewodowanie.*

Waldemar CHMIELAK

Elektrometal Energetyka S.A.

ROZWIĄZANIA WSPOMAGAJĄCE BEZPIECZEŃSTWO I NIEZAWODNOŚĆ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Zarządzanie infrastrukturą elektroenergetyczną coraz częściej jest wspomagane przez inteligentne systemy decyzyjne, przy udziale zaawansowanych systemów pomiarowych, zabezpieczeniowych i akwizycji danych. Wychodząc naprzeciw tym oczekiwaniom, Elektrometal Energetyka S.A. wprowadza szereg nowych funkcjonalności sterowników polowych e²TANGO, które nie tylko pomagają użytkownikom w zabezpieczeniu, kontroli i sterowaniu obiektami elektroenergetycznymi, ale też, dzięki wyposażeniu w autorskie algorytmy decyzyjne, pozwalają na predykcję rozwijających się uszkodzeń oraz eliminację zakłóceń.

1. Wprowadzenie

Nienormalne stany pracy systemów elektroenergetycznych, w tym zwarcia i ich wykrywanie, mają duży wpływ na niezawodność systemu elektroenergetycznego i pewność dostaw energii elektrycznej. Przedłużający się czas trwania zwarcia może powodować straty finansowe spowodowane nie tylko uszkodzeniami urządzeń biorących udział w zwarciu, ale również dłuższymi przestojami procesów po stronie odbiorców. Szczególnie niebezpiecznymi i drastycznymi w skutkach są zwarcia łukowe w tym wewnętrzne zwarcia łukowe w rozdzielnicy. Są one bardzo rzadkie, ale możliwe. Zwarcia łukowe wewnątrz rozdzielnicy średniego napięcia należą do najbardziej katastrofalnych zdarzeń jakie mogą mieć miejsce w trakcie eksploatacji. Zdarzenia takie mają miejsce bardzo rzadko, co sprawia, że prawdopodobieństwo ich wystąpienia jest bardzo małe, nie mniej jednak ich skutki mogą być drastyczne więc nie mogą być wykluczone. Wytrzymałość rozdzielnicy na zwarcie łukowe nie jest wymaganiem obowiązkowym z punktu widzenia normy przedmiotowej, np. 62271-200, ale powinna być pożądana dla ograniczenia możliwych strat materialnych oraz zagrożenia dla zdrowia i życia ludzkiego. Niezależnie od zapewnienia łukoochronności, zgodnie z wymaganiami odpowiedniej normy, możliwe są dodatkowe metody i środki ograniczające skutki takiego zdarzenia awaryjnego.

Czasy działania aktualnie stosowanych, konwencjonalnych zabezpieczeń linii SN, opartych o pomiary prądów i napięć o częstotliwości 50 Hz, wynoszą przynajmniej 20 ms.

Eliminacja zwarcia wydłuża się dodatkowo o czas własny działania wyłącznika oraz czas łukowy, co sprawia, że wynosi przynajmniej od ok. 60 do 100 ms od chwili powstania zakłócenia. Jest to czas na tyle długi, że pozwala na wyzwolenie dużej energii, która może doprowadzić do istotnych uszkodzeń. Elekrometal Energetyka S.A. przeprowadził szereg prac badawczo rozwojowych, w tym między innymi te, których celem było skrócenie całkowitego czasu trwania zwarcia poniżej 10 ms. Cel ten został osiągnięty dzięki opracowaniu koncepcji nowej rodziny zabezpieczeń WN i SN wyposażonych w funkcjonalność szybkiej detekcji awarii oraz prototypów wyłączników szybkich, pozwalających na wyłączanie prądów zakłóceniovych w pierwszych milisekundach od ich wystąpienia.

2. Łukoodporność rozdzielnic SN

Urządzenia elektroenergetyczne wysokiego napięcia, w tym również rozdzielnice średniego napięcia powinny charakteryzować się wysoką niezawodnością działania w długim czasie, sięgającym dziesiątków lat. Osiągane jest to poprzez staranne dopracowanie i wykonanie konstrukcji oraz rzetelnie prowadzone badania typu, wyrobu i odbiorcze. Dzięki temu, urządzenia elektroenergetyczne pozwalają na długotrwałą pracę w warunkach normalnych oraz krótkotrwale w warunkach zakłóceniovych, eliminując i ograniczając skutki pojawiających się problemów. Niestety wskutek wad ukrytych, montażowych i eksploatacyjnych, procesów starzeniowych, błędnych lub wadliwych łączy, wyjątkowych warunków pracy takich jak przepięcia atmosferyczne i łączeniowe, trudne warunki środowiskowe, zabrudzenia, kondensacja, przeciążenia cieplne i elektrodynamiczne, lokalna jonizacja gazu wskutek iskrzenia oraz zwierzęta – głównie gryzonie, może dojść do zainicjowania zwarcia wewnętrznego nazywanego łukiem awaryjnym. Skutki takiego zwarcia dotyczą nie tylko samego układu zasilania wskutek uszkodzenia pojedynczego pola lub rozdzielnicy, ale też mogą pociągać za sobą ogromne straty ekonomiczne jak i społeczne, w związku z awaryjnym, długotrwałym odstawieniem układu zasilania, możliwym rozerwaniem osłony rozdzielnicy prowadzącym do niekontrolowanej emisji do otoczenia płomieni, bardzo gorących i szkodliwych dla zdrowia gazów, strumieni plazmy kropli roztopionego metalu, odłamków konstrukcji oraz promieniowania samego łuku. Łukoochronność może być jednym z podstawowych parametrów znamionowych rozdzielnicy wysokiego napięcia. Gdy jest do niej przypisana, to badania wytrzymałości na łuk wewnątrz rozdzielnicy są obowiązkowe i powinny być wykonane dla każdego przedziału wysokonapięciowego, zgodnie z klasyfikacją IAC (*Internal Arc Classified*). Klasyfikacja IAC definiuje poziom bezpieczeństwa osób znajdujących się w pobliżu rozdzielnicy w przypadku wystąpienia wewnętrznego zwarcia łukowego podczas normalnej pracy rozdzielnicy. Znamionowy prąd zwarcia łukowego określany jest przeważnie dla zwarcia trójfazowego, ale może też być wskazany dla zwarcia jednofazowego w przypadku rozdzielnicy/przedziałów z izolowanymi

torami prądowymi. Dla określonej wartości skutecznej prądu i czasu trwania zwarcia łukowego, literami A, B, C opisuje rodzaj dostępu, a literami F, L, R stronę z której możliwy jest bezpieczny dostęp do osłony rozdzielnic. Zgodnie z tą klasyfikacją możliwy jest dostęp: ograniczony tylko dla personelu upoważnionego (A), nieograniczony, w tym również dla osób postronnych (B), ograniczony przez zainstalowanie poza zasięgiem- wykonanie słupowe (C), od przodu rozdzielnic (F), z boku (L) i od tyłu (R). Przepisanie określonej klasy dostępu determinuje warunki w jakich próba łukoochronności ma być wykonana.

Badania łukoochronności powinny być przeprowadzone co najmniej w każdym skrajnym przedziale reprezentatywnego pola zawierającym części obwodu głównego. Rozdzielnica do badań powinna być w pełni wyposażona, przy czym dopuszcza się stosowanie atrap poszczególnych komponentów, pod warunkiem zachowania tej samej ich objętości i materiałów zewnętrznych jak w zastępowanym komponencie, oraz braku wpływu na obwody główne i uziemienia. Ze względów środowiskowych dopuszcza się zastąpienie gazu izolacyjnego SF₆ powietrzem, z zachowaniem ciśnienia znamionowego. W przypadku przedziałów chronionych bezpiecznikami ograniczającymi, badania powinny być wykonane przy największej wartości prądu ograniczonego oraz przy maksymalnym napięciu znamionowym urządzenia. W pozostałych przypadkach napięcie próby może być obniżone, ale musi być wyższe od spodziewanego możliwego napięcia łuku, aby nie doszło do przedwczesnego zgaśnięcia łuku w żadnej z faz, oraz by nie doszło do nadmiernego ograniczania wartości prądu. Jeśli stosowane są inne środki mające na celu ograniczenie skutków łuku, to nie powinny one działać w trakcie badań łukoochronności, o ile nie są przewidziane dodatkowo takie badania. Wartość prądu zwarcia łukowego powinna być stała, a prąd powinien być utrzymany przez czas znamionowy trwania zwarcia obwodu głównego. W przypadku ograniczonych możliwości probierczych laboratorium dopuszcza się wydłużenie czasu łukowego tak, aby cała



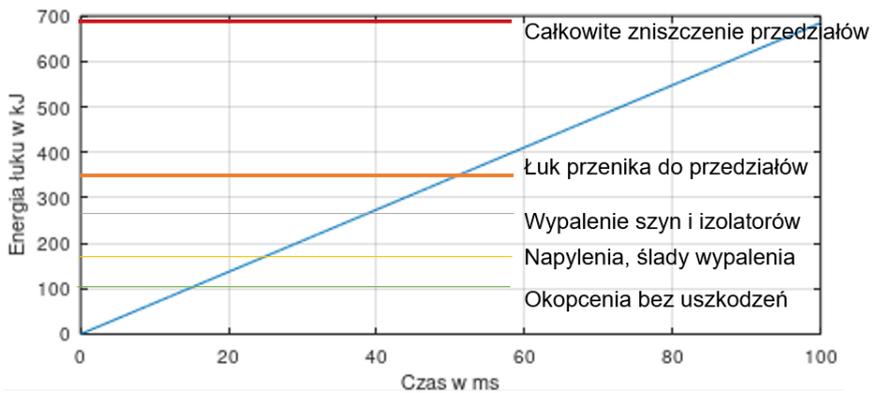
Rys. 1. Zdjęcie rozdzielnic e²ALPHA 12 kV, 40 kA podczas prób łukowych oraz przykład nieudanej próby łukowej

składowej okresowej prądu była równa wartości wymaganego prądu zwarciovowego, z tolerancją +10%, -0%. Wartość prądu zwarcia łukowego przeważnie jest równa znamionowemu prądowi wytrzymawanemu, ale może też być mniejsza, jeśli tak określi producent. Czas trwania zwarcia łukowego zazwyczaj wynosi 1 sekundę, ale może też być ustalony na poziomie 0,1 s, 0,5 s lub inny, zgodnie z deklaracją producenta. Zwarcie łukowe wewnątrz rozdzielnic inicjowane jest drutem metalowym o średnicy około 0,5 mm, pomiędzy wszystkimi fazami, dla zwarcia trójfazowego, między fazą a ziemią w przypadku rozdzielonych przewodów fazowych lub między dwiema fazami w polach, w których tory prądowe są pokryte izolacją stałą. Inicjacja zwarcia powinna mieć miejsce w najdalej oddalonym od zasilania dostępnym punkcie w danym przedziale.

Podczas prób łukowych, rozdzielnica do zastosowań wewnętrznych musi być ustawiona w specjalnie przygotowanej przestrzeni, odwzorowującej podłogę, ścianę boczną, tylną i sufit. Jeżeli producent rozdzielnic nie podaje innych odległości to sufit powinien być na wysokości nie mniejszej niż 2 m od podłogi oraz dla rozdzielnic o wysokości przynajmniej 1,8 m, w odległości $20 \text{ cm} \pm 5 \text{ cm}$ od górnej części badanej rozdzielnic. Ściany boczne i tylna, jeśli nie są dostępne, zgodnie z klasyfikacją IAC powinny się znajdować $10 \text{ cm} \pm 3 \text{ cm}$ od rozdzielnic. W przypadku, gdy ściana tylna rozdzielnic jest dostępna, to odległość od tyłu rozdzielnic do ściany pomieszczenia powinna wynosić 80 cm. Jeżeli próby są przeprowadzone przy większych odstępach, to powinny one być zadeklarowane przez producenta jako minimalne dopuszczalne. Jeśli producent rozdzielnic określa minimalną liczbę pól rozdzielnic dla zapewnienia skutecznej dekompresji ciśnienia lub, że konstrukcja wymaga stosowania kanałów wydmuchowych do usuwania gazów powstających przy zwarciu łukowym, to zarówno instalacja rozdzielnic, jak i próby wewnętrznego zwarcia łukowego powinny być realizowane z odwzorowaniem tych warunków. W przypadku stosowania kanałów wydmuchowych, ich wylot powinien się znajdować przynajmniej 2 m od badanej rozdzielnic. Producent powinien też wskazać minimalny przekrój poprzeczny kanału wydmuchowego, umiejscowienie oraz właściwości wylotowe, takie jak klapy, siatki i ich charakterystyki. Ocena cieplnych skutków oddziaływania wewnętrznego zwarcia łukowego na ludzi, którzy mogą znajdować się w pobliżu rozdzielnic, realizowana jest przy użyciu wskaźników rozmieszczonych wokół badanej rozdzielnic. Dla rozdzielnic sklasyfikowanej jako dostępnej tylko dla uprawnionego personelu, w założeniu wyposażonego w odpowiednie ubranie i środki ochrony osobistej, wskaźniki są wykonane z grubszego i mniej palnego materiału, czarnego kretonu (bawełniana tkanina, $\sim 150 \text{ g/m}^2$) oraz ustawione są dalej od rozdzielnic. W przypadku dostępu do rozdzielnic osób postronnych, badania łukoochronności wykonywane są w ostrzejszym reżimie, tj. wskaźniki ustawione są bliżej i wykonane są z cieńszego, bardziej palnego materiału – czarnego batystu bawełniano-lnianego ($\sim 40 \text{ g/m}^2$).

Możliwe jest zastosowanie dodatkowych środków ograniczających skutki łuku awaryjnego oraz zapewniających zwiększenie poziomu ochrony osób i urządzeń rozdzielniczych w przypadku wystąpienia łuku wewnętrznego. Przyspieszenie reakcji zabezpieczeń na działanie łuku może istotnie ograniczyć jego skutki, co pokazano na rysunku 6.

Przykładem takich rozwiązań są między innymi: czujniki błysku, ciśnienia, temperatury oraz zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych powodujące szybkie wyłączenie, bezpieczniki ograniczające wartość prądu i czas trwania zwarcia, uzemienniki szybkie zmieniające zwarcie łukowe na metaliczne, sterowanie członem wysuwным przy zamkniętych drzwiach rozdzielnic, układy dekompresyjne oraz inne. Stosowanie tych środków nie zwalnia jednak z potrzeby zapewnienia odpowiedniej wytrzymałości na zwarcie łukowe, zgodnie z klasyfikacją IAC. Wynika to z faktu możliwego niezadziałania tych środków oraz podtrzymania wyładowania łukowego przez energię pochodzącą z rozpedzonych maszyn wirujących w obwodzie obciążenia, pomimo odcięcia źródła zasilania.



Rys. 2. Ilustracja przyrostu energii w przedziale łukowym z zaznaczonymi poziomami energii występowania poszczególnych uszkodzeń rozdzielnic

a)

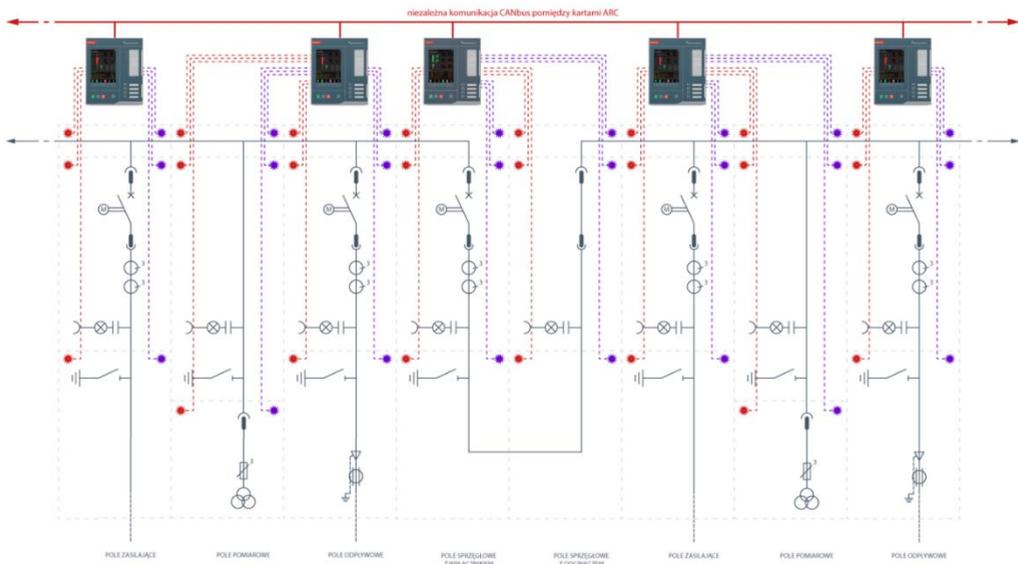


b)



Rys. 3. Czujnik błysku z diodą do jego testowania (a) oraz jednostka centralna sterownika e²TANGO z kartami zabezpieczenia łukoochronnego ARC i ARP (b)

Stosowanie czujników błysku wraz z szybkim wyłączeniem zasilania wydaje się być najbardziej powszechnym rozwiązaniem dla szybkiej reakcji na zwarcie łukowe i dla ograniczenia jego skutków. Niesie jednak ze sobą ryzyko nieuzasadnionego i niekontrolowanego zadziałania wskutek przypadkowego pobudzenia światłem nie pochodzącym od wyładowania łukowego. Dlatego często wprowadza się dodatkowe drugie kryterium, potwierdzające wystąpienie zwarcia, takie jak np. kontrola napięcia, stromości prądu lub inne. Rozdzielnice średniego napięcia mogą być wyposażone w czujniki błysku, również z układem automatycznego testu czujników. Sterowniki polowe e²TANGO produkcji Elektrometal Energetyka S.A. posiadają takie zabezpieczenie i muszą być wtedy wyposażone w dodatkową kartę zabezpieczenia łukoochronnego ARC. Zabezpieczenie łukoochronne reaguje na błysk światła spowodowany pojawieniem się łuku elektrycznego w przedziałach pola. Sygnał świetlny rejestrowany jest przez umieszczone w przedziałach pola czujniki błysku i za pomocą światłowodów trafia do karty ARC sterownika e²TANGO. Odebrany przez zabezpieczenie sygnał świetlny informuje o zapaleniu się łuku w danym przedziale rozdzielnic. Zależnie od przedziału i rodzaju pola zabezpieczenie wysyła sygnały otwarcia wyłączników do wybranych pól. W celu wyeliminowania zbędnych wyłączeń, działanie czujników uzależnione jest od obniżenia napięcia na szynach sekcji. Informacja o obniżeniu napięcia i sygnały otwarcia wyłączników przesyłane są po magistrali CANBUS. Zabezpieczenie łukoochronne może być zastosowane w rozdzielniach jednosystemowych do czterech sekcji (również z sekcjami połączonymi w pierścień) lub dwusystemowych z systemem A ciągłym i systemem B



Rys. 4. Schemat ideowy zabezpieczenia łukowego z podstawowymi (czerwone) i dodatkowymi (fioletowe) czujnikami

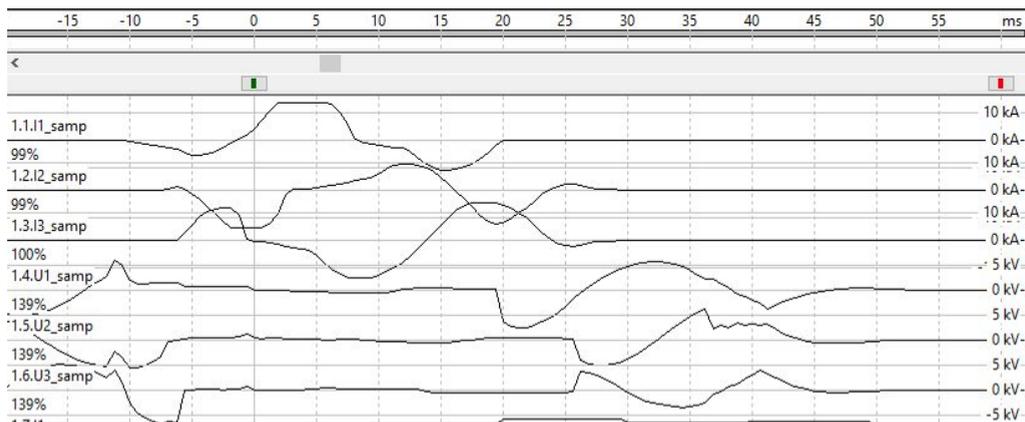
ciągłym lub podzielonym na 2 sekcje. Karta ARC zapewnia współpracę z 6 czujnikami i wyposażona jest w port CANBUS. W przypadku konieczności obsługi większej ilości czujników możliwe jest zastosowanie dodatkowej karty ARP z 6 czujnikami ale bez portu CANBUS. Czujnik błysku oraz karty zabezpieczenia łukoochronnego wbudowane w jednostkę centralną zabezpieczenia e²TANGO zostały pokazane na rysunku 3. Przykładowy schemat aplikacyjny stosowania czujników błysku pokazano na rysunku 4. Działanie wejść czujników uzależnione jest od typu pola. Poszczególne wejścia przyporządkowane są do konkretnych przedziałów. Sposób działania niewykorzystanych standardowo wejść może być powiązany z działaniem standardowych wejść. Może być to wykorzystane do zabezpieczania przedziałów sąsiedniego pola lub zdublowania czujników.



Rys. 5. Widok rozdzielnicy e²ALPHA po próbach łukowych 31,5 kA, 1 s, oraz widok przedziału przyłączeniowego rozdzielnicy e²ALPHA po zwarciu łukowym i zadziałaniu zabezpieczenia łukoochronnego ARC

Badania łukoodporności rozdzielnicy e²ALPHA, przeprowadzone w ramach badań typu w akredytowanych jednostkach badawczych, potwierdziły skuteczność przyjętych

i stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych. Skutki wewnętrznych zwarć łukowych zawsze ograniczały się do badanego pola, niszcząc to pole, ale też spełniając wszystkie kryteria łukoochronności, zgodnie z normą przedmiotową. Na rysunku 5 pokazano przykładowe zdjęcie z nieudanej próby łukowej rozdzielnicy, która nie spełnia warunku łukoochronności. Na rysunku 5 pokazano pole rozdzielnicy e²ALPHA po pozytywnych próbach wewnętrznego zwarcia łukowego w przedziałach przyłączowym i wyłącznikowym oraz zdjęcie przedziału przyłączowego rozdzielnicy e²ALPHA zaraz po wystąpieniu zwarcia łukowego i zadziałaniu zabezpieczenia łukoochronnego ARC, które miało miejsce w eksploatacji, wskutek eksplozji głowicy kablowej kabla odpywowego. Na podstawie rejestracji prądów i napięć z zaistniałego zwarcia łukowego, pokazanej na rysunku 6, można wnioskować, że całkowity czas od chwili zaistnienia zwarcia do jego eliminacji wynosił około 40 ms. Jest to całkowity czas zadziałania zabezpieczenia wraz z czasem własnym wyłączenia wyłącznika e²BRAVO. W tak krótkim czasie zwarcia łukowego w rozdzielnicy nie doszło do drastycznych skutków tego zwarcia i nieodwracalnego jej zniszczenia. Jedyne widoczne ślady tego zwarcia to uszkodzona głowica kablowa, delikatnie wypalona izolacja zewnętrzna ograniczników przepięć oraz drobne ślady okopcenia na torach prądowych między uziemnikiem i ogranicznikami przepięć.



Rys. 6. Rejestracja prądów i napięć zdarzenia łuku awaryjnego

Zgodnie z informacjami uzyskanymi od klienta, u którego zdarzenie miało miejsce, całkowity czas od chwili wystąpienia zwarcia do momentu pełnego przywrócenia rozdzielnicy do pracy wynosił około 6 godzin. Oczywiście niezbędne było oczyszczenie przedziału przyłączowego rozdzielnicy, wymiana uszkodzonych ograniczników przepięć na które przeniósł się łuk elektryczny oraz głowicy kablowej.

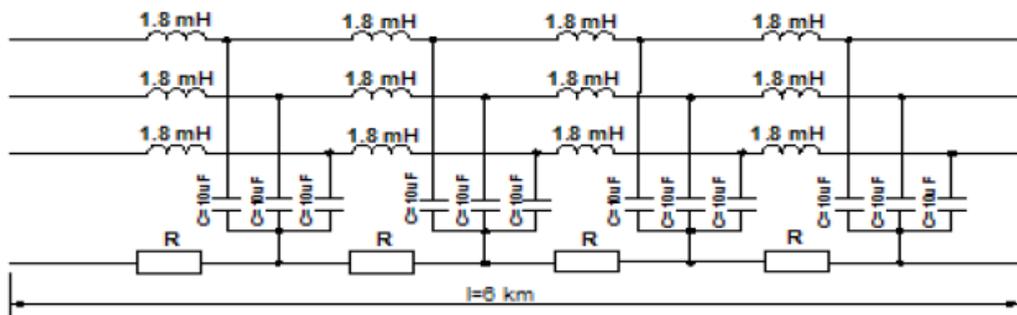
3. Wykrywanie, rejestracja i dwustopniowa eliminacja zjawiska ferorezonansu

Zjawisko ferorezonansu jest uważane za jedną z podstawowych przyczyn uszkodzeń przekładników napięciowych instalowanych w układach elektroenergetycznych. Skutkiem ferorezonansu jest wzrost prądu w uzwojeniu pierwotnym przekładnika, wynikający ze znacznego nasycenia rdzenia, co prowadzi do termicznego zniszczenia układu izolacyjnego. Mimo, że zjawisko ferorezonansu jest znane już od ponad stu lat, nadal nie zostały jednoznacznie określone kryteria jego powstawania i nie opracowano skutecznych metod jego eliminacji. Ze względu na zagrożenia, jakie stwarza to zjawisko, jest ono nadal przedmiotem zainteresowania ośrodków badawczych oraz służb eksploatacyjnych. Stany zakłóceniuowe będące wynikiem ferorezonansu, mogą również spowodować błędne zadziałanie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Drgania ferorezonansowe w układach elektroenergetycznych powstają w wyniku szeregowego lub równoległego połączenia liniowej pojemności z nieliniową indukcyjnością. W przypadku szeregowego połączenia tych reaktancji może dojść do ferorezonansu napięć, natomiast przy połączeniu równoległym do ferorezonansu prądów. Z praktycznego punktu widzenia, nieliniową indukcyjność w układach elektroenergetycznych stanowi najczęściej indukcyjność odwzorowująca zjawisko magnesowania rdzenia transformatora oraz przekładników napięciowych. Nieliniowy charakter tych obwodów utrudnia analizę tego zjawiska, ze względu na odkształcenia przebiegów prądów i napięć, w momencie jego wystąpienia. Przemagnesowanie rdzenia przekładnika prowadzi do jego przegrzania i uszkodzenia izolacji, w tym czasem do eksplozji. Dodatkowo dochodzi do przepięć w postaci drgań ferorezonansowych napięć, co może negatywnie wpływać na inne elementy układów elektroenergetycznych. Występowanie przepięć dorywczych w postaci drgań ferorezonansowych, jest uzależnione od konfiguracji układu elektroenergetycznego oraz od parametrów jego poszczególnych elementów. Istotną rolę odgrywa sposób połączenia punktu neutralnego układu z ziemią. W układach wysokich napięć pracujących z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym, drgania ferorezonansowe mogą wystąpić przede wszystkim wtedy, gdy w wyniku pewnych czynności łączeniowych powstanie szeregowy lub szeregowo-równoległy układ drgający. W przypadku układów elektroenergetycznych średnich napięć z izolowanym punktem neutralnym, do ferorezonansu może dojść w wyniku nagłej zmiany napięcia sieci będącej wynikiem zwarcia doziemnego. Na skutek tych zmian powstaje równoległy lub szeregowo-równoległy układ drgający. Bezpośrednią przyczyną powstawania ferorezonansu w sieci może być dowolna zmiana jej konfiguracji lub zakłócenia, takie jak załączenie napięcia czy powstanie i włączenie zwarcia jednej fazy z ziemią. Przy dużym nasyceniu rdzeni przekładników przebieg napięcia punktu gwiazdowego sieci jest znacznie odkształcony i ma cechy drgań relaksacyjnych.

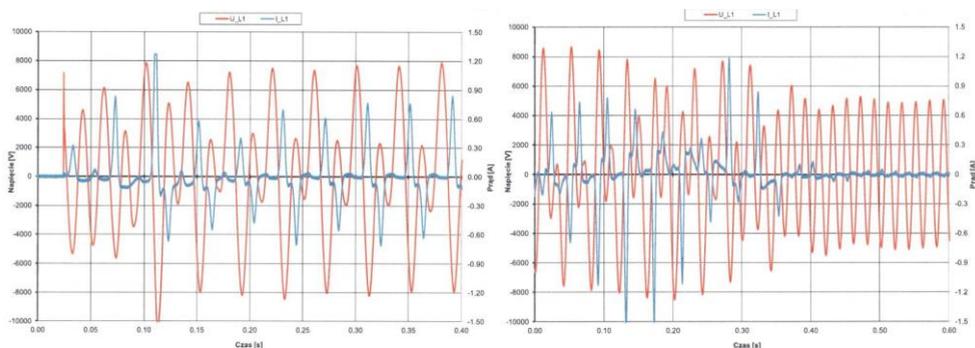
Zjawisko ferorezonansu, chociaż objawia się tylko w przebiegach napięć doziemnych i odpowiednich prądów, jest groźnym zakłóceniem w pracy sieci. Na skutek towarzyszącym temu zjawisku przepięciom i przetężeniom, możliwe jest uszkodzenie elementów sieci tj. przekładników napięciowych, czy linii kablowych. Ponadto ferorezonans podnosi potencjał punktu neutralnego układu, co powoduje pojawienie się składowej zerowej napięcia, mogącej fałszować działania układów zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

Przeprowadzono szereg badań laboratoryjnych na modelu fizycznym GPZ SN z izolowanym punktem neutralnym oraz na modelach symulacyjnych odwzorowujących rzeczywiste układy elektroenergetyczne. Wykonano wielowariantową analizę wpływu zmiany konfiguracji sieci na możliwość inicjacji drgań relaksacyjnych,



Rys. 7. Model linii

W ramach badań przemysłowych prowadzonych przez firmę Elektrometal Energetyka S.A. opracowano szybki algorytm adaptacyjny do detekcji zjawiska ferorezonansu, z wykorzystaniem dowolnego napięcia fazowego (L_1 , L_2 , L_3), jak również napięcia skła-

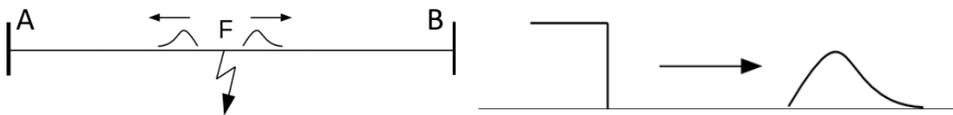


Rys. 8. Przykłady rejestracji napięcia i prądu po stronie pierwotnej przekładników napięciowych w fazie L_1 po podaniu napięcia na szyny rozdzielni i wyzwolenie oscylacji ferorezonansowych oraz wytłumienie ferorezonansu

dowej zerowej U_0 . Algorytm zaimplementowano w sterowniku polowym e²TANGO, a do wykrywania zjawiska ferrezonansu użyto poszczególnych napięć fazowych. Opracowany układ eliminacji ferrezonansu zawiera dwa stopnie: pierwszy służy do zwierania uzwojenia otwartego trójkąta przekładników napięciowych (sygnał U_0); drugi służy do zwierania pojedynczych uzwojeń wtórnych przekładników napięciowych i może być przyłączony zarówno do uzwojeń otwartego trójkąta, jak i na innych rdzeniach.

4. Ultraszybkie wykrywanie zwarć z wykorzystaniem fal wielokrotnie odbitych

Wykrywanie zakłóceń oparto o pomiar fal propagujących się linią elektroenergetyczną, które mają swoje źródło w nagłych zmianach napięcia i rozchodzą się w obydwu kierunkach od miejsca wystąpienia zdarzenia, wzdłuż linii elektroenergetycznej. Na rysunku 1 przedstawiono ilustrację propagacji fal elektromagnetycznych linią elektroenergetyczną na przykładzie zdarzenia, którym jest wystąpienie zwarcia. Zakłócenie w linii elektroenergetycznej, łączącej szyny zbiorcze stacji A i B, w skutek którego nastąpiło nagle obniżenie napięcia w miejscu zwarcia, powoduje wygenerowanie dwóch fal, propagujących się w przeciwnych kierunkach do szyn stacji A i B. Wygenerowane fale mają pionowe czoło w miejscu wystąpienia zwarcia i są tłumione wraz z przebytą drogą, co powoduje zmniejszenie ich amplitudy oraz wydłużenie czoła fali, jak pokazano na rysunku 9.



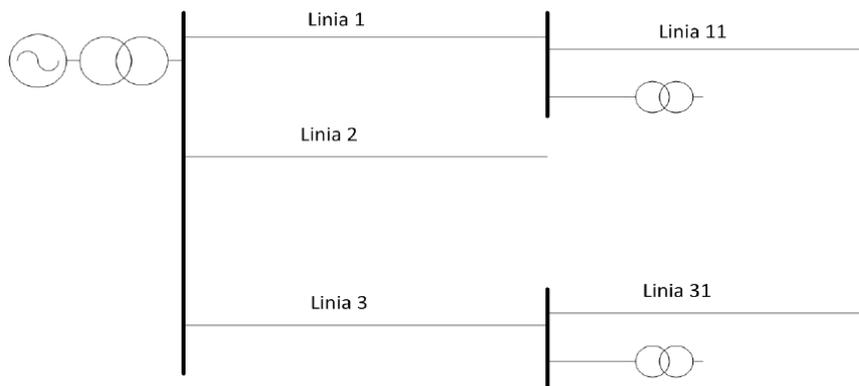
Rys. 9. Przykład propagacji fal elektromagnetycznych od miejsca wystąpienia zakłócenia oraz jej tłumienia wraz z oddalaniem się od miejsca zakłócenia

Fale są propagowane i tłumione w ośrodkach jednorodnych. W miejscach nieciągłości, rozumianej jako zmiana impedancji falowej ośrodków, część energii fali ulega odbiciu, a część jest przekazywana dalej za miejsce nieciągłości. Takimi miejscami nieciągłości są szyny stacji, miejsce zwarcia oraz połączenia, szczególnie te, które zmieniają przekrój lub rodzaj linii elektroenergetycznej. Stosunek energii przekazanej i odbitej jest związany z impedancją falową ośrodków za i przed nieciągłością, na której następuje odbicie. Prędkość propagacji fal jest równa około 98% prędkości światła w liniach napowietrznych oraz około 50% prędkości światła w liniach kablowych. Różnica jest związana z pojemnościami poprzecznymi tych linii, których przeładowanie odpowiada za mechanizm propagacji fali. Energia użyteczna propagowanych

fal zawiera się w częstotliwościach z zakresu 10–600 kHz. Dokonując pomiaru przebiegów wysokiej częstotliwości, układ automatyki zabezpieczeniowej jest w stanie zidentyfikować fale propagujące się linią SN na skutek zwarcia oraz ich właściwości, takie jak czas, amplituda i polaryzacja. Na ich podstawie, jeszcze przed przepływem prądu zwarciego o częstotliwości 50 Hz, układ automatyki jest w stanie w czasie setek mikrosekund wykryć zwarcie, przeanalizować i podać sygnał na otwarcie wyłącznika.

Opracowano i opatentowano jednostronny układ pomiarowy, zawierający sensory prądu oraz sensory napięcia, zainstalowane na jednym końcu linii SN – od strony zasilania. Układ pomiarowy musi się składać z co najmniej jednego sensora prądu, umocowanego bezpośrednio na linii, bez ingerencji w jej ciągłość, oraz z co najmniej jednego sensora napięcia. Sygnały pomiarowe w postaci wartości chwilowych prądu lub pochodnej prądu, są wprowadzane bezpośrednio, w postaci sygnałów elektrycznych: prądu oraz napięcia, na zaciski pojedynczego urządzenia pomiarowego, zainstalowanego na tym samym końcu linii energetycznej. Pochodne prądów mogą być pierwszego, drugiego lub wyższych rzędów.

Weryfikacja modeli propagacji sygnałów falowych w sieciach elektroenergetycznych została przeprowadzona przy wykorzystaniu aplikacji PSCAD oraz na pracującej sieci elektroenergetycznej średniego napięcia. Przeprowadzono badania symulacyjne dla sieci izolowanej, kompensowanej oraz uziemionej przez rezystor. Zakres weryfikacji obejmował analizy zwarć doziemnych oraz dwu i trój fazowych w różnych, określonych miejscach sieci. Część badań symulacyjnych potwierdzono w warunkach rzeczywistych, dokonując zamknięcia na zwartą linię elektroenergetyczną w różnych odległościach od stacji elektroenergetycznej. Badania w warunkach rzeczywistych wykazały potrzebę opracowania algorytmów korekcji sygnałów przenoszonych przez przekładniki o zadanej transmitancji określonej na podstawie wcześniejszych pomiarów małosygnałowych.



Rys. 10. Schemat rozważanej sieci elektroenergetycznej

5. Podsumowanie

Nowe funkcje zabezpieczeniowe, realizowane przez sterowniki polowe typu e²TANGO umożliwią współczesnym urządzeniom EAZ jeszcze lepszą diagnostykę i analizę chronionych urządzeń i obiektów oraz poprawę niezawodności zasilania odbiorców.

Wewnętrzne zwarcie łukowe w rozdzielnicach średniego napięcia jest zjawiskiem rzadkim, ale nie niemożliwym. Skutki takiego zwarcia mogą być katastrofalne i niezwykle kosztowne. Ponadto mogą powodować zagrożenie dla zdrowia i życia ludzkiego. Zabezpieczenie łukoochronne ARC sterownika polowego e²TANGO wraz z krótkim czasem własnym wyłączania wyłącznika próżniowego e²BRAVO pozwala na bardzo szybkie przerwanie prądu zwarciovego, w czasie nawet poniżej 40 ms. Tak szybka reakcja i przerwanie stanu awaryjnego istotnie ogranicza skutki zwarcia łukowego w rozdzielnicach, sprawiając, że możliwe jest szybkie ponowne przywrócenie zasilania, ograniczając konsekwencje i koszty takiego zdarzenia.

Szybka detekcja i skuteczna eliminacja zjawiska ferreozonansu jest szczególnie istotna dla układów elektroenergetycznych ze względu na możliwość uszkodzenia zainstalowanych w nich przekładników napięciowych oraz kabli, co może prowadzić do zwarc łukowych i znacznie poważniejszych strat. Wbudowanie zabezpieczenia od ferreozonansu w sterownik polowy umożliwia nie tylko większą kontrolę nad działaniem tego zabezpieczenia, ale też pozwala na logiczne powiązanie z innymi zabezpieczeniami. Możliwość rejestracji wykrywanych zdarzeń wystąpienia ferreozonansu, łącznie z zapisem przebiegów prądów i napięć, pozwala na dokładniejszą analizę tego zjawiska i dopasowywanie się z działaniem zabezpieczenia do specyfiki układu w którym to zjawisko występuje.

Jednostronny układ pomiarowy wraz z urządzeniem pomiarowym implementującym metodę detekcji zwarc na podstawie fal wielokrotnie odbitych propagujących się liniami SN, może zostać zastosowany w rozdzielnicach SN w celu wydłużenia ich czasu życia, zmniejszenia strat materiałowych, finansowych i procesowych, będących następstwem zwarc występujących w liniach elektroenergetycznych SN. Wdrożenie jednostronnego układu pomiarowego wraz z metodą detekcji, będącego przedmiotem wynalazku, jest mniej skomplikowane i tańsze w porównaniu do układów dwustronnych. Wynalazek pozwala na poprawę bezpieczeństwa zasilania obiektu, w którym został zainstalowany, ochronę aparatury rozdzielczej jak również poprawę bezpieczeństwa obsługi i osób przebywających w pobliżu urządzeń ruchu elektrycznego.

W artykule zaprezentowano wyniki badań przemysłowych i prac rozwojowych zrealizowanych przez firmę Elektrometal Energetyka S.A. w ramach projektu: „Budowa zintegrowanych systemów wspomagających i optymalizujących prace oraz bezpieczeństwo rozdzielnic SN”. Projekt współfinansowany przez Unię Europejską ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Osi Priorytetowej I „Wykorzystanie działalności badawczo-rozwojowej w gospodarce” Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Mazowieckiego na lata 2014–2020.

Literatura

- [1] Koch B., Maksymiuk J., *Łukoodporność rozdzielnic osłoniętych i symulacja zwarć lukowych*, OWPW, Warszawa 2007.
- [2] IEEE 1584-2018 IEEE. *Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*.
- [3] PN-EN 62271-200:2012. *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Część 200: Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięcie znamionowe powyżej 1 kV do 52 kV włączanie*.
- [4] Maksymiuk J., *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*. OWPW, Warszawa 2003.
- [5] Chmielak W., *Łukoodporność rozdzielnic w osłonie metalowej*, Wiadomości Elektrotechniczne, R. 90, nr 2, 2022.
- [6] Pawłowski M., *Ferrorezonans w układach pomiarowych sieci zasilających*, Mechanizacja i Automaty-zacja Górnictwa, 2011, nr 8(486).
- [7] Suchorolski P., *Ferrorezonans w sieciach średnich napięć jako zagrożenie dla poprawnej pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2022, 1(9), 37–46.
- [8] Karolak J., Przybysz J., Wiśniewski J., *Zjawiska ferorezonansowe w sieciach elektroenergetycznych wysokiego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny, 2017, R. 93, nr 11.
- [9] Sajewicz D., Rybak D., Klonowski T., *Zabezpieczenia eliminacyjne w urządzeniach EAZ, metoda fa-lowy detekcji zwarć występujących w liniach SN*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2023, R. 91, nr 5.

CZĘŚĆ II
REFERATY SZKOŁY
OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ

Julian WIATR

elektro.info

Kazimierz HERLENDER

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

ZASILACZE UPS W UKŁADACH ZASILANIA URZĄDZEŃ ELEKTROMEDYCZNYCH

Przy projektowaniu układów zasilania budynków służby zdrowia pojawia się szereg wątpliwości wynikających z oczekiwanego poziomu niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz zachowaniem wymaganego poziomu ochrony przeciwporażeniowej. Brak szczegółowych wytycznych w tym zakresie często prowadzi do błędnego rozumienia tego problemu przez inwestora oraz projektanta. Niemniejszy referat stanowi próbę wypełnienia luki w tym zakresie.

1. Wstęp

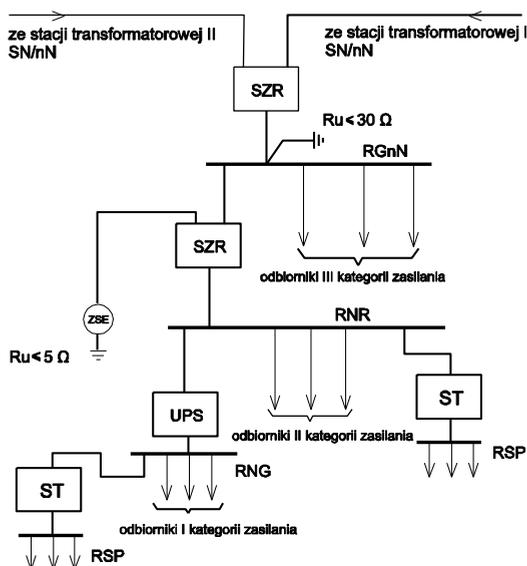
Wymagania dotyczące zasilania budynków zostały sprecyzowane w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U z 2015 roku, poz. 1422 z późn. zm.) [1]. Zgodnie z § 181 pkt. 1 rozporządzenia [1]:

Budynek, w którym zanik napięcia w elektroenergetycznej sieci zasilającej może spowodować zagrożenie życia lub zdrowia ludzi, poważne zagrożenie środowiska, a także znaczne straty materialne, należy zasiląć co najmniej z dwóch niezależnych, samoczynnie załączających się źródeł energii elektrycznej oraz wyposażyć w samoczynnie załączające się oświetlenie awaryjne (zapasowe lub ewakuacyjne). W budynku wysokościowym jednym ze źródeł zasilania powinien być zespół prądotwórczy.

Są to bardzo ogólne wymagania, które nie precyzują wymagań w zakresie niezawodności zasilania oraz metodyki projektowania układów zasilania. Wyjątkiem w tym zakresie jest *Rozporządzenie Ministra Łączności z 21 kwietnia 1995 roku w sprawie zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych łączności* (Dz.U. Nr 50/1995, poz. 271) [2]. Z uwagi na to, że jest to jedyny dokument formalno-prawny, precyzyjnie określający wymagania dotyczące zasilania obiektów budowlanych łączności, można

na jego podstawie opracować koncepcję układu zasilania dowolnego budynku przedstawioną na rysunku 1.

W prezentowanym układzie zasilania znajdują się wszystkie źródła zasilania, a ich stosowanie w określonym układzie zasilania może być przyjmowane w zależności od potrzeb i wymaganego poziomu niezawodności. Natomiast podział na poziomy rezerwowania oraz przypisane im źródła zasilania wynika z przyjętego w gospodarce elektroenergetycznej podziału na kategorie zasilanych odbiorników. Widoczny na rysunku 1 pojedynczy zespół prądotwórczy oraz pojedynczy zasilacz UPS, w zależności od potrzeb może być projektowany w układzie redundantnym lub w układzie pracy równoległej.



Rys. 1. Schemat blokowo-ideowy zasilania budynku [4].

Kategoria III – długotrwała przerwa w zasilaniu nie powoduje wystąpienia negatywnych skutków w postaci zagrożenia życia lub dużych strat materialnych; kategoria II – dopuszcza się krótką przerwę niezbędną na uruchomienie zespołu prądotwórczego; kategoria I – nie dopuszcza się żadnej przerwy w zasilaniu; ST – siłownia telekomunikacyjna ac/dc; RNR – rozdzielnicza napięcia rezerwowanego; RNG – rozdzielnicza napięcia gwarantowanego

2. Metodyka zasilania obiektów szpitalnych

Istotne znaczenie dla bezpieczeństwa pacjentów ma zapewnienie ciągłości zasilania, chociażby z tego powodu, że niektóre zabiegi nie są obojętne dla zdrowia, a część z nich pociąga za sobą nawet zagrożenie dla życia.

W związku z powyższym, w obiekcie szpitalnym na etapie opracowywania koncepcji zasilania, należy dokonać podziału odbiorników na kategorie zasilania.

Warunkiem zapewnienia wysokiej niezawodności jest doprowadzenie zasilania do budynku szpitala z dwóch różnych stacji transformatorowych 15/0,42 kV zasilanych z różnych GPZ-tów, a przynajmniej z dwóch różnych sekcji SN jednego GPZ-tu. Takie rozwiązanie pozwala na uzyskanie właściwego rezerwowania zasilanych odbiorników przy zasilaniu z SEE (systemu elektroenergetycznego).

Przy głównym złączu budynku szpitala powinien być zainstalowany SZR, z którego energia elektryczna powinna być doprowadzona do rozdzielni głównej szpitala (RGnn), gdzie należy wydzielić obwody odbiorników zaliczonych do III kategorii zasilania oraz obwód zasilający kolejny SZR, przeznaczony do współpracy z zespołem prądowórczym (ZP) stanowiącym awaryjne źródło zasilania.

Z drugiego SZR zasilanie należy doprowadzić do rozdzielni RNA – odbiorników II kategorii zasilania. Do odbiorników tej kategorii należy zaliczyć ogólne sale chorych, apteki, korytarze, windy, oświetlenie ogólne itp. Dla odbiorników nieszpitalnych zaliczonych do II kategorii dopuszcza się czas przerwy w zasilaniu do 60 sekund (tj. czas niezbędny dla dokonania samorozruchu ZP). W rozdzielni RNA należy wydzielić obwód zasilający zasilacz UPS, przeznaczony do zasilania odbiorników I kategorii zasilania, dla których niedopuszczalna jest jakkolwiek przerwa w zasilaniu. Układ współpracy ZP z UPS nazywa się tandemem ZP-UPS. Dokonanie takiego podziału jest konieczne ze względu na warunki lokalowe, jakimi dysponuje szpital, oraz wysokie koszty zakupu, eksploatacji ZP i zasilacza UPS. Zakwalifikowanie sal operacyjnych, OIOM oraz laboratoriów do I kategorii zasilania jest uzasadnione tym, że pacjent podłączony do aparatury nie może być pozbawiany czynności podtrzymujących życie, a brak oświetlenia (nawet przez kilka sekund) podczas operacji odbywającej się w nocy może być tragiczny w skutkach dla pacjenta. Dlatego zasilanie tych pomieszczeń w sposób bezprzerwowo jest uzasadnione i możliwe do realizacji tylko z wykorzystaniem zasilacza UPS o mocy dostosowanej do zasilanych przez niego urządzeń.

3. Pomieszczenia użytkowane medycznie

Pod pojęciem „pomieszczenie użytkowane medycznie” należy rozumieć nie tylko pomieszczenia szpitalne, ale również pomieszczenia pozaszpitalne, gdzie mogą być wykonywane zabiegi medyczne. Zwiększone zagrożenie dotyczy tylko pacjentów (również zwierząt w weterynarii), natomiast personel nie wymaga ochrony o wyższym stopniu bezpieczeństwa niż w innych obiektach budownictwa powszechnego.

Pomieszczenie „szpitalne” w interesującym nas zakresie dotyczy tylko pomieszczeń, gdzie pacjent może przebywać i poddawany jest badaniom lub zabiegom. Będą to więc sale chorych, gabinety badań, zabiegowe, sale operacyjne, porodowe, fizyko-

terapii, gabinety rentgenowskie itp. Nie są nimi pomieszczenia niedostępne dla pacjentów oraz takie, w których pacjent nie jest poddawany żadnym zabiegom medycznym (pomieszczenia administracyjne, kuchnie, pralnie, laboratoria, kioski, korytarze w oddziałach, sale pobytu dziennego, dyżurki lekarskie, a także nastawnie pracowni rentgenowskich, przygotowanie lekarzy w bloku operacyjnym itd.). Zgodnie z publikacją [7] należy przyjąć następujący podział pomieszczeń medycznych:

- a) **grupa 0:** *Należą do niej pomieszczenia medyczne, w których nie przewiduje się stosowania części aplikacyjnych aparatury elektromedycznej, a zanik zasilania nie powoduje zagrożenia życia. Są to pomieszczenia, w których pacjenci nie stykają się z urządzeniami elektromedycznymi. Urządzenia występujące w tej strefie mają własne wbudowane źródło zasilania w postaci ogniwa. Będą to gabinety ordynatorów, sale opatrunkowe, masażu, gimnastyki, hydroterapii, inhalacji czy też ogólnych badań otolaryngologicznych, okulistycznych, gabinety stomatologiczne itp.;*
- b) **grupa 1:** *Należą do niej pomieszczenia medyczne, w których przewiduje się stosowanie części aplikacyjnych aparatury elektromedycznej zewnątrz lub wewnątrz do różnych części ciała, poza zastosowaniami dotyczącymi pomieszczeń grupy 2, a zanik zasilania również nie powoduje zagrożenia życia. W pomieszczeniach tych mogą być stosowane aparaty medyczne mające bezpośredni kontakt z ciałem pacjenta, również wprowadzane pod skórę lub do naturalnych lub sztucznie wykonanych otworów ciała człowieka, pod warunkiem, że żadna z części nie może znajdować się w bezpośredniej bliskości serca. Będą to sale hydro- i fizykoterapii, radiologii (z wyłączeniem badań naczyniowych) dializy zewnątrz ustrojowej, sale porodowe, chirurgii ambulatoryjnej, stomatologii (fotel pacjenta), wszelkiego rodzaju endoskopii itd.;*
- c) **grupa 2:** *Należą do niej pomieszczenia najwyższego ryzyka, a więc pomieszczeń, gdzie przewiduje się stosowanie części aplikacyjnych aparatury elektromedycznej przy zabiegach na sercu, w salach operacyjnych, intensywnej opieki medycznej i innych zabiegach, przy których zanik zasilania może być przyczyną zagrożenia życia. Grupa ta obejmuje pomieszczenia, gdzie są lub mogą być stosowane aparaty elektromedyczne, których elementy mogą stykać się z sercem lub znajdować się w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Będą to sale operacyjne i związane z nimi sale przygotowania pacjenta, sale intensywnej opieki medycznej (OIOM) i pooperacyjnej, rentgenowskich badań naczyniowych oraz częściowo endoskopii i sal porodowych z możliwością zastosowania aparatów elektromedycznych.*

Podane przykłady są przypadkami oczywistymi, zaklasyfikowanie pomieszczeń do odpowiedniej grupy powinno jednak odbywać się przy współudziale lekarza tam pracującego.

4. Koncepcja ochrony przeciwporażeniowej

Pomieszczenia grupy 0 i 1. muszą spełniać wszystkie warunki normy przedmiotowej PN-HD 60364-4-41[11], prawa budowlanego, rozporządzeń wykonawczych oraz cech osobniczych człowieka chorego i jego podatności na działanie prądu elektrycznego.

Wszystkie pomieszczenia muszą mieć podłogi o rezystancji $R_i \geq 50 \text{ k}\Omega$, a urządzenia w nich zainstalowane powinny posiadać ochronę przy uszkodzeniu. Instalacja odbiorcza musi być wykonana w systemie TN-S, mieć połączenia wyrównawcze i być chroniona przed przeciążeniami i zwarciami, a także mieć ochronę przeciwprzepięciową.

Natomiast w pomieszczeniach grupy 2 instalacja odbiorcza oprócz skutecznej ochrony przeciwporażeniowej powinna gwarantować ciągłość zasilania. W pomieszczeniach tych niedopuszczalne są jakiegokolwiek przerwy w zasilaniu wynikłe z przeciążeń lub zwarc.

Spśród pięciu dostępnych systemów zasilania (TN: TN-S, TN-C-S, TN-C, TT oraz IT) tylko system IT może podołać tym wymaganiom. Układ ten buduje się z wykorzystaniem jednofazowych transformatorów separacyjnych ze stałą kontrolą stanu izolacji, np. ES710 produkcji firmy Bender. Każde pomieszczenie lub grupa pomieszczeń funkcjonalnie związanych ze sobą (np. sala operacyjna i pomieszczenia przygotowania pacjenta) powinny być zasilane z osobnego transformatora o mocy 3,15–10 kVA. W przypadku większych mocy zapotrzebowanych należy wykonać kilka sieci elektromedycznych zasilanych z osobnych transformatorów o mocach dobranych do potrzeb zasilanych odbiorników (zgodnie z normą PN-HD 60364-7-710:2012 [10] transformatory elektromedyczne nie mogą być łączone równolegle). Przykładowe rozwiązania układów zasilania zostały zamieszczone w publikacji [15].

5. Układ zasilania IT

W odróżnieniu od układów TN, w których jeden przewód ma potencjał ziemi, a pozostałe są pod napięciem 230 V, układ IT charakteryzuje się odizolowanym punktem neutralnym.

W związku z tym różnica potencjałów pomiędzy przewodami a ziemią nie jest określona, a bezpośrednie doziemienie jednego z nich powoduje tylko wyrównanie potencjału z potencjałem ziemi, co sprowadza się do krótkotrwałego, niegroźnego w skutkach (przy niezbyt dużych pojemnościach sieci) przepływu przez człowieka prądu wyrównawczego.

Do szczególnie korzystnych cech układu IT należy zaliczyć:

- duże bezpieczeństwo eksploatacji,
- wysoki stopień bezpieczeństwa pożarowego,

- występowanie minimalnego prądu dotykowego i doziemieniowego,
- możliwość łatwego wykrycia doziemienia,
- możliwość bezprzerwowego zasilania po wystąpieniu doziemienia jednofazowego,
- małe wymagania oporności uziemień ochronnych.

Cechy te spowodowały, iż układ IT ma szczególne predyspozycje do stosowania w obiektach o wysokim zagrożeniu porażeniowym i pożarowym.

W celu uniknięcia zgorzeń powstającym przy podwójnym zwarceniu, w obiektach służby zdrowia zasilanych w układzie IT dopuszcza się jedynie układy jednofazowego zasilania.

Miejszem szczególnego zagrożenia są sale operacyjne i inne pomieszczenia szpitalne, w których wykonuje się zabiegi za pomocą aparatów elektromedycznych z pominięciem wierzchniej warstwy naskórka, a często bezpośrednio na sercu. Dlatego też w warunkach szpitalnych może dojść do mikroporażenia, przy którym cały prąd rażeniowy przepływa przez mięsień sercowy. O ile więc w warunkach pozaszpitalnych granicą zagrożenia jest prąd 10 mA, to w salach operacyjnych ta granica przesuwa się do wartości 10 μ A.

Należy pamiętać, że zwiększona podatność pacjentów na działanie prądu elektrycznego wynika między innymi z następujących czynników:

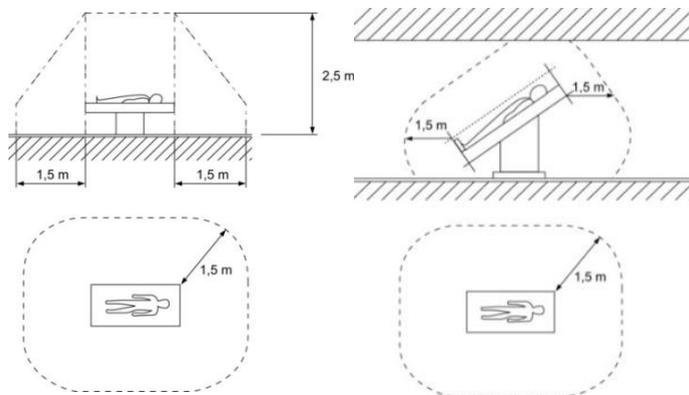
- brak możliwości reagowania na odczucie przepływu prądu (choroba, brak przytomności, działanie anestyków, ograniczenie swobody ruchu),
- zmniejszenie rezystancji naskórka (pocenie się, stres),
- konieczność stałego podłączenia do aparatury podtrzymującej podstawowe funkcje życiowe.

Wszystko to prowadzi do konieczności zastosowania układu elektrycznego gwarantującego wysoki stopień bezpieczeństwa (szczególnie w pomieszczeniach drugiej grupy). Gniazda wtyczkowe i odbiorniki znajdujące się w zasięgu ręki muszą więc być zasilane przez transformatory separacyjne z kontrolą stanu izolacji (medyczne transformatory ochronne).

Poszczególne obwody powinny mieć zabezpieczenie przed prądami zwarciovymi, a przypadkowe przeciążenia powinny być natychmiast sygnalizowane. Odporność na krótkotrwałe przeciążenie uzyskuje się przez stosowanie transformatorów separacyjnych o uzwojeniach z przewodami o zwiększonym przekroju, wykonanych w II klasie ochronności.

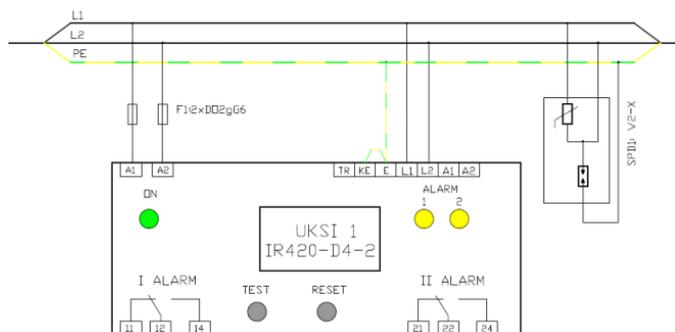
Z uwagi na to, że całość obiektu szpitalnego zasilana jest w systemie sieci TN-S, koniecznym jest przejście na sieć IT, w celu realizacji zasilania bloku operacyjnego oraz OIOM-u. Schemat takiego układu przedstawiono na rysunku 2. W przypadku obwodów IT eksploatowanych w obiektach służby zdrowia, nie wolno w żadnym przypadku dodatkowo lub zamiennie stosować wyłączników różnicowoprądowych, gdyż nie chronią one przed upływem mogącym spowodować mikroporażenie. Mogą również doprowadzić do wyłączenia napięcia w trakcie zabiegu, co nigdy nie powinno nastąpić.

mocy przeznaczony do zasilania odbiorników nieliniowych lub silników elektrycznych przy wzroście obciążenia automatycznie przejdzie na bypass zewnętrzny co skutkowało będzie pozbawieniem układu zasilania funkcji napięcia gwarantowanego.



Rys. 3. Bezpośrednie otoczenie pacjenta [7]

Bardzo ważnym elementem jest ochrona przepięciowa w instalacjach zasilanych przez elektromedyczny transformator separacyjny. Zastosowanie ogranicznika przepięć, który łączy przewody dołączone do zacisków transformatora przez warystor, który poprzez iskiernik jest połączony z uziemionym przewodem PE. Takie rozwiązanie umożliwia ograniczenie przepięć oraz neutralizację ładunków elektrostatycznych. Schemat UKSI z przyłączonym ogranicznikiem przepięć typu VCX-2 przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Przykład UKSI wraz z przyłączonym ogranicznikiem przepięć CCX-2 [16]

Moc zasilacza UPS podawana w kartach katalogowych dotyczy wyjścia. Moc wejściowa zasilacza nie jest równa mocy wyjściowej. Zasilacz pobiera z sieci moc większą niż oddaje zasilanym odbiornikom. Podczas projektowania układów zasilania UPS

należy uwzględnić ten problem. Dobierając moc zasilacza UPS na podstawie mocy czynnej zapotrzebowanej P_Z należy przyjmować 25% rezerwy w celu skompensowania chwilowego wzrostu mocy lub ewentualnych błędów jej oszacowania.

Ponieważ zasilacz UPS musi pokryć zapotrzebowanie mocy czynnej P_Z oraz mocy biernej Q_Z , w przypadku, gdy UPS konwertuje energię przy współczynniku mocy $\cos\varphi_z < \cos\varphi_{n\text{ UPS}}$, zmniejsza się zdolność wykorzystania mocy czynnej UPS ze względu na możliwości przełączeniowe układu półprzewodnikowego falownika. Falownik zasilacza UPS zasilający odbiorniki posiada ograniczenia wydajności mocy czynnej związanej z kształtowaniem przebiegu napięcia przy poborze prądu odbiorników zarówno o charakterze pojemnościowym, jak i indukcyjnym, czyli $\cos\varphi_{n\text{ UPS}}$, zatem w przypadku wytwarzania energii elektrycznej przy współczynniku $\cos\varphi_z < \cos\varphi_{n\text{ UPS}}$ skutkuje zmniejszeniem jego wykorzystania. Względne obciążenie zasilacza UPS mocą czynną można określić współczynnikiem wykorzystania, który należy obliczyć z poniższego wzoru [4]:

$$p = \frac{\cos\varphi_z}{\cos\varphi_{n\text{ UPS}}}. \quad (1)$$

Wymagana minimalna moc czynna zasilacza UPS musi spełniać następującą nierówność:

$$P_{\text{UPS min}} \geq \frac{P_Z}{p}. \quad (2)$$

Obliczony ze wzoru (1) współczynnik wykorzystania p należy podstawić do wzoru (2). W przypadku, gdy $p \geq 1$, do wzoru (2) należy wstawić wartość „1”. Wartość współczynnika mocy $\cos\varphi_{n\text{ UPS}}$ należy przyjąć zgodnie z DTR zasilacza UPS. W przypadku braku informacji w tym zakresie można przyjmować $\cos\varphi_{n\text{ UPS}} = 0,8$ dla zasilaczy UPS o konstrukcji transformatorowej lub $\cos\varphi_{n\text{ UPS}} = 0,9$ dla zasilaczy beztransformatorowych z falownikiem IGBT oraz $\cos\varphi_{n\text{ UPS}} = 1$ dla falowników wielostopniowych. Moc pozorna zasilacza UPS musi spełniać następującą nierówność:

$$S_{n\text{ UPS}} \geq \frac{P_{\text{UPS min}}}{\cos\varphi_{n\text{ UPS}}}, \quad (3)$$

gdzie:

$P_{\text{UPS min}}$ – minimalna mocy czynna, jaką musi pokryć generator zespołu prądotwórczego, w [kW],

$\cos\varphi_{n\text{ UPS}}$ – znamionowy współczynnik mocy zasilacza UPS, w [-] (wartość $\cos\varphi_{n\text{ UPS}}$ należy przyjmować na podstawie DTR producenta UPS).

W przypadku, gdy zasilacz służy do zasilania urządzeń z dużym prądem rozruchowym, za podstawę doboru mocy należy przyjmować prądy rozruchowe tych urządzeń, które nie mogą przekraczać wartości prądu znamionowego zasilacza UPS z uwzględnieniem jego chwilowego przeciążenia określonego w DTR producenta. Nieco problemem w tym zakresie może nastąpić transformator elektromedyczny, którego prądy rozruchowe zgodnie katalogiem producenta mogą wynosić: $I_r = 12 \cdot I_n$, gdzie: I_n – prąd znamionowy transformatora.

W takim przypadku przyjęcie mocy zapotrzebowanej wyznaczonej z wykorzystaniem spodziewanej wartości prądu rozruchowego transformatora dla potrzeb doboru zasilacza UPS nie znajduje technicznego uzasadnienia. Przyjęcie tak dużych wartości prądów na potrzeby doboru mocy zasilacza UPS skutkowało by znaczącym przewymiarowaniem zasilacza, które jest niezasadnione technicznie i ekonomicznie. Zasadnym jest dobór zasilacza UPS do zasilania transformatora elektromedycznego dla wartości mocy znamionowej przy pracy w stanie ustalonym, ze względu na rozruch transformatora przez tor bypassu zasilacza UPS.

Jest to jednoznaczne z wyeliminowaniem akumulatorów z toru zasilania na czas rozruchu transformatora, który trwa bardzo krótko i jest realizowany w warunkach niezagrażających życiu pacjentów. Należy jednak mieć świadomość, że w takim przypadku również występują pewne ograniczenia wynikające z wartości dopuszczalnego prądu obciążenia toru bypassu oraz czasu trwania rozruchu. Dopuszczalne wartości prądów możliwe do pobrania przy pracy z baterii wybranych zasilaczy UPS przedstawiono w tabeli 1.

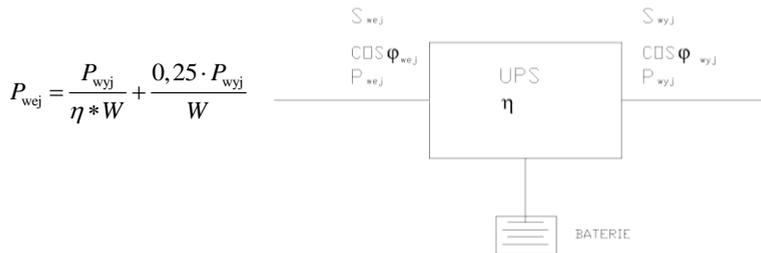
W przypadku, gdy zasilacz UPS zasila odbiorniki nieliniowe powstają zniekształcenia prądu pobieranego ze źródła. Zniekształcenia te powodują pojawianie się w sieci zasilającej oraz instalacji odbiorczej harmonicznych, interharmonicznych i subharmonicznych, które na ogół nie są w fazie z napięciem. Zjawisko wyższych harmonicznych powoduje, że oprócz mocy czynnej i biernej pojawia się moc deformacji, co oznacza, że moc pozorna nie może być określona jako stopnia odkształcenia przebiegów napięcia i prądów, czyli od zawartości wyższych harmonicznych, a w układach wielofazowych również od stopnia asymetrii.

Tabela 1. Zdolność zwarciova przykładowych zasilaczy UPS podczas pracy z baterii iloczyn prądu i napięcia

Model UPS	Masterys IP+					Masterys GP				Delphys GP
	15 kVA	20 kVA	30 kVA	40 kVA	60 kVA	20 kVA	40 kVA	80 kVA	120 kVA	
Sn	15 kVA	20 kVA	30 kVA	40 kVA	60 kVA	20 kVA	40 kVA	80 kVA	120 kVA	160 kVA
Pn	14 kW	18 kW	27 kW	32 kW	48 kW	20 kW	40 kW	80 kW	120 kW	160 kW
We/Wy	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/3	3/3	3/3	3/3	3/3
0 ms–40 ms	165 A	216 A	352 A	350 A	520 A	74 A	156 A	313 A	470 A	800 A
40 ms–100 ms	140 A	183 A	293 A	350 A	520 A	62 A	126 A	250 A	420 A	800 A

W przypadku obciążeń asymetrycznych współczynnik mocy $\cos\varphi$ nie jest jednaki dla poszczególnych faz. W każdej fazie jego wartość może być różna i zależ-

niona od wartości mocy czynnej i biernej obciążającej fazę. Oszacowanie wartości mocy deformacji powodowanej niesymetrycznym obciążeniem jest dość trudne, jednak współczesne zasilacze UPS beztransformatorowe z falownikiem wykonanym w technologii IGBT są odporne na niesymetrię obciążenia wyjściowego. Zależność mocy wejściowej oraz mocy wyjściowej przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Opis mocy wejściowej i wyjściowej w zasilaczu UPS [8]:
 W – współczynnik zniekształceń, η – sprawność zasilacza

Osobnym problemem jest wymagany czas podtrzymania zasilania przy pracy bateryjnej. W tym przypadku jedynym wyznacznikiem są wymagania stawiane przez użytkownika.

W praktyce przy zasilaniu zasilacza UPS przez zespół prądotwórczy można przyjmować czas podtrzymania na 15-20 minut, gdyż zespół prądotwórczy przejmie zasilanie w czasie do 30 s po zaniku napięcia w sieci elektroenergetycznej (*jeśli zespół prądotwórczy zasila urządzenia przeciwpożarowe oprócz ogólnego podtrzymania zasilania całego obiektu, wymagany czas przejścia zasilania zgodnie z normą PN-EN 12101-10:2007 [14] wynosi 15 s*).

Zgodnie z normą IEC 60364-7-710:2012. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-710. Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Pomieszczenia medyczne* [10]. Wymagany czas pracy zasilacza UPS wynosi:

- bez współpracy z zespołem prądotwórczym – 3 godziny,
- przy współpracy z zespołem prądotwórczym – 1 godzinę.

Norma ta dostępna jest w wersji angielskiej i nie została powołana w Rozporządzeniu [1], przez co jej stosowanie jest dobrowolne na zasadach wiedzy technicznej.

Dobór zabezpieczeń zasilacza UPS na jego wejściu jest uzależniony od wartości mocy zapotrzebowanej przez przyłączone do jego wyjścia odbiorniki. Przy zasilaniu odbiorników przez tor przekształtnika moc zapotrzebowana jest większa niż moc pobierana przy zasilaniu przez tor bypassu zewnętrznego. Skutkuje to tym, że zabezpiecza się osobno tor przekształtnika oraz tor bypassu statycznego i tor bypassu zewnętrznego.

Tor przekształtnika oraz bypassu statycznego zabezpiecza się bezpiecznikami topikowymi lub wyłącznikami nadprądowymi instalacyjnymi o jednakowym prądzie zna-

mionowym. Decydującym czynnikiem o doborze prądu znamionowego zabezpieczenia jest moc zapotrzebowana na wejściu zasilacza UPS przy pełnym obciążeniu. Natomiast prąd znamionowy zabezpieczeń toru bypassu zewnętrznego jest uzależniony od mocy zapotrzebowanej przez odbiorniki.

Przykład

Dobrać zasilacz UPS do zasilania urządzeń elektrycznych poprzez transformator elektromedyczny ES710/8000 o następujących parametrach $U_{n1}/U_{n2} = 230 \text{ V}/230 \text{ V}$, $S_n = 8000 \text{ VA}$, prąd rozruchu $I_r = 12 \cdot I_n$.

$$I_B = \frac{S_n}{U_n} = \frac{8000}{230} = 34,8 \text{ A},$$

$$I_r = 12 \cdot I_B = 12 \cdot 34,6 = 417,6 \text{ A}.$$

Czas trwania stanu nieustalonego transformatora jest krótki, przez co dobór mocy zasilacza UPS do mocy zapotrzebowanej przez rozruch transformatora jest bezcelowym działaniem.

Zgodnie z katalogiem transformatorów elektromedycznych, transformator ES710/8000 wymaga zabezpieczenia bezpiecznikiem typu gG przy prądzie znamionowym $I_n = 63 \text{ A}$. Oznacza to, że współczynnik $k = I_n/I_B = 63/34,7 \in (1,8-2)$. Zatem należy przyjąć obciążenie prądowe zasilacza UPS o wartości 63 A. Przy takim założeniu wymagana moc wyjściowa zasilacza UPS powinna wynosić 10 kVA. Przy zabezpieczeniu transformatora bezpiecznikiem Do2gG63 w torze bypassu dobranym ze względu na rozruch transformatora, odporność zwarciowa zasilacza wynosi 4 kA. Prąd wyłączenia zabezpieczenia w czasie nie dłuższym od 0,4 s zgodnie z charakterystyką prądowo-czasowa bezpiecznika wynosi $I_a = 655,2 \text{ A}$. Podczas zwarcia w transformatorze zasilacz UPS musi przejść na bypass gdyż zgodnie z jego kartą katalogową praca z baterii dopuszcza jedynie pobór prądu o wartości 113 A. Prąd ten nie gwarantuje zadziałania zabezpieczeń w czasie nieprzekraczającym 5 s, gdyż zgodnie z charakterystyką prądowo-czasową bezpiecznika Do2gG63 prąd gwarantujący zadziałanie zabezpieczenia w czasie nie dłuższym od 5 s wynosi $I_a = 333,9 \text{ A}$.

Po rozruchu transformatora prąd obciążenia spada i wynosi po stronie pierwotnej 36 A.

Zatem moc zasilacza UPS przy pracy bateryjnej musi gwarantować wydatek prądowy wynoszący więcej niż 36 A.

Moc wyjściowa zasilacza w takim przypadku musi wynosić nie mniej niż:

$$P_{\text{UPS wyj}} = I_{nT} \cdot U_{nf} = 36 \cdot 230 = 8280 \text{ VA} \Rightarrow 10\,000 \text{ VA}.$$

Zabezpieczenie toru przekształtnika, przy założeniu współczynnika mocy zapotrzebowanej przez odbiorniki przyłączone do transformatora elektromedycznego $\cos\varphi = 0,9$, czyli $P_Z = 10\,000 \cdot 0,9 = 9000 \text{ W}$:

$$P_{\text{wej UPS}} = \frac{P_Z}{W \cdot \eta} + \frac{0,25 \cdot P_Z}{W} = \frac{9000}{0,9 \pm 0,95} + \frac{0,25 \cdot 9000}{0,9} = 13\,026,4 \text{ W},$$

$$I_{B \text{ UPS}} = \frac{P_{\text{wej UPS}}}{U_{\text{nf}} \cdot \cos \varphi} = \frac{13\,026,4}{230 \cdot 0,9} = 62,93 \text{ A}.$$

Do zabezpieczenia toru bypassu wewnętrznego należy przyjąć zabezpieczenie Do2gD63.

Natomiast ochronę przeciwporażeniową w obwodach elektromedycznych należy projektować zgodnie z zasadami opisanymi w treści referatu.

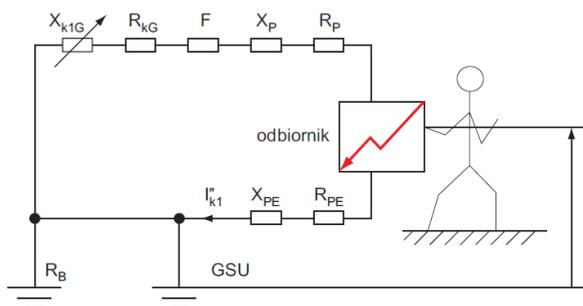
6. Ochrona od porażen w obwodach zasilanych przez UPS

W newralgicznych pomieszczeniach elektromedycznych, takich jak blok operacyjny lub OIOM ze względu na wymaganą wysoką niezawodność zasilania zabronione jest stosowanie wyłączników różnicowoprądowych. Zdolność zwarciovą wraz z dopuszczalnymi czasami trwania zwarcia dla wybranych zasilaczy UPS przedstawiono w tabeli 1.

Analiza danych zawartych w tabeli 1 prowadzi do wniosku, że zasilacz UPS nie jest w stanie zagwarantować przepływu prądu o wartości umożliwiającej zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego w czasie nie dłuższym od określonego w normie PN-HD 60364-4-41 [11].

Dla przykładu zasilacz o mocy 60 kVA gwarantuje prąd zwarciovą z baterii o wartości 520 A przez czas nie dłuższy od 100 ms, podczas gdy prąd zwarciovą gwarantujący nie przekroczenie dopuszczalnego czasu trwania zwarcia w jakim nastąpić powinno samoczynne wyłączenie nie powinien przekraczać wartości 2400 A. Stan ten niegwarantuje zapewnienia skutecznej ochrony od porażen realizowanej przez samoczynne wyłączenie. Ograniczenie prądu zwarciovego w zasilaczu UPS do wartości z przedziału $(2,5-3) \cdot I_n$ jest spowodowane koniecznością ochrony elementów aktywnych przekształtnika. W takim przypadku pomocne może być sterowanie wartością spodziewanego napięcia dotykowego U_{ST} , tak by jego wartość nie przekraczała wartości napięcia dotykowego dopuszczalnego długotrwale U_L . Postępowanie takie jest zgodne z normą [11], a sposób realizacji tego zalecenia (przy uproszczonym założeniu: $Z_{PE} \approx R_{PE}$) wyjaśnia rysunek 6. Dokładna analiza rysunku 6 oraz zamieszczonych przy nim wzorów, prowadzi do oceny dwóch przypadków:

- a) jeżeli $I_k < I_a$ – czy spodziewane napięcie dotykowe U_{ST} jakie powstanie na częściach przewodzących dostępnych chronionego urządzenia, w warunkach zakłóconych nie przekroczy napięcia dotykowego dopuszczalnego długotrwale U_L ?
- b) jeżeli $I_k \geq I_a$ – czy nastąpi samoczynne wyłączenie zasilania w czasie nie dłuższym od określonego w normie PN-HD 60364-4-41:2009 [11]?



$$U_{ST} = I_a \cdot R_{PE} \cdot k_p \leq U_L$$

$$R_{PE} = \frac{l \cdot k_p}{\gamma \cdot S_{PE}}$$

$$U_L \geq \frac{I_a \cdot l \cdot k_p}{\gamma \cdot S_{PE}}$$

$$S_{PE} \geq \frac{I_a \cdot l \cdot k_p}{\gamma \cdot U_L}$$

Rys. 6. Metodyka wyznaczania przekroju przewodu ochronnego S_{PE}

łącznie chronione urządzenie z GSU, dla spełnienia warunku $U_{ST} \leq U_L$ [4]:

U_{ST} – spodziewana wartość napięcia dotykowego, GSU – główna szyna uziemiająca,

S_{PE} – minimalny przekrój przewodu ochronnego, gwarantujący spełnienie warunku $U_{ST} \leq U_L$,

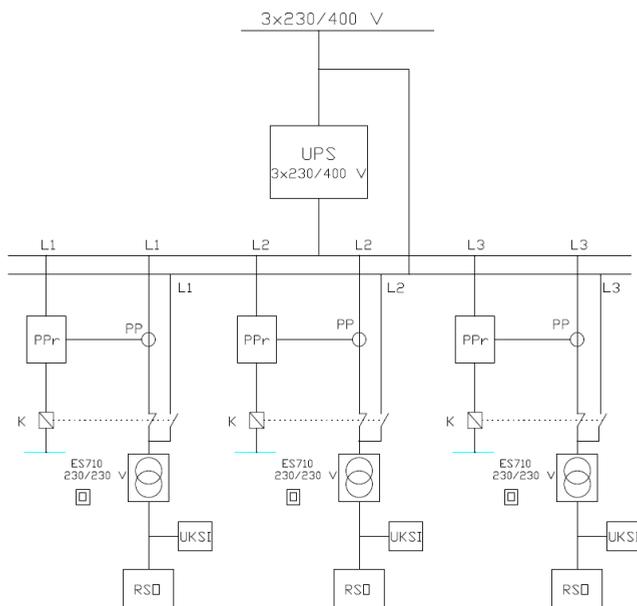
k_p – współczynnik korekcyjny uwzględniający wpływ temperatury pożaru,

którego sposób wyznaczenia określa norma N SEP-E 005 [13] – w warunkach normalnych

(nie pożarowych $k_p = 1$, l – długość przewodu łączącego odbiornik z GSU,

I_a – prąd wyłączający zabezpieczenie w czasie wymaganym przez normę, R_{PE} – rezystancja przewodu ochronnego, γ – konduktywność przewodu ochronnego łączącego chroniony odbiornik z GSU)

Przyjęcie takiego sposobu rozwiązania ochrony przeciwporażeniowej gwarantuje jej zachowanie przy dowolnej wartości spodziewanego prądu zwarciovego I_k .



Rys. 7. Uproszczony układ zasilania bloku operacyjnego z wykorzystaniem trójfazowego zasilacza UPS

W przypadku zastosowania zasilacza trójfazowego do zasilania w ramach jednej sali operacyjnej lub OIOM należy wykorzystywać jedną fazę. W celu uniknięcia przejścia na bypass przy przeciążeniu jednej z fazy, co spowoduje utratę gwarancji zasilania w całej zasilanej instalacji obwody odbiorcze w poszczególnych fazach należy wyposażyć w przełączniki priorytetu, które wyeliminują fazę uszkodzoną zapewniając utrzymanie zasilania gwarantowanego w instalacjach zasilanych z pozostałych faz. Przykład takiego układu przedstawiono na rysunku 7. Wykrycie przeciążenia powoduje przełączenie w czasie nie dłuższym od 0,5 s.

Uwaga

W przypadku zastosowania zasilacza UPS typu 3/3, gdzie każda faza na jego wyjściu tworzy osobny obwód jednofazowy, zwarcie w jednej z faz za UPS-em skutkowało będzie przełączeniem układu zasilania na bypass.

W przypadku długotrwałego utrzymywania się takiego stanu, co będzie miało miejsce w przypadku $I_k < I_a$, ulega utracie bezpieczeństwa zasilania w fazach nieobjętych zwarcie. W celu wyeliminowania fazy objętej zwarcie i umożliwienia szybkiego powrotu do pracy przekształtnikowej zasilacza UPS, każda faza musi zostać dodatkowo zabezpieczona z wykorzystaniem układu automatyki umożliwiającej przerwanie zasilania w fazie objętej zwarcie w czasie jak najkrótszym od jego powstania, lecz nie dłuższym od 5 sekund. Układ automatyki zabezpieczeniowej należy wówczas projektować przed transformatorem elektromedycznym.

Literatura

- [1] Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, Dz.U. z 2015 r., poz. 1422 z późn. zm.
- [2] Rozporządzenie Ministra Łączności z 21 kwietnia 1995 roku w sprawie zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych łączności, Dz.U. Nr 50/1995, poz. 271.
- [3] *Poradnik projektanta Systemów Sygnalizacji Pożaru*, cz. II, SITP, Warszawa 2009.
- [4] Wiatr J., Orzechowski M., *Poradnik Projektanta Elektryka*, wyd. V, Grupa Medium, Warszawa 2012.
- [5] Wiatr J., Boczkowski A., Orzechowski M., *Ochrona przeciwporażeniowa oraz dobór przewodów i ich zabezpieczeń w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia*, wyd. I, DW Medium, Warszawa 2010.
- [6] Sutkowski T., *Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energię elektryczną. Urządzenia i układy*, COSiW SEP, 2007.
- [7] Sałasiński K., *Bezpieczeństwo elektryczne w zakładach opieki zdrowotnej*, COSiW SEP, 2007.
- [8] PN-HD 60364-7-710:2012. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-710: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Pomieszczenia medyczne (wersja angielska).*
- [9] PN-EN 60896-11:2007. *Baterie ołowiowe stacjonarne. Część 11: Ogólne wymagania i metody badań.*
- [10] PN-HD 60364-7-710:2012. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-710: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Pomieszczenia medyczne.*

- [11] PN-HD 60364-4-41:2009. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Instalacje dla zapewnienia bezpieczeństwa Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
- [12] PN-EN 62040-1:2009. *Systemy bezprzerwowego zasilania (UPS). Część 1: Wymagania ogólne i wymagania dotyczące bezpieczeństwa UPS. Aneks M (normatywny). Wentylacja przedziałów bateryjnych.*
- [13] N SEP-E 005. *Dobór przewodów elektrycznych do zasilania urządzeń, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru.*
- [14] PN-EN 12101-10:2007. *Systemy kontroli rozprzestrzeniania dymu i ciepła. Część 10: Zasilacze.*
- [15] Katalogi producentów zasilaczy UPS (Socomec).
- [16] Wiatr J., *Uproszczony projekt instalacji bloku operacyjnego*, elektro.info, 2019, nr 1–2.

OCHRONA MAGAZYNÓW ENERGII PRZED ODDZIAŁYWANIEM PIORUNOWEGO IMPULSU ELEKTROMAGNETYCZNEGO

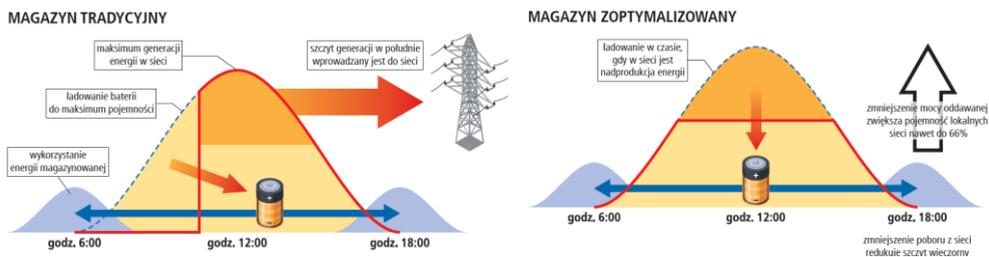
W referacie przedstawiono zagrożenia związane z oddziaływaniem wyładowań atmosferycznych na systemy magazynów energii. Na podstawie aktualnych norm z zakresu ochrony odgromowej i przepięciowej przedstawiono zasady doboru środków ochrony przed wyładowaniem bezpośrednim dla magazynów energii zlokalizowanych w metalowych kontenerach oraz budynkach murowanych. Zwrócono uwagę na konieczność kompleksowej ochrony przepięciowej linii zasilających i sygnałowych wprowadzanych do wnętrza obiektu. Podkreślono konieczność ochrony przepięciowej urządzeń elektrycznych i elektronicznych wewnątrz magazynu. Zaprezentowano specjalistyczne ograniczniki przepięć do ochrony obwodów prądu stałego.

1. Wprowadzenie

Magazyny energii można zdefiniować jako instalacje służące do przechowywania energii, przyłączone do sieci, mające zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci. Magazyny energii można podzielić ze względu na ich wielkość (przydomowe i przemysłowe) oraz zastosowane technologie. Jedną ze stosowanych technologii są technologie wykorzystujące baterie elektrochemiczne, tzw. magazyny energii bateryjne BESS (ang. *Battery Energy Storage System*), w których zmagazynowana energia chemiczna może być w razie potrzeby przekształcana w elektryczną. Rozwiązanie to ma najczęściej modułowy charakter (np. kontener), dzięki czemu można jest zastosować praktycznie każdym obszarze (na lądzie i na wodzie). Magazyny energii pozwalają na bezpieczne gromadzenie i magazynowanie energii elektrycznej w bateriach elektrochemicznych. Umożliwiają wykorzystanie na potrzeby własne energii wyprodukowanej przez OZE w godzinach zapotrzebowania lub oddanie jej do sieci w chwili, kiedy jest to najbardziej korzystne. Obecnie coraz częściej instalacje prosumenckie wyposażane są w magazyny energii. Pozwala to na lepsze wykorzystanie energii sieci zarówno wewnątrz instalacji odbiorczej, jak też lepsze bilansowanie energii w systemie energetycznym. Inteligentne systemy magazynowania pozwalają na zmniejszenie problemów ze zbyt dużym oddawaniem energii do sieci w porze południowej i pojawiającymi się przypadkami zakłóceń w pracy instalacji prosumenckich. W skrajnych

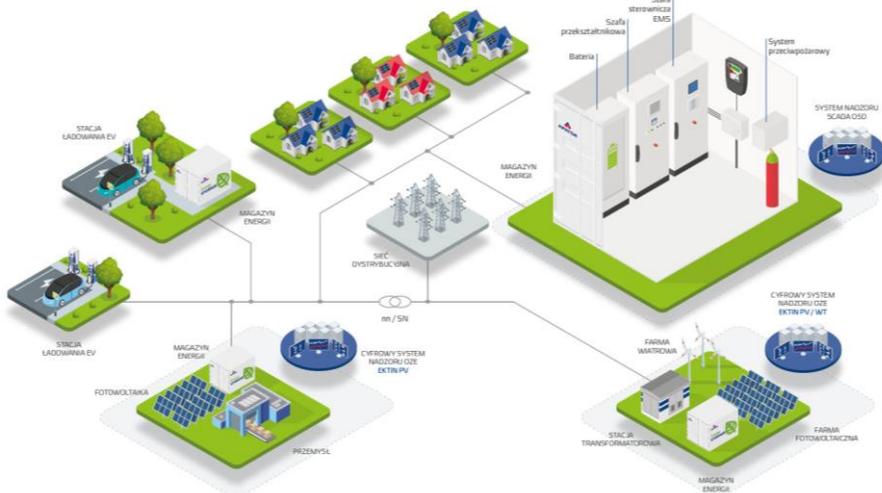
przypadkach z uwagi na niskie zapotrzebowanie u odbiorców i wysoki poziom generacji z fotowoltaiki – może nawet dojść do wyłączania części domowych instalacji PV [3]. Dlatego „inteligentne” systemy magazynowania energii, współpracując z falownikami i siecią, potrafią zminimalizować ryzyko wystąpienia takich zjawisk.

Magazyny energii znajdują zastosowanie w instalacjach przemysłowych, umożliwiając lokalne bilansowanie energii oraz efektywne jej wykorzystanie na własne potrzeby wg aktualnego zapotrzebowania. Korzyści wynikające z wykorzystania OZE w procesie produkcyjnym są znaczne – nie tylko przyczyniają się do redukcji kosztów energii, ale także pomagają w redukcji śladu węglowego produkowanych wyrobów.



Rys. 1. Współpraca „inteligentnego magazynu energii” z siecią energetyczną [3]

Duże magazyny energii mogą pełnić także ważną funkcję związaną ze stabilizacją parametrów sieci elektroenergetycznej, dla której dużym wyzwaniem są rozproszone źródła energii. Magazyny energii gwarantują większą elastyczność i balans w sieci zasilającej, zapewniając wsparcie dla nieciąglych (niestabilnych w stosunku do zapo-



Rys. 2. Obszary zastosowań magazynów energii w sieci niskiego napięcia [2]

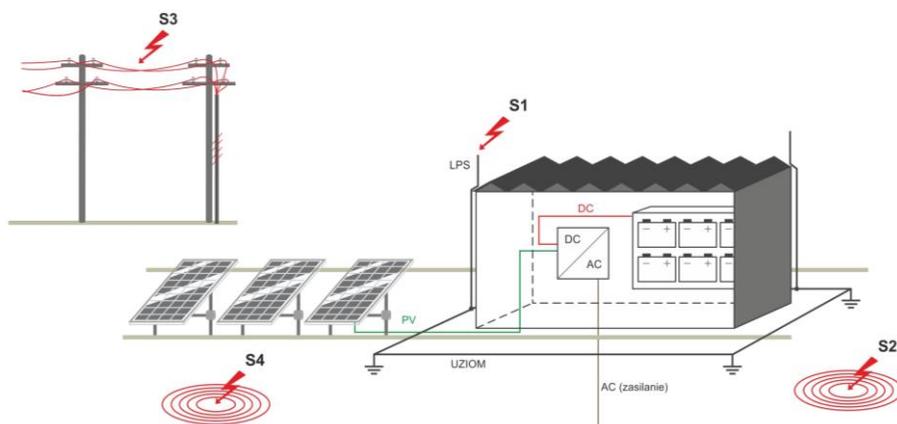
trzebowania) źródeł odnawialnych. Wykorzystanie magazynów energii pozwala również na częściowe usuwanie problemów z mocą przyłączeniową i rozbudową infrastruktury przesyłowej:

- wspomaganie operatorów sieci ładowania pojazdów elektrycznych przy drogach szybkiego ruchu, w centrach miast itp.,
- możliwość przyłączenia większej liczby OZE bez konieczności inwestycji w infrastrukturę przesyłową,
- optymalizacje struktur zasilających – można zastosować magazyn energii elektrycznej zamiast przebudowywać dany odcinek sieci przesyłowej.

2. Zagrożenie magazynów energii spowodowane wyładowaniem piorunowym

Źródłem uszkodzenia lub przyczyną wadliwego działania, a nawet zniszczenia elementów elektronicznych w obiekcie magazynu energii w wyniku przepięć mogą być: przepięcia atmosferyczne – spowodowane przez bezpośrednie, jak i pobliskie wyładowania piorunowe, przepięcia łączeniowe – spowodowane operacjami przełączania (manewrowe), powstającymi podczas wyłączania prądów zwarciovych, małych prądów indukcyjnych i prądów pojemnościowych. Źródło zagrożeń spowodowanych przez uderzenia pioruna można podzielić na cztery grupy w zależności od punktu uderzenia zgodnie z normą PN-EN 62305-2:

- S1 – bezpośrednie wyładowania w obiekt, np. kontener z magazynem energii,
- S2 – wyładowania w pobliżu obiektu,
- S3 – wyładowania w linię zasilającą wchodzącą do wnętrza obiektu,
- S4 – wyładowania w pobliżu linii wchodzącej do obiektu.



Rys. 3. Źródła zagrożenia obiektu spowodowane wyładowaniem atmosferycznym

Promień zagrożenia wokół miejsca uderzenia pioruna i związane z nim szkodliwe skutki mogą wynosić ponad dwa kilometry, w zależności od natężenia pioruna i charakterystyki uziemienia. Aby móc ocenić, czy do magazynu energii wymagany jest zewnętrzny system ochrony odgromowej, należy przeprowadzić analizę ryzyka zgodnie z PN-EN 62305-2. Analizę z uwzględnieniem sposobu użytkowania systemu, struktur systemu i regionalnych warunków lokalnych, można wykonać np. za pomocą specjalnego oprogramowania lub obliczyć w oparciu o wskazówki podane w normie. Analiza ryzyka pozwala ocenić wielkość ryzyka dla obiektów magazynów energii i podjąć konkretne działania w celu jego zmniejszenia. W ten sposób można dobrać uzasadnione ekonomicznie środki ochronne, które są dostosowane do właściwości konstrukcyjnych i sposobu użytkowania magazynu. Analiza ryzyka nie tylko pozwala określić klasę LPS, ale także opracować kompletną koncepcję ochrony, w tym wymagane środki ochrony przed LEMP (*Lightning Electromagnetic Pulse* – piorunowy impuls elektromagnetyczny).

Jeżeli wynik analizy ryzyka wykaże, że istnieje ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna w obiekt, należy również zapewnić zewnętrzny system ochrony odgromowej zgodnie z PN-EN 62305-3. Przy doborze środków ochrony przed przepięciami należy również wziąć pod uwagę normę PN-EN 62305-4 w zakresie wprowadzanie strefowej koncepcji ochrony (ochrona przed przepięciami aparatury elektronicznej wewnątrz magazynu).

3. Zewnętrzna ochrona odgromowa magazynów energii

System ochrony odgromowej zgodnie z PN-EN 62305-3 składa się z zewnętrznego i wewnętrznego urządzenia piorunochronnego. Zewnętrzne urządzenie piorunochronne ma za zadanie:

- przejmowanie bezpośrednich uderzeń pioruna za pomocą układu zwodów,
- bezpieczne odprowadzanie prądu pioruna do ziemi za pomocą przewodów odprowadzających,
- rozproszczenie prądu pioruna w ziemi przez instalację uziemiającą.

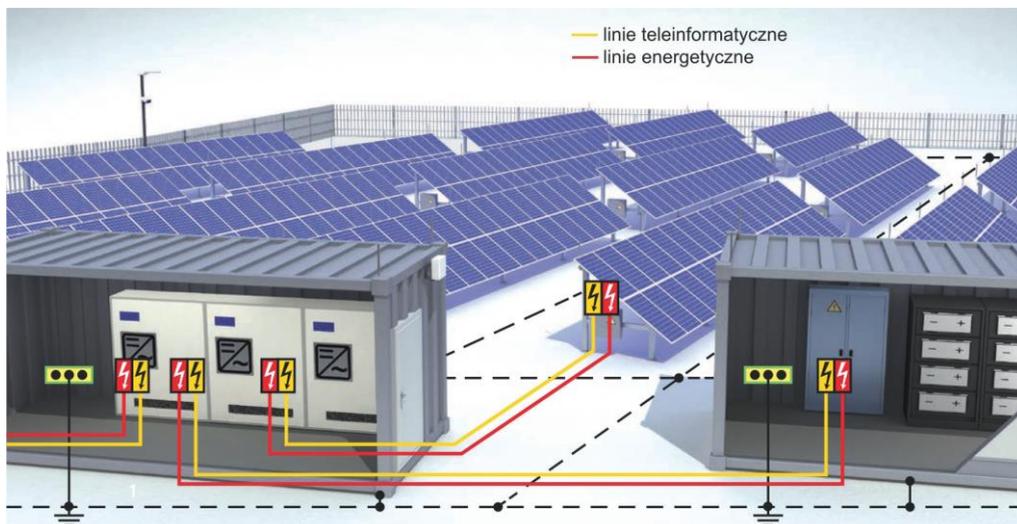
Powyższa norma zaleca, aby już w projekcie obiektu uwzględnić wykorzystanie jego części metalowych jako części zewnętrznego urządzenia piorunochronnego. Jeśli system magazynowania energii został zaprojektowany jako obiekt w postaci metalowego kontenera, to jego metalową powierzchnię ścian zewnętrznych można wykorzystać jako naturalne elementy urządzenia piorunochronnego. Warunkiem jest trwałe oraz ciągłe połączenie elementów kontenera zdolnych do odprowadzenia prądu pioruna do uziemienia. W przypadku bezpośredniego uderzenia w kontener prąd pioruna przepływa do ziemi przez metalową obudowę pojemnika. Należy brać pod uwagę rodzaj i grubość materiału, z którego wykonano kontener, należy upewnić się, że blacha nie ulegnie stopieniu w przypadku bezpośredniego uderzenia pioruna. Wytopienie otworu w ścianie kontenera mogłoby prowadzić do późniejszych uszkodzeń w syste-

mie magazynowania, np. na skutek penetracji wody z opadów. W tabeli na rys. 4 przedstawiono informacje, czy w zależności od grubości i materiału, może nastąpić wytopienie lub niedopuszczalne punktowe przegrzanie, czy też kontener powinien wytrzymać bez uszkodzeń uderzenie pioruna.



Rys 4. Działanie piorunowego prądu udarowego na powierzchnię metalową oraz minimalna grubość blach metalowych

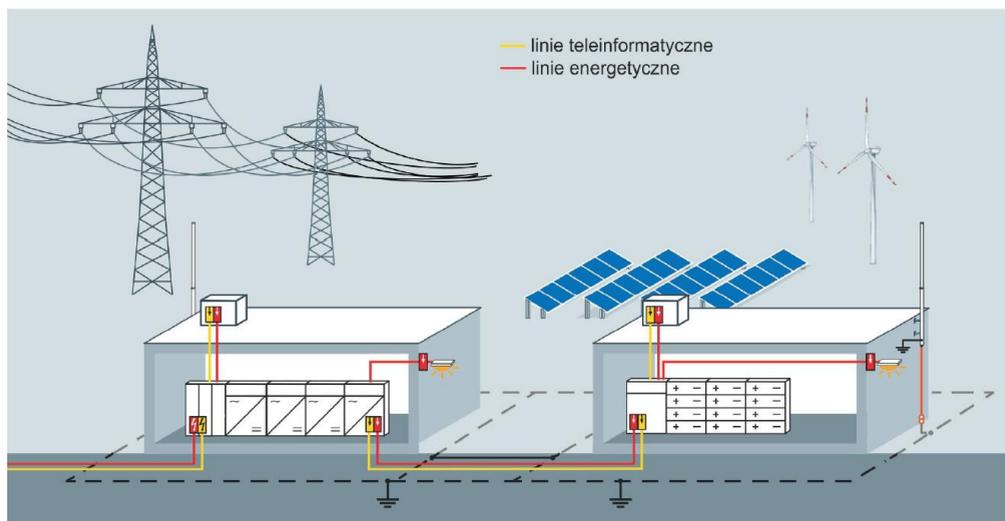
Jeśli np. podano, że kontener wykonano z blachy stalowej o grubości materiału >4 mm, nie należy oczekiwać topnienia lub niedopuszczalnego rozgrzania w miejscu bezpośredniego uderzenia pioruna. W takim przypadku metalowy dach kontenera



Rys. 5. Schemat ochrony odgromowej i przepięciowej magazynu energii zlokalizowanego w metalowym kontenerze

może służyć jako naturalny zwód. Należy przy tym pamiętać, że cienka powłoka z farby lub folia PVC o grubości 0,5 mm nie są uważane za izolację w przypadku bezpośredniego uderzenia pioruna. Jeśli grubość materiału kontenera jest mniejsza niż 4 mm, to należy zastosować układ zwodów chroniących powierzchnię dachu przed trafieniem bezpośrednim, aby zapobiec powstawaniu punktowego wytopienia lub przegrzania. Wysokość zwodów należy dobierać indywidualnie w zależności od wymiarów kontenera, tak aby cały obszar i przyległa aparatura znajdowały się w jego obszarze ochronnym (rys. 5).

Magazyny energii mogą być zlokalizowane również w obiektach murowanych lub żelbetowych. Na dachu takich budynków często możemy spotkać urządzenia takie jak: klimatyzatory, oświetlenie zewnętrzne, anteny itd. Aby zapobiec niebezpiecznym przeskokom między elementami zewnętrznego urządzenia piorunochronnego a zlokalizowaną wewnątrz aparaturą, konieczne jest zachowanie odstępu separacyjnego podczas projektowania i wykonywania urządzenia piorunochronnego. Brak zachowania bezpiecznego odstępu separującego może prowadzić do bezpośrednich przeskoków iskrowych i spowodować poważne uszkodzenia aparatury elektrycznej i elektronicznej. W takim przypadku zaleca się wykonanie odseparowanego urządzenia piorunochronnego metodami konwencjonalnymi lub z wykorzystaniem przewodów o izolacji wysokonapięciowej (np. przewodów HVI). Przykład ochrony magazynu energii zlokalizowanego w budynku betonowym za pomocą odseparowanego LPS pokazano na rys. 6. Aby zapewnić długowieczność i funkcjonalność systemu uzimienia, zaleca się zastosować materiał trwale odporny na korozję, taki jak np. stal nierdzewna.



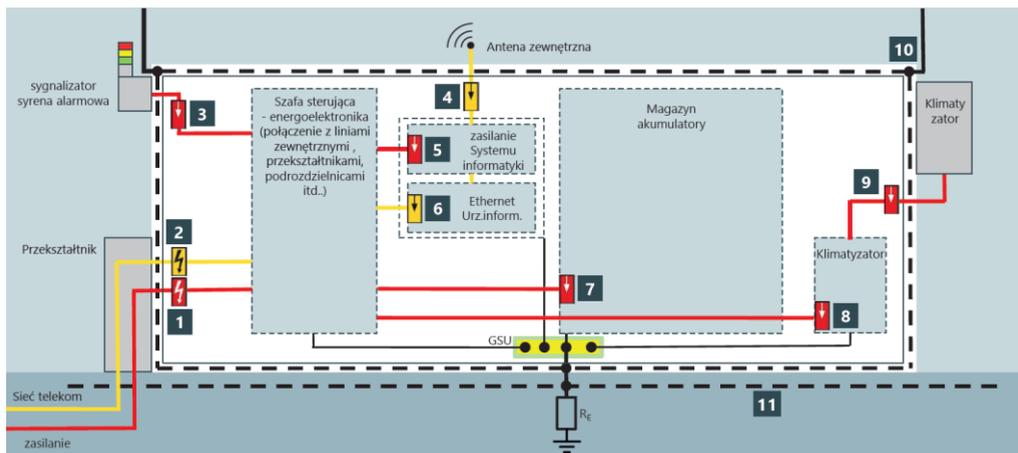
Rys. 6. Schemat ochrony odgromowej i przepięciowej magazynu energii zlokalizowanego w budynku betonowym

4. Ochrona przeciwprzebieciowa urzadzzen wewnatrz magazynu energii

Ochrona przebieciowa magazynow wymaga kompleksowego podejscia (zgodnie ze strefowa koncepcja ochrony LPZ), czyli zapewnienia ochrony przed skutkami wyladowania bezposredniego, jak rowniez ochrony przed przebieciami atmosferycznymi i laczeniowymi. W normie [5] zwrcono uwage na to, ze przebiecia laczeniowe w PEI (*prosumer electrical installation* – prosumenckiej instalacji elektrycznej) moga wystepowac czesciej i miec wieksze wartosci niz w zwyklej instalacji (np. wskutek przełaczenia zrodel, zrzutu lub przenoszenia obciazenia). W celu ochrony instalacji i urzadzzen przed przebieciami laczeniowymi zaleca sie zwrócic szczegolna uwage na instalowanie urzadzzen do ograniczania tych przebiec. Opracowania stowarzyszen branowych rowniez zwracaja uwage na mozliwe zagrozenia i przywoaja zapisy odpowiednich norm z zakresu ochrony odgromowej, budowy instalacji elektrycznych i fotowoltaicznych. Wsród norm przywoływanych w zaleceniach mozna znalezc rowniez dosyc stara norme PN-EN 61173 dotyczaca ochrony przed przebieciami w systemach PV. Zawarte w normie wymagania dotyczace efektywnosci ochrony przed przebieciami pozostaja jednak nadal aktualne. Efektywna ochrona przebieciowa dla systemu wytwarzania i magazynowania wymaga spehlenia przez SPD nastepujacych kryteriow:

- – ograniczniki przebiec nie powinny ulegac degradacji ponizej swoich minimalnych charakterystyk przed przewidzianym przez projektanta koncem zywnosci, nawet w ekstremalnych warunkach pracy,
- – SPD powinny ograniczac poziom przebiec chronionych obwodow do bezpiecznego poziomu,
- – SPD nie powinny ulegac awariom w wyniku spodziewanych stanow nieustalonych, a w pewnych przypadkach powinny umozliwic bezpieczne odprowadzenie duzych pradow az do zadzialania zabezpieczen linii zasilania poprzedzajacych miejsce montazu SPD,
- – SPD nie powinny schodzic ponizej zaprojektowanej zywnosci, nawet w skrajnych warunkach eksploatacyjnych systemu,
- – SPD nie powinny wplywac negatywnie na normalna prace systemu przed przekroczeniem zaprojektowanego czasu zywnosci i powinny wywierac minimalny wplyw na sprawnosc systemu.

Jak widać z powyższych zapisów, ograniczniki stosowane do ochrony instalacji w magazynach energii powinny mieć odpowiednie parametry techniczne i spełniać wymagania jakościowe, co pozwoli na zapewnienie pełnej dyspozycyjności chronionego systemu magazynowania energii. Przykład kompleksowej ochrony przebieciowej magazynu energii pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Ochrona przepięciowa magazynu energii

Odpowiednio dobrane ograniczniki przepięć muszą być zainstalowane jak najbliżej wejścia do kontenera, aby zapobiegać przedostawaniu się zakłóceń do wnętrza obiektu. W przypadku, gdy zagrożenie mogą stanowić częściowe prądy pioruna, należy zastosować ograniczniki przepięć typu 1, testowane prądem I_{IMP} o kształcie $10/350 \mu s$. W przypadku, gdy dane linie nie są narażone na przewodzenie części prądu pioruna stosujemy SPD Typ 2 testowane prądami o kształcie $8/20 \mu s$. SPD powinny być zgodne z PN-EN 61643-11 i zapewnić poziom ochrony U_P niższy niż wytrzymywany poziom napięcia udarowego chronionych urządzeń. W przypadku linii mogących wprowadzić do wnętrza obiektu częściowe prądy piorunowe zastosowano ograniczniki przepięć typu T1 (elementy nr 1 i 2 na rys. 7). Pozostałe obwody chronione są za pomocą ograniczników przepięć typu 2. Elementy na zewnątrz obiektu (klimatyzator, syrena alarmowa) znajdują się w strefie osłonowej, którą zapewniają zwody pionowe (element nr 10) i nie są tym samym narażone na bezpośrednie uderzenie pioruna. Jeśli istnieje ryzyko oddziaływania prądu piorunowego (w drodze galwanicznego lub indukcyjnego/pojemnościowego sprzężenia) na baterie akumulatorów po stronie prądu stałego (gdy np. akumulatory i falownik znajdują się w różnych obiektach), należy zapewnić dodatkowe odpowiednie środki ochrony odgromowej i zastosować ograniczniki przepięć. Ważne jest, aby były one specjalnie zaprojektowane do obwodów prądu stałego. W chwili obecnej trwają prace nad wprowadzeniem nowej normy dotyczącej wymagań i metod badań dla SPD instalacji stałoprądowych o napięciu do 1500 V. Norma dotyczyć będzie SPD obwodów stałoprądowych zasilanych ze źródeł o charakterystyce liniowej [6], czyli takich, jak np. akumulatorowe magazyny energii. Niektórzy producenci ograniczników przepięć w swoich ulotkach deklarują, że parametry produkowanych przez nich SPD już spełniają wymagania przysłej normy.

5. Podsumowanie

W chwili obecnej jesteśmy świadkiem szybko następujących zmian klimatycznych i coraz częściej występujących burz z wyładowaniami atmosferycznymi. Z drugiej strony następuje szybka cyfryzacja przemysłu a tym samym wzrost udziału wrażliwych elementów elektronicznych w obiektach energetycznych. Taka sytuacja znacznie zwiększa ryzyko uszkodzenia i awarii w wyniku przepięć spowodowanych m.in. wyładowaniami atmosferycznymi. To zagrożenie dotyczy także powstających magazynów energii. Tylko dzięki kompleksowemu podejściu do zagadnienia ochrony oraz stosowaniu strefowej koncepcji ochrony odgromowej można zagwarantować stałą funkcjonalność oraz uniknąć niepotrzebnych przerw na prace naprawcze oraz kosztów związanych z wymianą uszkodzonych elementów.

Literatura

- [1] Chyła T., *Magazyny energii w systemie elektroenergetycznym*, Portal „Energetyka Plus”, <https://www.energetyka.plus/magazyny-energii-w-systemie-elektroenergetycznym/>
- [2] Piasecki S., *Magazyny energii – ważny element transformacji energetycznej*, Portal „Gram w Zielone”, <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/20145055/magazyny-energii-wazny-element-transformacji-energetycznej>
- [3] Wincencik K., *Ochrona przed przepięciami instalacji prosumenckich z magazynami energii*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2022, nr 11
- [4] *Protection against surges and overvoltages in Battery Energy Storage Systems*, Materiały informacyjne firmy Raycap, 2022.
- [5] PN-HD 60364-8-2. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8–2: Niskonapięciowe instalacje elektryczne prosumenta.*
- [6] Draft IEC 61643-41 ED1. *Low-voltage surge protective devices. Part 41: Surge protective devices connected to DC low-voltage power systems – Requirements and test methods.*

TECHNIKI PROWADZENIA PRZEWODÓW ODPROWADZAJĄCYCH W INSTALACJACH ODGROMOWYCH ZEWNĘTRZNYCH

Przewody odprowadzające w instalacjach odgromowych pełnią funkcję przejęcia i skierowania prądów piorunowych do rozproszenia w ziemi. Zasady dotyczące prowadzenia przewodów odprowadzających zawarte są w Polskiej Normie PN-EN 62305. W zależności od konstrukcji obiektu funkcję przewodów odprowadzających mogą przyjąć elementy naturalne lub dodatkowo montowane. Trasy prowadzenia przewodów odprowadzających muszą spełniać warunki zachowania bezpiecznych odstępów izolacyjnych i ochronę przed napięciem porażeniowym dotykowym i krokowym. Przy wyborze materiałów trzeba przestrzegać ich rodzaju i wymiarowania. Mocowania przewodów odprowadzających muszą sprostać siłom dynamicznym, które mogą wyzwolić się przy przepływie prądów piorunowych. Uchwyty do przewodów odprowadzających należy dostosować do miejsc ich montażu na ścianach lub konstrukcjach wykonanych w różnych technologiach budowlanych. Rozmieszczenie i odległości pomiędzy przewodami odprowadzającymi zależą od przyjętej na etapie projektowania klasy urządzenia piorunochronnego. Przewody odprowadzające należy rozmieszczać równomiernie w obiekcie budowlanym, poza przypadkami określonymi w normie jw.

1. Podstawy prawne

Według interpretacji prawnych przyjętych przez Polski Komitet Ochrony Odgromowej Polskie Normy umieszczone w załączniku aktu prawnego dotyczącego warunków technicznych, jakie powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie są obligatoryjne

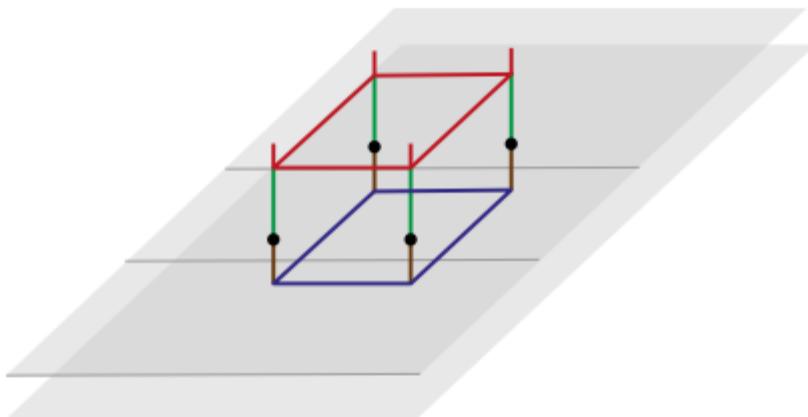
Tabela 1. Skuteczność ochrony odgromowej

Kategoria ochrony odgromowej	Maksymalna wartość szczytowa prądu piorunowego	Skuteczność ochrony odgromowej
	[kA]	[%]
I	200	98,00
II	150	95,00
III	100	90,00
IV	100	80,00

do stosowania. Polskie Normy serii PN-EN 62305 [1] spełniają to kryterium, dlatego spełnienie ich wymogów przy projektowaniu i wykonawstwie instalacji odgromowych zewnętrznych, poza zapewnieniem wysokiego bezpieczeństwa, stanowi najskuteczniejsze zabezpieczenie prawne w sprawach dotyczących odszkodowań.

2. Model typowej instalacji odgromowej

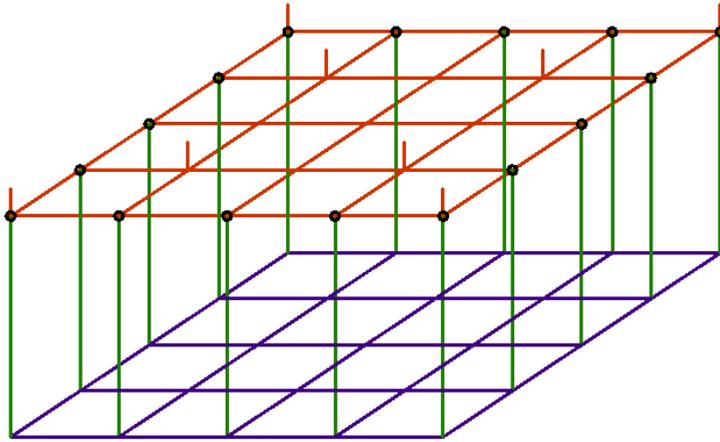
Zwody poziome (kolor czerwony) mają za zadanie odbiór wyładowania piorunowego. Przewody odprowadzające (kolor zielony) odprowadzają prądy piorunowe wzdłuż ścian obiektu w kierunku uziemienia. Złącza kontrolne (kolor czarny) umożliwiają rozłączanie instalacji dla celów pomiarowych. Przewody uziemiające (kolor brązowy) łączą złącza kontrolne z uziemieniem. Przez uziemienie (kolor granatowy) prądy piorunowe ulegają rozproszeniu w ziemi. Wszystkie elementy instalacji odgromowej, w tym przewody odprowadzające, mają swoją specyfikę i technikę zaprojektowania i wykonania.



Rys. 1. Model typowej instalacji odgromowej

O skuteczności ochrony odgromowej decyduje prawidłowość wszystkich jej elementów i właściwa koordynacja instalacji odgromowej z instalacją wyrównania potencjałów i instalacją przeciwprzebieciową.

W przypadku obiektu o konstrukcji metalowej lub żelbetowej jako przewody odprowadzające można wykorzystywać naturalne elementy konstrukcyjne metalowe lub zbrojeniowe konstrukcji żelbetowych. O wykorzystaniu tych elementów do funkcji przewodów odprowadzających decyduje spełnienie warunków określonych w normie PN-EN 62305 [1]. Podstawowe warunki dotyczą materiału, wymiarowań i ciągłości elektrycznej dla zapewnienia skuteczności takiej instalacji.



Rys. 2. Model typowej instalacji odgromowej obiektu konstrukcji metalowej lub żelbetowej

3. Funkcja przewodów odprowadzających w instalacji odgromowej

Przewody odprowadzające mają za zadanie przejęcia składowych prądów piorunowych od zwodów odgromowych i skierowania ich po jak najkrótszej możliwej drodze do ziemi celem ich rozproszenia.

Przewody odprowadzające muszą być tak ułożone aby zapewnić odpowiednią wytrzymałość mechaniczną również pod względem oddziaływania płynących przez nie prądów piorunowych.

Przewody odprowadzające należy układać po trasach tak aby zapewnić dopuszczalny odstęp izolacyjny od innych instalacji, obudów lub konstrukcji szczególnie tych, które są związane z pracą urządzeń elektrycznych.

Przewody odprowadzające muszą być prowadzone z zachowaniem warunków redukujących możliwość porażenia napięciem porażeniowym dotykowym i krokowym.

4. Ogólne zasady prowadzenia przewodów odprowadzających

Chroniony obiekt powinien posiadać kilka równoległych dróg prądowych umożliwiających rozdzielenie a co za tym idzie obniżenie składowych prądów piorunowych płynących przez przewody odprowadzające. Przewody odprowadzające należy układać prosto i pionowo dla zachowania najkrótszej drogi prądowej do ziemi. Przewody odprowadzające schodzące z dachu należy prowadzić po łagodnych łukach. Należy unikać tworzeniu pętli. Tam, gdzie nie jest to możliwe należy zachować pomiędzy punktami skrajnymi właściwe odstępy separacyjne.

Długość dróg prądowych powinna być jak najmniejsza, przewody odprowadzające jeśli to możliwe powinny stanowić bezpośrednie przedłużenie zwodów.

Połączenia wyrównawcze przewodów odprowadzających z przewodzącymi częściami obiektu należy wykonać zgodnie warunkami PN-EN 62305.

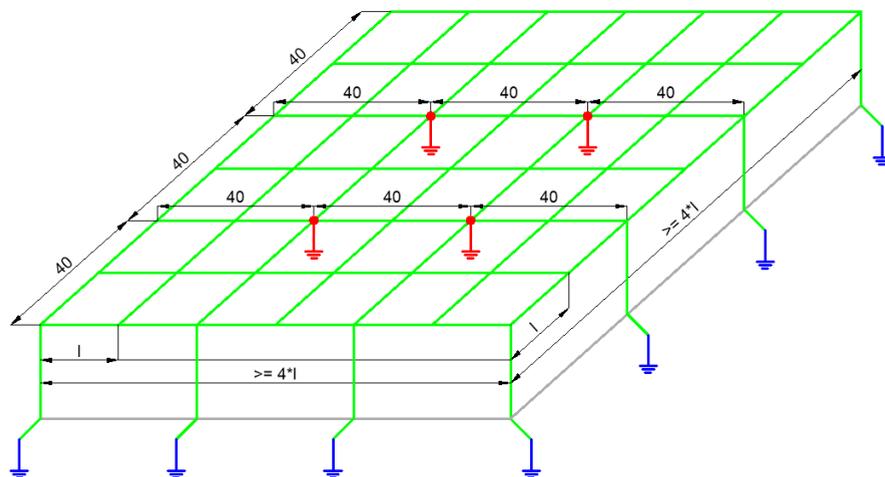
5. Rozmieszczanie przewodów odprowadzających

Zalecane jest prowadzenie przewodów odprowadzających w jednakowych odstępach wokół obiektu w odległościach między sobą określonych w normie dla danej klasy LPS.

W przypadku obiektów wielkopowierzchniowych warunek rozmieszczenia przewodów odprowadzających wokół obiektu jest niewystarczający. Należy wtedy zapewnić również dodatkowe drogi prądowe do uziemienia wewnątrz obiektu za pośrednictwem słupów konstrukcyjnych lub dodatkowych przewodów odprowadzających.

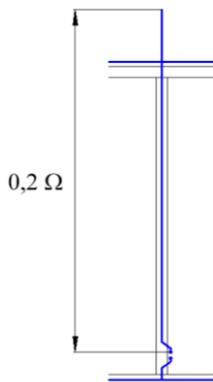
Tabela 2. Typowe, preferowane zgodnie z klasą LPS odległości między przewodami odprowadzającymi

Klasa LPS	Typowe odległości [m]
I	10
II	10
III	15
IV	20



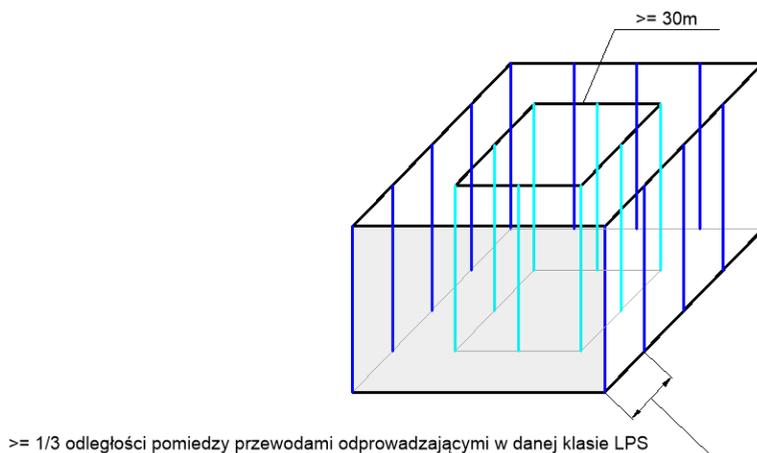
Rys. 3. Dodatkowe przewody odprowadzające na przykładzie obiektu w klasie LPS IV

W przypadku stosowanie elementów naturalnych, w przypadku konstrukcji stalowych lub żelbetowych, kluczowym jest wykazanie ciągłości elektrycznej poprzez analogię w opisie w PN 62305 na poziomie nie większym niż $0,2 \Omega$.



Rys. 4. Ciągłość elektryczna elementu naturalnego zastosowanego jako przewodu odprowadzającego

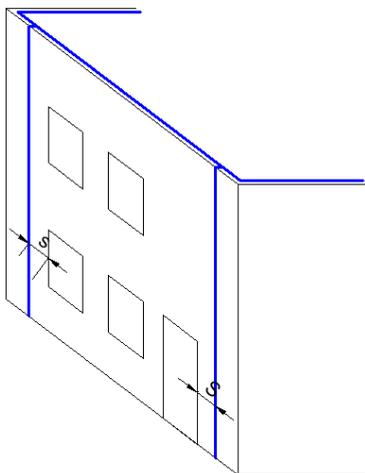
Dopuszczalne są odstępstwa w równomierności rozmieszczenia przewodów odprowadzających, kiedy na jednej ścianie obiektu, np. eksponowanej fasadzie konstrukcji metalowej z elewacją szklaną. Wówczas można zagęścić rozmieszczenie przewodów odprowadzających na pozostałych ścianach. Odległość między nimi nie może być mniejsza niż $1/3$ normatywnej odległości dla danej klasy LPS. W przypadku podwórek wewnętrznych dla obwodu ścian podwórka od 30 m należy wykonać na tych ścianach przewody odprowadzające.



Rys. 5. Rozmieszczenie przewodów odprowadzających w przypadkach szczególnych

Przy prowadzeniu przewodów odprowadzających należy uwzględnić elementy budowlane (otwory okienne i drzwiowe), instalacyjne (instalacje elektryczne, teletechniczne, sanitarne) oraz konstrukcyjne.

Zabronione jest prowadzenie przewodów odprowadzających w rynnach ze względu na możliwość przyspieszonej korozji.



Rys. 6. Prowadzenie przewodów odprowadzających od otworów okiennych i drzwiowych

6. Mocowanie przewodów odprowadzających

Dla właściwej wytrzymałości mechanicznej przewody odprowadzające należy prowadzić na odpowiednich uchwytych w zależności od rodzaju podłoża. Do podłoża murowanego i betonowego należy stosować uchwyty z kołkiem rozporowym. Przy podłożu z drewna i materiałów podobnych uniemożliwiających osadzenie kołka rozporowego należy stosować uchwyty typu śruba-wkręt. Do podłoża metalowego należy mocować uchwyty na wkręty farmerskie z dodatkowymi podkładkami gumowymi pomiędzy uchwyt a podłożem metalowym. Dopuszcza się prowadzenie przewodów odprowadzających na zewnątrz rynien specjalnymi opaskami. Często spotyka się prowadzenie przewodów odprowadzających w rurkach nie rozprzestrzeniających ognia mocowanych do ścian na uchwytych metalowych typu U. Ze strony środowisk naukowych pojawiają się uwagi krytyczne dotyczące takiego sposobu prowadzenia przewodów odprowadzających ze względu na zjawiska korozji. Jednak nie znam na dzień dzisiejszy dokumentu formalnego zakazującego takich działań.

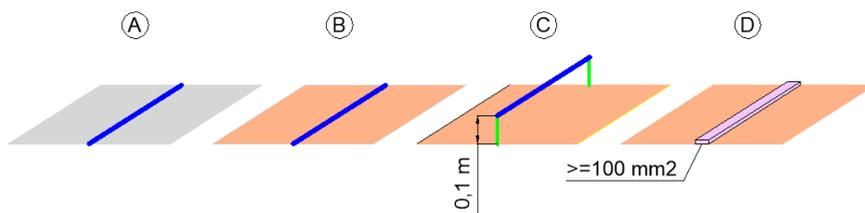
Tabela nr 3 nie ma zastosowania do uchwytów wbudowanych, które mogą wymagać specjalnego rozparzenia. Zaleca się podjęcie oceny warunków środowiskowych (tj.

spodziewanego obciążenia wiatrem), gdyż mogą się okazać niezbędne inne niż zalecane punkty mocowania.

Tabela 3. Typowe, preferowane punkty mocowań przewodów odprowadzających

Układ	Punkty mocowania taśm i linek	Punkty mocowania okrągłych litych przewodów
	[mm]	[mm]
Przewody pionowe od ziemi do 20m	1 000	1 000
Przewody pionowe od 20m i więcej	500	1 000

Przewody odprowadzające należy układać na uchwytach o wysokości dostosowanej do palności ściany. Szczegóły wymiarowania uchwytów podano na rysunku 6.

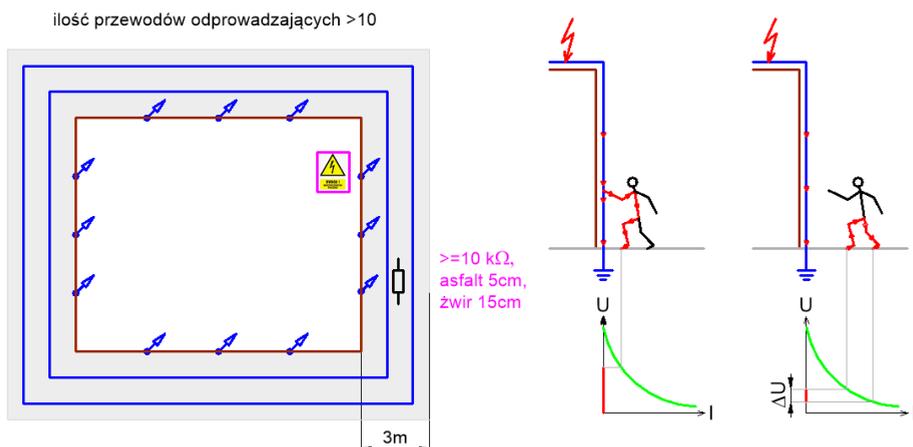


Rys. 7. Wysokości uchwytów przewodów odprowadzających w zależności od przekroju przewodu i palności powierzchni, na której są mocowane: A – ściana wykonana z materiału niepalnego, przewody odprowadzające mogą być umieszczone na powierzchni ściany lub w ścianie; B – ściana wykonana z materiału łatwopalnego, przewody odprowadzające mogą być umieszczone na powierzchni ściany, pod warunkiem, że wzrost temperatury pod wpływem prądu pioruna nie jest niebezpieczny dla materiału ściany; C – ściana wykonana z materiału łatwopalnego, a wzrost temperatury przewodów odprowadzających jest niebezpieczny, to przewody odprowadzające należy umieścić w taki sposób, aby odstęp między nimi a ścianą był zawsze większy niż 0,1 m. Wsporniki montażowe mogą mieć kontakt ze ścianą; D – w przypadku braku możliwości zapewnienia wymaganego odstępu przewodu odprowadzającego od palnej ściany, należy dobrać przekrój stalowego lub zrównoważonego termicznie przewodu nie mniejszy niż 100 mm²

7. Ochrona przed napięciem porażeniowym dotykowym i krokowym

PN-EN 62305 określa sposoby redukcji zagrożenia napięciem porażeniowym dotykowym i krokowym. Najprostszym sposobem ochrony jest wygrodzenie miejsca lokalizacji przewodu odprowadzającego w promieniu 3 m. Praktycznie może to być zrealizowane przez nasadzenia żywopłotów. W każdym przypadku umieszczenie tabliczki ostrzegawczej przy przewodzie odprowadzającym jest celowe.

Jeżeli układ ochrony odgromowej zawiera co najmniej 10 przewodów odprowadzających zagrożenie porażeniem napięciem dotykowym i korkowym jest zredukowane do poziomu tolerowanego. Kolejny warunek redukcji zagrożenia napięciem porażeniem dotykowym i krokowym dotyczy rezystancji przejścia na styku warstwy powierzchni gruntu z promieniu 3 m od przewodu odprowadzającego nie mniejszej niż 100 kΩ. Taką możliwość daje zwykle warstwa materiału izolacyjnego, np. asfaltu o grubości 5 cm lub warstwa żwiru o grubości 15 cm. Jeżeli żaden z powyższych warunków nie jest spełniony należy dokonać wyrównania potencjałów za pomocą kratowego układu uziomów.



Rys. 8. Sposoby ochrony od napięcia porażeniowego dotykowego i krokowego

8. Kompatybilność i dyspozycje materiałowe

Połączenia przewodów odprowadzających z innymi elementami instalacji odgromowej muszą spełniać warunki kompatybilności materiałowej ze względu na zjawisko korozji.

Tabela 4. Tabela porównawcza możliwych związków metali w normalnej atmosferze przemysłowej

Rodzaj metalu		Al	Pb	Cu	Zn	Inox	FeZn
Aluminium	Al	+	+	-	+	+	+
Ołów	Pb	+	+	+	+	+	+
Miedź	Cu	-	+	+	-	+	-
Cynk	Zn	+	+	-	+	+	+
Stal nierdzewna	Inox	+	+	+	+	+	+
Stal ocynkowana	FeZn	+	+	-	+	+	+

+	- związki metali możliwe
-	- związki metali wzbronione

Tabela 5. Dyspozycje materiałowe

Material	Ukształtowanie	Powierzchnia przekroju [mm ²]
Miedź, Miedź cynowana	Lita tasma	50
	Lita okrągła ^b	50
	Linka ^b	50
	Lita okrągła ^b	176
Aluminium	Lita taśma	70
	Lite okrągłe	50
	Linka	50
Stop aluminium	Lita taśma	50
	Lity okrągły	50
	Linka	50
	Lity okrągły ^c	176
Stop aluminium pokryty miedzią	Lity okrągły	50
Stal ocynkowana na gorąco	Lita taśma	50
	Lita okrągła	50
	Linka	50
	Lita okrągła ^c	176
Stal pokryta miedzią	Lita okrągła	50
	Lita taśma	50
Stal nierdzewna	Lita taśma ^d	50
	Lita okrągła ^d	50
	Linka	70
	Linka okrągła ^c	176

^a Właściwości mechaniczne i elektryczne, a także właściwości odporności na korozję powinny spełniać wymagania przyszłej serii norm EN 50164.

^b Przekrój 50 mm² (ϕ 8 mm) można zmniejszyć do 25 mm², w pewnych zastosowaniach, w których wytrzymałość mechaniczna nie jest istotnym wymaganiem. Należy w tym przypadku wziąć pod uwagę zmniejszenie odstępów między uchwytami.

^c Stosuje się do prętów na zwody i przewody uziemiające. W przypadku zwodów, tam gdzie mechaniczne naprężenie, takie jak obciążenie wiatrowe, nie jest krytyczne, można stosować pręty o średnicy 9,5 mm i długości 1 m.

^d Jeśli względy termiczne i mechaniczne są ważne, to wartości te należy zwiększyć do 75 mm².

9. Wnioski

Przewody odprowadzające są istotnym elementem w systemie instalacji odgromowych zewnętrznych. Ich prawidłowe zaprojektowanie i wykonanie, jak również pozostałych

składowych elementów, w wysokim stopniu chroni obiekt budowlany przed skutkami oddziaływań piorunowych i skutecznie zabezpiecza w sprawach roszczeniowych związanych z tymi skutkami.

Literatura

[1] PN-EN 62305-3:2011. Część 3: *Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*

Piotr WASIUCIONEK

P.S.E. i U.E.

Projektowanie sieci elektrycznych

WYŁACZNIK PRZECIWOŻAROWY PRĄDU. ZAGROŻENIE PORAZENIEM PRĄDEM ELEKTRYCZNYM W CZASIE GASZENIA POŻARU

W referacie przedstawiono przepisy związane z przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu w kontekście pozostawienia pod napięciem obwodów zasilających urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru. Pozostawienie pod napięciem tych obwodów stwarza zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym strażaków biorących udział w akcji gaszenia pożaru oraz osób postronnych, które po zakończeniu pożaru znajdują się w budynku. Ponadto przedstawiono propozycje zastosowania wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych do odłączania obwodów których działanie jest niezbędne w czasie pożaru.

1. Przepisy dotyczące stosowania przeciwpożarowych wyłączników prądu

Zgodnie z warunkami technicznymi, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [1], „Przeciwpożarowy wyłącznik prądu, odcinający dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, należy stosować w strefach pożarowych o kubaturze przekraczającej 1000 m³ lub zawierające strefy zagrożone wybuchem”.

W rozporządzeniu [2] wyłącznik przeciwpożarowy prądu został zaliczony do grupy wyrobów budowlanych objętych obowiązkiem sporządzenia krajowej deklaracji właściwości użytkowych i znakowania ich wyrobem budowlanym. Zgodnie z rozporządzeniem przeciwpożarowy wyłącznik prądu składa się z następujących elementów:

- **urządzenie wykonawcze:** które odcina dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru (wyłącznik, rozłącznik),
- **urządzenie uruchamiające:** steruje uruchomieniem urządzenia wykonawczego wyłącznika,
- **urządzenie sygnalizujące:** sygnalizator optyczny wskazujący wyłączenie wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru.

Zarówno w rozporządzeniu [1], jak i [2] brak informacji o możliwości (konieczności) wyłączenia obwodów, które zasilają urządzenia przeciwpożarowe, co pozwoli zmniejszyć ryzyko porażenia prądem elektrycznym pozostawionych pod napięciem przewodów zasilających urządzenia przeciwpożarowe.

2. Urządzenie przeciwpożarowe

W obwieszczeniu [3] wymienione są urządzenia przeciwpożarowe służące do zapobiegania powstaniu, wykrywania, zwalczania pożaru lub ograniczaniu jego skutków, a w szczególności:

- stałe i półstałe urządzenia gaśnicze i zabezpieczające,
- urządzenia inertyzujące,
- urządzenia wchodzące w skład dźwiękowego systemu ostrzegawczego i systemu sygnalizacji pożarowej i urządzenia odbiorcze sygnałów uszkodzeniowych,
- instalacje oświetlenia ewakuacyjnego,
- hydranty wewnętrzne i zawory hydrantowe, zawory hydrantowe,
- pompy w pompowniach przeciwpożarowych,
- przeciwpożarowe klapy odcinające,
- urządzenia oddymiające,
- urządzenia zabezpieczające przed powstaniem wybuchu i ograniczające jego skutki,
- kurtyny dymowe oraz drzwi, bramy przeciwpożarowe i inne zamknięcia przeciwpożarowe, jeżeli są wyposażone w systemy sterowania,
- przeciwpożarowe wyłączniki prądu,
- dźwigi dla ekip ratowniczych.

Większość wymienionych w rozporządzeniu urządzeń przeciwpożarowych zasilanych jest napięciem 230/400 V, co w przypadku pożaru i gaszenia pomieszczeń wodą stwarza duże zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym.

3. Przewody stosowane do zasilania urządzeń przeciwpożarowych

Zgodnie z [1], paragraf 187, p. 3 „Przewody i kable elektryczne oraz światłowodowe wraz z ich zamocowaniami, zwane dalej „zespołami kablowymi”, stosowane w systemach zasilania i sterowania urządzeniami służącymi ochronie przeciwpożarowej, powinny zapewniać ciągłość dostawy energii elektrycznej lub przekazu sygnału przez do uruchomienia i działania urządzenia”. Normy na podstawie których przeprowadzane są badania kabli i przewodów ognioodpornych mają na celu sprawdzenie następujących parametrów ogniowych:

- odporność przewodów, kabli na rozprzestrzenianie płomienia,
- zachowanie funkcji przewodu, kabla podczas pożaru,
- zachowanie funkcji instalacji kablowych (zespołów kablowych),
- poziom emisji gęstości dymów wydzielanych podczas spalania,
- zachowanie funkcji przy jednoczesnym działaniu ognia i wody.

Jak widać z wymienionych badań wszystkie mają na celu potwierdzenia zapewnienia ciągłości zasilania w energię oraz gęstości dymów (zapewnienie widoczności) oraz poziom korozyjności i toksyczności dymów. Normy nie przewidują badania rezystancji izolacji przewodów. W czasie działania ognia izolacja przewodów ulega degradacji w zależności od temperatury oraz czasu trwania ognia ulega spękaniu i uszkodzeniu. W czasie gaszenia wodą takich instalacji, które znajdują się pod napięciem, istnieje zagrożenie porażenia prądem elektrycznym. Zagrożenie dotyczy strażaków, jak i osób postronnych, które po zakończeniu gaszenia pożaru znajdą się w budynku.

Na rysunku 1 pokazano skutki pożaru w zakładzie tapicerskim. Przy bardzo wysokiej temperaturze metalowe konstrukcje wsporcze i zamocowane do nich zespoły kablowe ulegną zniszczeniu. Przewody pożarowe znajdują się pod napięciem i mogą opaść na zalaną wodą posadzkę lub znajdować się na wysokości człowieka, co stwarzało duże zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym. W budynku zainstalowany był przeciwpożarowy wyłącznik prądu, natomiast nie było łącznika, którym można by wyłączyć zasilanie urządzeń przeciwpożarowych.



Rys. 1. Pożar w zakładzie tapicerskim

4. Wyłącznik urządzeń przeciwpożarowych

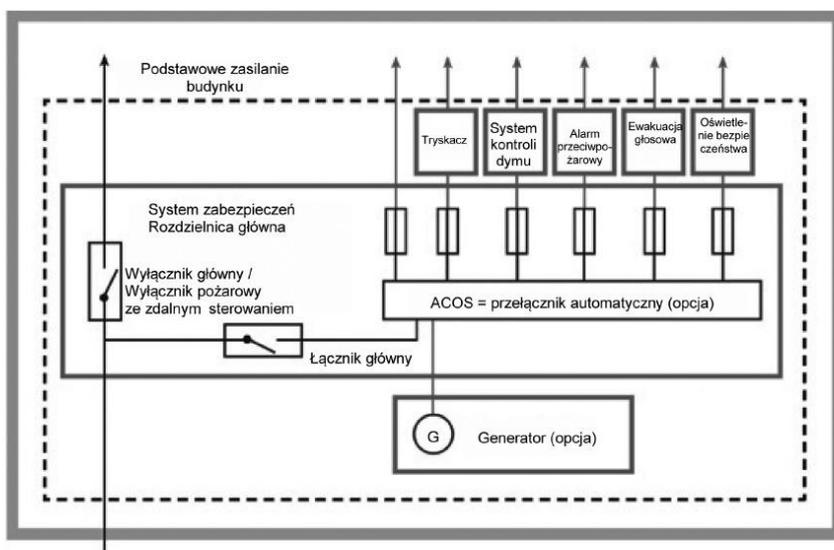
Jak wspomniano wcześniej, rozporządzenia [1] i [2] nie wymagają wyłączenia urządzeń przeciwpożarowych w czasie gaszenia pożaru oraz po zakończeniu akcji gaśniczej. Zastosowanie wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych, który wyłączy obwody urządzeń przeciwpożarowych w znacznym stopniu może zmniejszyć ryzyko porażenia prądem elektrycznym. W normie [4] przedstawiono uproszczony schemat graficzny idei instalacji wyłącznika przeciwpożarowego stosowanego do odłączania wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających urządzenia, których działanie podczas pożaru jest konieczne. W schemacie instalacji ujęty został wyłącznik urządzeń przeciwpożarowych (oznaczony jako wyłącznik główny), który umożliwia odłączenie urządzeń przeciwpożarowych od zasilania podstawowego, a w razie konieczności załączyć agregat prądowłórczy do zasilania urządzeń przeciwpożarowych.

HD 60364-5-56:2018

Załącznik D
(informacyjny)

Wyłącznik pożarowy

Schemat przedstawiający instalację wyłącznika pożarowego stosowanego do odłączania wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających urządzenia, których działanie podczas pożaru jest konieczne, pokazano na Rysunku D.1.



Rysunek D.1 – Instalacja wyłącznika pożarowego

Rys. 2. Instalacja wyłącznika przeciwpożarowego prądu z wyłącznikiem urządzeń przeciwpożarowych

Idea pracy instalacji wyłącznika jest następująca:

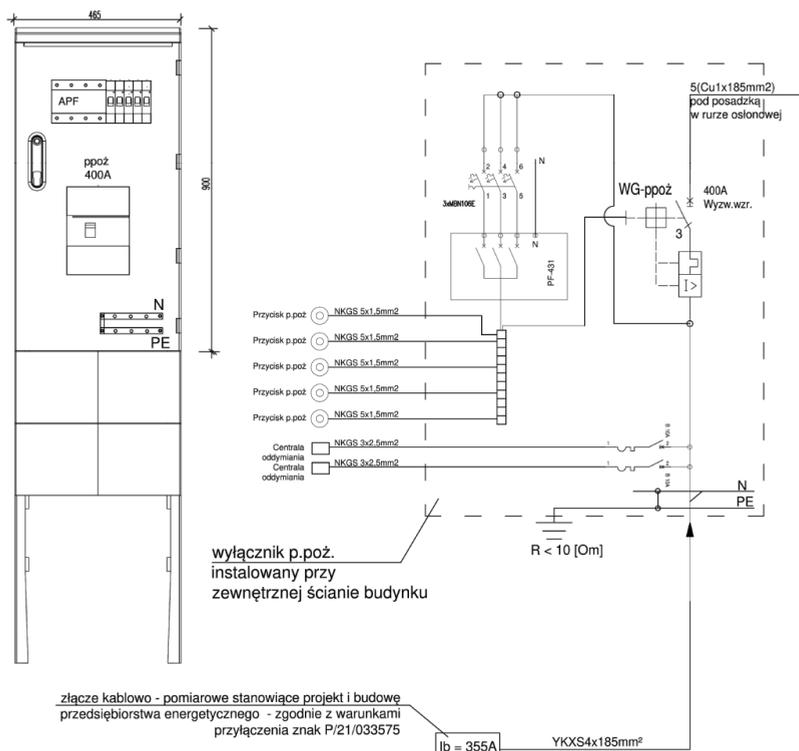
- po wyłączeniu przeciwpożarowego wyłącznika prądu urządzenia przeciwpożarowe zasilane są z sieci energetycznej (sprzed wyłącznika przeciwpożarowego). W przypadku konieczności odłączenia zasilania urządzeń przeciwpożarowych możemy to wykonać wyłącznikiem urządzeń przeciwpożarowych.
- w przypadku braku napięcia z sieci energetycznej do zasilania urządzeń przeciwpożarowych może być załączony agregat prądotwórczy.

5. Wyłącznik przeciwpożarowy – przykłady projektowe

5.1. Projekt wyłącznika przeciwpożarowego prądu wykonany niezgodnie z przepisami

Na rysunku 3 przedstawiono schemat ideowy wyłącznika przeciwpożarowego przed-szkola ze żłobkiem w projekcie wykonawczym opracowany przez osobę z uprawnie-

Wyłącznik p.poż.



Rys. 3. Schemat wyłącznika przeciwpożarowego prądu wykonany niezgodnie z przepisami

niami budowlanymi o specjalności elektrycznej. Wyłącznik został uzgodniony z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych. Schemat wyłącznika został zaczerpnięty z Internetu ze strony przetargowej.

Opis wyłącznika z projektu

„PRZYCISK WYŁĄCZNIKA PPOŻ

Sterowanie wyłącznikiem będzie realizowane przez naciśnięcie przycisku w wyłączniku chronionym szybko, zainstalowanym przy wejściu do budynku. Wyłącznik można uruchomić po zbieciu szybki, uniemożliwia to sterowanie nim w sposób przypadkowy oraz pozwala na bezpieczne wyłączenie zasilania przez strażaków podczas akcji gaśniczej. Przycisk uruchamiający przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien zostać wyposażony w sygnalizację świetlną. Lampka sygnalizacji świetlnej zadziałania wyłącznika musi być koloru zielonego i zaświecić się w przypadku zadziałania przeciwpożarowego wyłącznika prądu. Świecenie lampki kontrolnej przycisku uruchamiającego przeciwpożarowy wyłącznik prądu oznacza wyłączenie spod napięcia budynku objętego akcją gaśniczą. Jest to jednocześnie sygnał dla strażaków biorących udział w akcji gaśniczej, że można rozpocząć działanie gaśniczo-ratownicze. Brak świecącej się lampki kontrolnej oznacza brak napięcia w budynku spowodowany przerwą w dostawie energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego lub awarią układu zdalnego sterowania przeciwpożarowym prądu, co oznacza konieczność ręcznego wyłączenia. W związku z obok przycisku sterowniczego należy zamieścić trwały napis informujący należy zamieścić trwały napis informujący o miejscu zainstalowania przeciwpożarowy wyłącznik prądu”.

Uwagi do przedstawionego opisu wyłącznika przeciwpożarowego

1. Przyciski uruchamiające:
 - z opisu przycisku wynika, że zabudowana jest tylko dioda zielona do sygnalizacji wyłączenie wyłącznika,
 - certyfikowane przyciski wyłączników posiadają dwie diody sygnalizacyjne czerwoną i zieloną wskazujące stan pracy wyłącznika,
 - brak rozrysowanych przycisków z jego elementami (przycisku, diody sygnalizacyjne).
2. Brak schematów montażowych połączeń elementów sterujących wyłącznika.
3. W obiekcie są zabudowane urządzenia przeciwpożarowe. Brak wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych. Jednocześnie nieprawdą jest opis „świecenie lampki kontrolnej przycisku uruchamiającego przeciwpożarowy wyłącznik

prądu oznacza wyłączenie spod napięcia budynku objętego akcją gaśniczą.”, gdyż pod napięciem pozostają urządzenia przeciwpożarowe.

4. Brak ogranicznika przepięć.

Producent wyłącznika, który otrzyma zlecenie na jego wykonanie zgodnie z załączonym powyżej schematem nie będzie w stanie go wykonać.

5.2. Projekt wyłącznika przeciwpożarowego prądu z wyłącznikiem urządzeń przeciwpożarowych wykonany na podstawie obecnych przepisów

Wyłączniki zaprojektowano w szafkach plastikowych termoutwardzalnych:

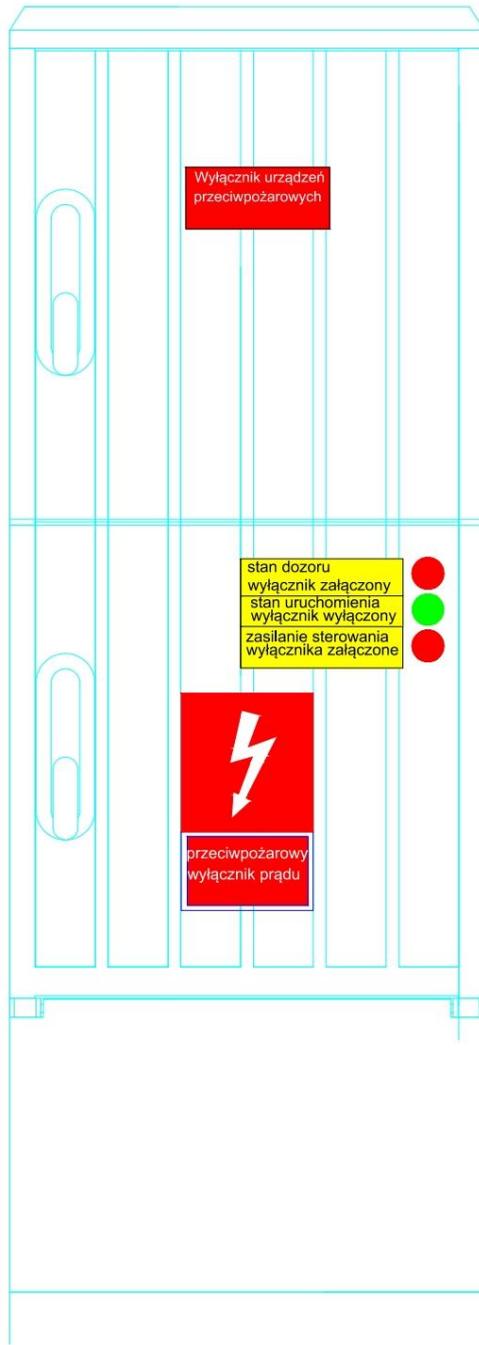
- w jednej wyłącznik przeciwpożarowy – element wykonawczy oraz układ sygnalizacji,
- w drugiej wyłącznik urządzeń przeciwpożarowych z zabezpieczeniami i układem sterowania wyłącznikiem przeciwpożarowym.

Rozwiązanie takie wynika z dwóch powodów:

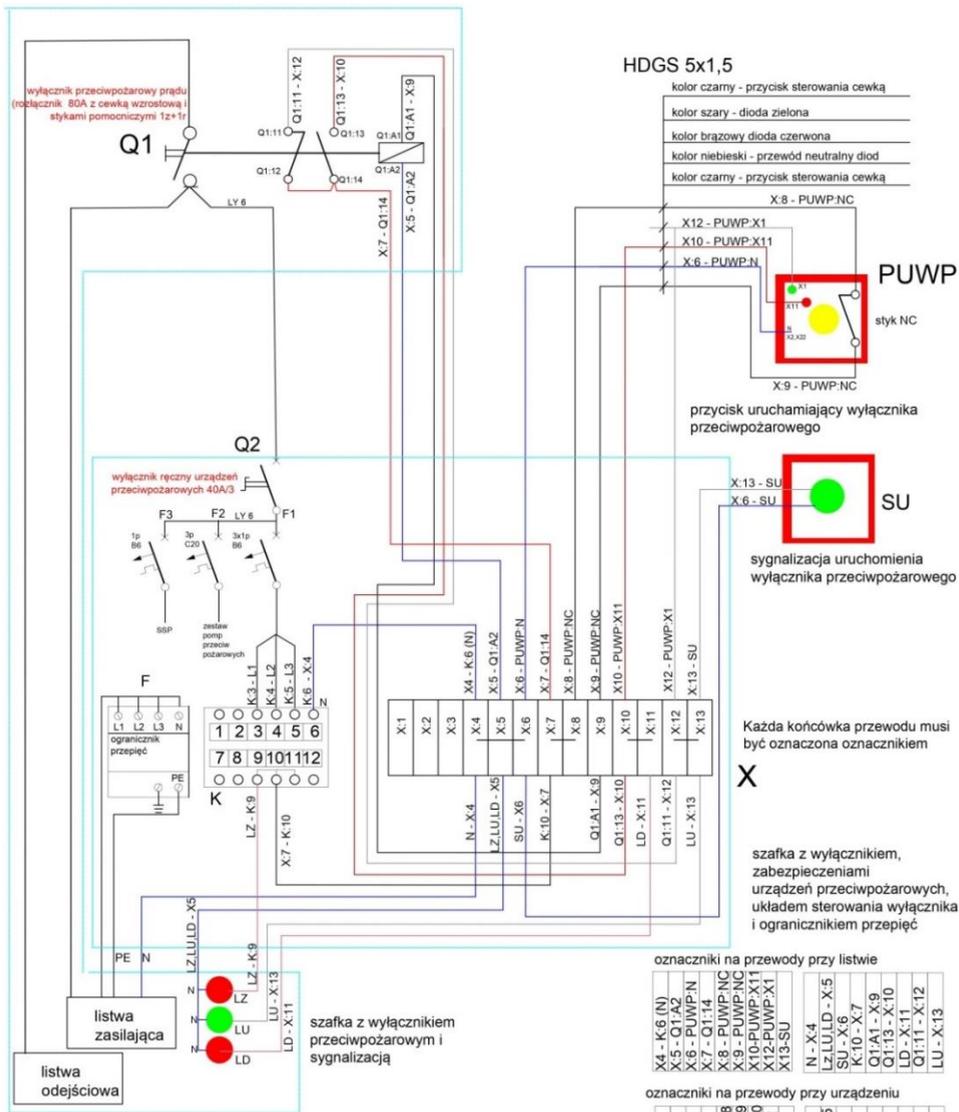
- rozporządzenie [2] dotyczy tylko wyłącznika przeciwpożarowego,
- umieszczenie wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych w oddzielnej obudowie zmniejsza możliwość pomyłki przypadkowego wyłączenia wyłącznika. Sugestia ta wynikała po rozmowach z pracownikami Państwowej Straży Pożarnej. Ważną sprawą jest jednoznaczne opisanie urządzeń, do których mają dostęp strażacy prowadzący akcję gaśniczą, aby uniknąć jakiegokolwiek pomyłki.

Na rysunku 5 pokazano schemat ideowo-montażowy. Połączenia przewodami elementów układu sterowania i sygnalizacji wyłącznika zaprojektowano na listwie montażowej. Rozwiązanie takie zapewnia przejrzystość układu połączeń. Koniec każdego przewodu należy oznaczyć oznacznikiem.

Na rysunku 6 pokazano rozmieszczenie elementów wyłącznika przeciwpożarowego oraz wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych. Wszystkie części czynne muszą być osłonięte obudową o IP min. 30. Przewody sterownicze układać w korytkach grzebieniowych.

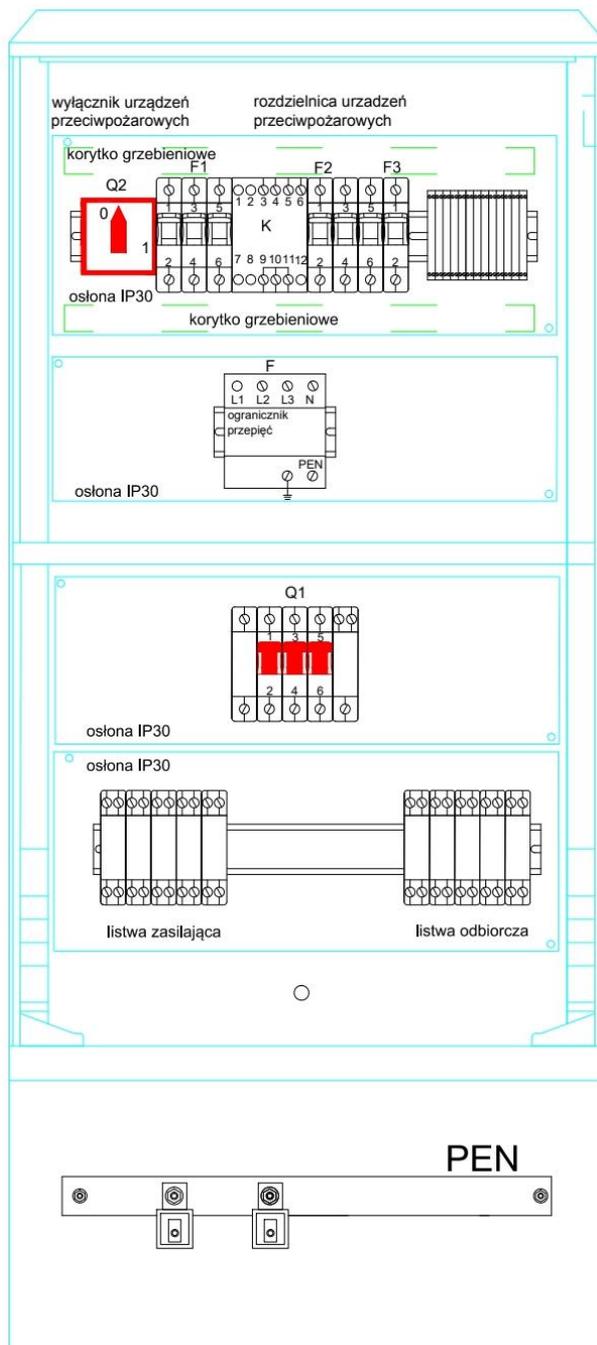


Rys. 4. Elewacje szafek z wyłącznikiem przeciwpożarowym i wyłącznikiem urządzeń przeciwpożarowych



- Q1 wyłącznik przeciwpożarowy prądu
- Q2 wyłącznik urządzeń przeciwpożarowych
- SU sygnalizator uruchomienia (wyłącznik wyłączony
- PUWP przycisk uruchamiający wyłącznika przeciwpożarowego
- F1, F2, F3 zabezpieczenia urządzeń przeciwpożarowych
- F ogranicznik przepięć
- K automatyczny przełącznik faz
- LZ zasilanie układu sterowania wyłącznika załączone (lampka świeci się kolorem czerwonym)
- LU stan uruchomienia wyłącznika wyłączony(lampka świeci się kolorem zielonym)
- LD stan dozoru wyłącznik załączony(lampka świeci się kolorem czerwonym)

Rys. 5. Schemat ideowo-montażowy wyłącznika przeciwpożarowego



Rys. 6. Rozmieszczenie elementów wyłącznika przeciwpożarowego oraz wyłącznika urządzeń przeciwpożarowych

6. Podsumowanie

Zgodnie z technicznymi warunkami wyłącznik przeciwpożarowy prądu ma odciąć dopływ prądu do wszystkich obwodów, za wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru. Pozostawienie pod napięciem 230/400 V przewodów i urządzeń przeciwpożarowych, przy gaszeniu wodą może stworzyć zagrożenie porażenia prądem elektrycznym. Wobec powyższego powinien być zabudowany wyłącznik urządzeń przeciwpożarowych zgodnie z zasadami wiedzy oraz wskazaniem normy PN HD 60364-5-56:2019. Po wyłączeniu wyłącznika i odcięciu dopływu prądu zapewnimy większe bezpieczeństwo ekipom straży pożarnej i osobom postronnym, które po ugaszeniu pożaru będą znajdować się w obiekcie.

Literatura

- [1] Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, Dz.U. 2022, poz. 1225.
- [2] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 17 listopada 2016 r. w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym, Dz.U. 2016, poz. 1966.
- [3] Obwieszczenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 21 marca 2023 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów, Dz.U. 2023, poz. 822.
- [4] PN-HD 60364-5-56:2019-01. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5–56. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Instalacje bezpieczeństwa.*
- [5] Krajowa Ocena Techniczna CNBOP-PIB, CNBOP-PIB-KOT-2019/0110, wyd. 2. *Przeciwpożarowy wyłącznik prądu – Urządzenie uruchamiające – Ręczny przycisk przeciwpożarowego wyłącznika prądu typu PWP1 produkowanego przez spółdzielnię inwalidów Spamel.*
- [6] Watr J., Orzechowski M., Musielak P., *Vademecum. Metodyka projektowania oraz odbiorów przeciwpożarowego wyłącznika prądu.*

Marek JAWORSKI, Janusz KONIECZNY

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

BADANIA STACJI ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH I POMIARY POŁA MAGNETYCZNEGO W ICH OTOCZENIU

W referacie przedstawiono i opisano zasady wykonywania badań stacji ładowania pojazdów elektrycznych umożliwiających ładowanie prądem przemiennym. Zwrócono uwagę na sposób wykonywania badań stacji z wykorzystaniem odpowiedniego adaptera pomiarowego i sposób oceny uzyskanych wyników. Przedstawiono także wyniki pomiarów pola magnetycznego w bezpośrednim otoczeniu wybranych stacji ładowania prądem stałym i przemiennym.

1. Wprowadzenie

Rozwój elektromobilności wymusza rozbudowę infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych. Każda stacja ładowania pojazdów elektrycznych, jako element pośredniczący pomiędzy źródłem energii elektrycznej a ładowanym pojazdem, wymaga utrzymania w należyтым stanie technicznym, aby móc zapewnić właściwy przebieg procesu ładowania, a także zagwarantować bezpieczeństwo dla użytkownika, ładowanego pojazdu i instalacji lub sieci zasilającej. Należy zauważyć, że wiele stacji to obiekty użytkowane na wolnym powietrzu, a więc okresowo narażone na niekorzystne oddziaływania środowiskowe. Nie można też wykluczyć sytuacji niewłaściwego zachowania użytkowników, aktów wandalizmu czy incydentów grożących zniszczeniem lub częściowym uszkodzeniem stacji, zwłaszcza stacji ogólnodostępnych. Między innymi z tych powodów, eksploatacja stacji ładowania pojazdów obwarowana jest odpowiednimi przepisami, narzucającymi zachowanie właściwych procedur. Jedną z nich są badania stacji, których prawidłowy wynik jest niezbędny do użytkowania obiektu.

2. Wymagania przepisów

Najważniejszymi aktami prawnymi dotyczącymi szeroko rozumianej elektromobilności jest Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. (z późn. zm.) o elektromobilności

i paliwach alternatywnych [1] oraz Rozporządzenie ministra energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wymagań technicznych dla stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego [2].

W ustawie [1] wprowadzono następującą klasyfikację punktów ładowania:

- punkt ładowania o normalnej mocy – punkt ładowania o mocy mniejszej lub równej 22 kW, z wyjątkiem urządzeń o mocy mniejszej lub równej 3,7 kW zainstalowanych w miejscach innych niż ogólnodostępne stacje ładowania (np. w budynkach mieszkalnych),
- punkt ładowania o dużej mocy – punkt ładowania o mocy większej niż 22 kW.

Biorąc pod uwagę powyższą klasyfikację oraz zakres rozporządzenia [2], należy zauważyć, że zapisy rozporządzenia nie dotyczą prywatnych stacji ładowania (niezależnie od ich mocy) oraz punktów nieogólnodostępnych o mocy nieprzekraczającej 3,7 kW. Niemniej jednak, znajomość wymagań rozporządzenia może być przydatna do określenia chociażby minimalnych procedur bezpiecznej eksploatacji tego typu punktów lub stacji ładowania.

Zgodnie z wymaganiami rozporządzenia [2], punkty ładowania o normalnej lub o dużej mocy prądu przemiennego wyposaża się co najmniej w złącza typu 2 określone w normie PN-EN 62196-2 [4] (w przypadku punktów ładowania o normalnej mocy mogą to być także gniazda wyjściowe). Punkty ładowania o dużej mocy prądu stałego wyposaża się co najmniej w złącza uniwersalnego systemu ładowania Combo 2 określone w normie PN-EN 62196-3 [5].

W rozporządzeniu wymaga się m.in. odpowiednich oznaczeń urządzenia oraz odpowiednich zabezpieczeń realizujących ochronę przeciwporażeniową. Zabrania się korzystania z przedłużaczy przewodu ładowania.

Eksploatacja urządzenia jest dozwolona pod warunkiem zapewnienia przez eksploatującego:

- konserwacji,
- przeglądów serwisowych,
- wykonywania pomiarów elektrycznych, zgodnie z wymaganiami określonymi w instrukcji eksploatacji.

Konserwacje, przeglądy serwisowe, naprawy i modernizacje mogą być wykonywane przez osoby posiadające właściwe kwalifikacje potwierdzone odpowiednim świadectwem kwalifikacyjnym.

Dla urządzeń podlegających zapisom rozporządzenia określa się dwa rodzaje badań, do których przeprowadzenia upoważnia się Urząd Dozoru Technicznego (UDT). Rodzaje oraz terminy ich wykonywania przedstawiono w tabeli 1.

Badania, o których mowa w tabeli 1, UDT przeprowadza na wniosek operatora ogólnodostępnej stacji ładowania lub podmiotu eksploatującego stację inną niż ogólnodostępna albo infrastrukturę ładowania drogowego transportu publicznego. Zakres tych badań przedstawia się następująco:

- 1) sprawdzenie kompletności dokumentacji dołączonej do wniosku o przeprowadzenie badania,
- 2) weryfikacja (na podstawie przedłożonej dokumentacji) spełnienia przez urządzenie wymagań technicznych określonych w ustawie, rozporządzeniu i instrukcji eksploatacji,
- 3) oględziny urządzenia,
- 4) wrywkowe pomiary, próby funkcjonalne lub próby obciążeniowe - wykonywane w razie potrzeby, w zależności od decyzji inspektora UDT przeprowadzającego dane badanie.

Tabela 1. Badania stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego przeprowadzane przez Urząd Dozoru Technicznego [2]

Rodzaj badania	Termin
Badanie techniczne wstępne	Przed oddaniem do eksploatacji stacji ładowania lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego
Badanie techniczne eksploatacyjne	W przypadku naprawy lub modernizacji stacji ładowania lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, w tym polegającej na zwiększeniu liczby punktów ładowania, lub zmiany miejsca zainstalowania punktu ładowania w tej stacji lub infrastrukturze (z wyłączeniem prac polegających wyłącznie na wymianie części lub podzespołów urządzenia na części lub podzespoły o takich samych parametrach i charakterystykach lub spełniające wymagania producenta)

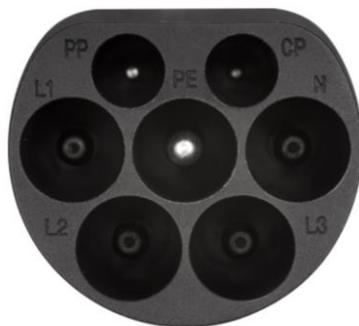
Do wniosku o przeprowadzenie badania, o którym mowa w tabeli 1 eksploatujący zobowiązany jest dołączyć:

- 1) opis dokonanej naprawy lub modernizacji urządzenia,
- 2) dokumentację potwierdzającą zmiany wprowadzone w wyniku naprawy lub modernizacji urządzenia,
- 3) protokoły pomiarów elektrycznych, zatwierdzone przez osobę spełniającą wymagania kwalifikacyjne dla stanowiska dozoru, wraz z kopią świadectwa kwalifikacyjnego tej osoby.

3. Komunikacja i kontrola stanu pracy układu stacja ładowania–pojazd

Dla zrozumienia sposobu działania stacji ładowania, a także dla wykonania pomiarów elektrycznych i niektórych innych prac eksploatacyjnych, niezbędna jest znajomość sposobu wzajemnej komunikacji stacji z ładowanym pojazdem. Komunikacja ta jest konieczna dla zapewnienia poprawnej i bezpiecznej pracy stacji oraz dla kontroli procesu ładowania. W stacjach ładowania pracujących w trybie 3 (Mode 3) identyfikacja

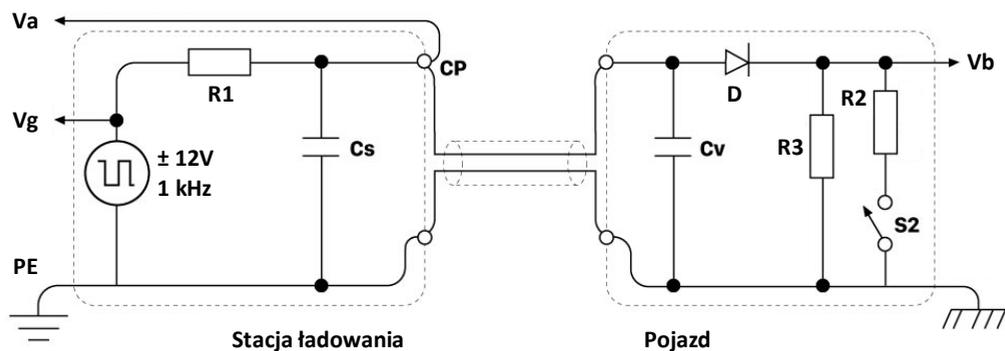
stanu pracy stacji i ładowanego pojazdu realizowana jest przy pomocy linii komunikacyjnych CP (Control Pilot) oraz PP (Proximity Plug). Na rysunku 1 przedstawiono wtyk złącza typu 2 z widocznymi stykami żył zasilających pojazd oraz liniami komunikacyjnymi.



Rys. 1. Wtyk złącza typu 2; CP, PP – linie komunikacyjne, L1, L2, L3, N, PE – przewody zasilające pojazd [4]

W obwodzie kontrolnym PP występuje rezystor kodujący włączony pomiędzy styk PP a styk przewodu ochronnego PE. Pełni on funkcję wskaźnika podłączenia wtyku do gniazda oraz wskazuje maksymalne możliwe obciążenie przewodu zasilającego. Rezystancje kodujące dla używanych zakresów prądowych 13 A, 20 A, 32 A, 63 A podane są w normie PN-EN 61851-1:2019-10 [3].

Działanie linii komunikacyjnej CP opiera się na zmianach wartości napięcia oraz modulacji szerokości impulsów sygnału sterującego. Jest to podstawowy sposób komunikacji między stacją a pojazdem przy ładowaniu w trybie 2 (Mode 2), trybie 3 (Mode 3) oraz w trybie 4 (Mode 4).



Rys. 2. Schemat układu obwodu sterującego wg normy PN-EN 61851-1:2019-10 [3]

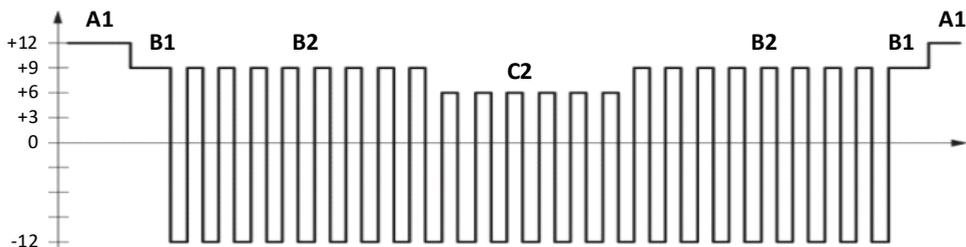
Po stronie stacji ładowania podstawowym elementem obwodu jest oscylator generujący sygnał ± 12 V o częstotliwości 1 kHz. Na wyjściu stacji, w złączu pilota CP mierzone jest napięcie V_a względem przewodu ochronnego PE. Elementy po stronie pojazdu to szeregowo połączona dioda oraz równolegle połączone gałęzie rezystancyjne, załączane w poszczególnych stanach pracy układu. W pojeździe mierzona jest wartość napięcia V_b .

W normie [3] zdefiniowano 10 stanów (tabela 2), w których może znajdować się układ ładowania (we wcześniejszej wersji normy wyróżniono ich 5).

Tabela 2. Opis stanów układu ładowania

Oznaczenie stanu	Amplituda przebiegu	Opis układu stacja ładowania–pojazd
A1 A2	+12 V +12/-12 V	pojazd niepodłączony do stacji
B1 B2	+9 V +9/-12 V	pojazd podłączony do stacji, ale niegotowy do rozpoczęcia ładowania
C1 C2	+6 V +6/-12 V	pojazd gotowy do ładowania, stanowisko nie wymaga wentylacji
D1 D2	+3 V +3/-12 V	pojazd gotowy do ładowania, stanowisko wymaga wentylacji
E	0 V	błąd podczas ładowania
F	-12 V	awaria punktu ładowania

Stany A1, B1, C1 lub D1, charakteryzujące się wypełnieniem przebiegu równym 100%, występują w momencie kiedy stacja nie jest gotowa do zapewnienia procesu ładowania, np. nie dysponuje odpowiednią mocą (na kilku stanowiskach trwa ładowanie pojazdów i kolejne stanowiska nie mogą być już zasilane do momentu zakończenia ładowania na jednym z czynnych punktów) lub oczekuje na autoryzację użytkownika. W chwili gdy spełnione zostaną warunki do ładowania, stacja przejdzie w tryb A2, B2, C2 lub D2, informując pojazd o możliwości rozpoczęcia lub kontynuowania ładowania – wypełnienie przebiegu zmniejszy się, dając informację o maksymalnym dostępnym prądzie ładowania. Przykładowy przebieg sygnału sterującego CP przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Przykładowy przebieg sygnału sterującego CP z widocznymi stanami A, B oraz C

Ważną rolę w przebiegu procesu ładowania odgrywa wypełnienie impulsu sterującego. Zgodnie z normą [3] wypełnienie w przedziale od 10% do 96%, odpowiada określonej wartości prądu ładowania w zakresie 6÷80 A, odpowiednio według algorytmów przeliczeń wartości procentowej na wartość wyrażoną w amperach:

- w zakresie 10÷85%:

$$\text{PWM} [\%] \times 0,6 \text{ A};$$

- w zakresie 85 ÷ 96%:

$$(\text{PWM} [\%] - 64 [\%]) \times 2,5 \text{ A}.$$

Przeliczona wartość oznacza maksymalny prąd, który może zostać w danych warunkach pobrany przez ładowany pojazd. Rzeczywisty prąd ładowania determinowany jest przez sterownik ładowania z poziomu pojazdu.

4. Wybrane praktyczne aspekty wykonywania pomiarów elektrycznych stacji ładowania pojazdów

Środki ochrony przeciwporażeniowej przeznaczone do stosowania w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych określono w normie PN-HD 60364-7-722 [6]. Badania elektryczne stacji ładowania pojazdów odbywają się zgodnie z powszechnie przyjętą procedurą (jak dla typowych instalacji elektrycznych niskiego napięcia) i składają się z oględzin, pomiarów i protokołowania.

Oględziny mają dać odpowiedź na pytanie czy stacja spełnia wymagania odpowiednich przepisów, instrukcji eksploatacji oraz norm, a także czy nie ma widocznych uszkodzeń wpływających na zmniejszenie bezpieczeństwa użytkownika.

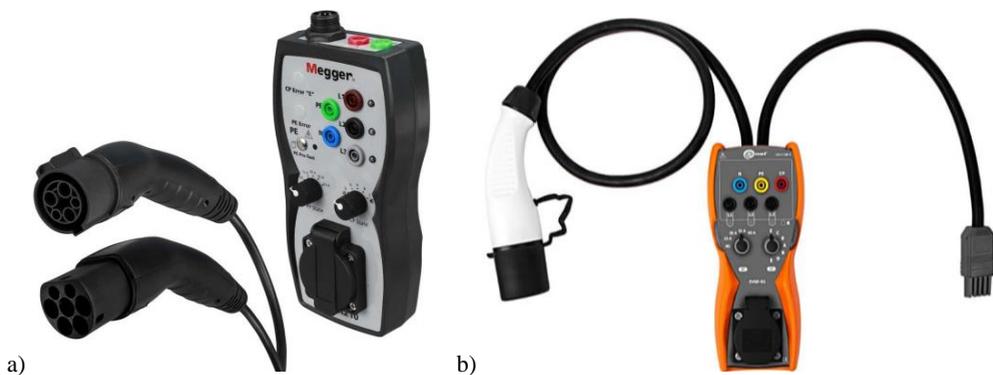
Zakres pomiarów elektrycznych obejmuje co najmniej [2]:

- 1) pomiary ciągłości przewodów ochronnych, włącznie z przewodami połączeń wyrównawczych (głównych i dodatkowych) oraz przewodów czynnych – w przypadku pierścieniowych obwodów odbiorczych;
- 2) pomiary rezystancji izolacji przewodów elektrycznych – między przewodami czynnymi oraz między przewodami czynnymi a przewodem ochronnym;
- 3) pomiary rezystancji uziemień roboczych (o ile są stosowane);
- 4) sprawdzenie działania urządzeń ochronnych różnicowoprądowych;
- 5) pomiary skuteczności ochrony przeciwporażeniowej.

Wyżej wymienione pomiary wykonuje tak jak w typowych instalacjach niskiego napięcia – przy użyciu wielofunkcyjnych mierników specjalistycznych (tzw. mierników parametrów instalacji) lub mierników dedykowanych do pomiarów poszczególnych wielkości. Istotną różnicą jest miejsce przyłączenia miernika. Wskazane jest, aby pomiary stacji ładowania wykonać nie z miejsca przyłączenia stacji do instalacji, ale

z poziomu tzw. punktu podłączenia – przyłączając przyrząd pomiarowy do zacisków złącza ładowania (analogicznie jak przyłącza się ładowany pojazd). Aby móc wykonać pomiary w ten sposób, niezbędne jest wprowadzenie stacji w wybrane znormalizowane stany pracy. W praktyce można to zrealizować przy pomocy odpowiedniego adaptera pomiarowego dedykowanego do tego typu pomiarów, stanowiącego element pośredniczący pomiędzy stacją ładowania a przyrządem pomiarowym. Na rysunku 4 przedstawiono przykładowe adaptery pomiarowe wybranych producentów. Adaptery tego typu pozwalają na zasymulowanie stanów pracy stacji odpowiadających sytuacji, w których ładowany pojazd:

- jest podłączony do stacji przez kabel o zadanym prądzie maksymalnym PP,
- proces ładowania jest w stanie ustawionym na linii CP.



Rys. 4. Przykładowe adaptery pomiarowe do badań stacji ładowania pojazdów elektrycznych:
a) Megger EVCA 210, b) Sonel EVSE-01

Oprócz złącz dedykowanych do podłączenia kompatybilnych przyrządów pomiarowych danego producenta, adaptery posiadają zazwyczaj dodatkowe wyprowadzenia przewodów zasilających umożliwiające podłączenie niemal dowolnego przyrządu pomiarowego, a także wyprowadzenia linii sygnałowych stacji, szczególnie linii CP. Dzięki temu, używając oscyloskopu można zweryfikować poprawność działania linii sygnałowej CP w poszczególnych stanach pracy stacji emulowanych przez adapter pomiarowy.

Należy zauważyć, że pomiary wykonane z poziomu punktu podłączenia nie dają informacji o stanie całości instalacji. Niektóre z pomiarów obejmują tylko samą stację ładowania i ich wyniki nie odnoszą się do obwodu zasilającego stację (tabela 3). Sytuacja taka występuje np. podczas pomiarów rezystancji izolacji – pomiarem objęty zostaje jedynie przewód ładujący pomiędzy stacją a pojazdem. Dla możliwości ostatecznej kompleksowej oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej niezbędne jest także wykonanie pomiaru rezystancji izolacji obwodu instalacji zasilającego stację – w sposób powszechnie znany, tzn. po wyłączeniu zasilania obwodu (np. w rozdzielni głównej) i odłączeniu odbiornika z obwodu (stacji).

Tabela 3. Zestawienie emulowanych stanów układu i zakresu pomiaru podczas pomiarów elektrycznych stacji ładowania

Rodzaj pomiaru	Stan układu ładowania	Rzeczywisty zakres pomiaru
Ciągłość przewodów ochronnych	–	Przewód ochronny PE pomiędzy stykiem ochronnym PE w złączu ładującym a innym punktem instalacji (zależnie od sposobu przyłączenia przyrządu pomiarowego)
Rezystancja izolacji	B	Przewód ładujący (na odcinku stacja ładowania–punkt podłączenia pojazdu)
Rezystancja uziemień	–	Uziemienie obiektu
Sprawdzenie działania urządzeń ochronnych różnicowoprądowych	C lub D	RCD zabezpieczające obwód stacji ładowania
Sprawdzenie skuteczności ochrony przeciwporażeniowej	C lub D	Impedancja pętli zwarcia na odcinku linia zasilająca–instalacja–przewód ładujący–złącze ładujące

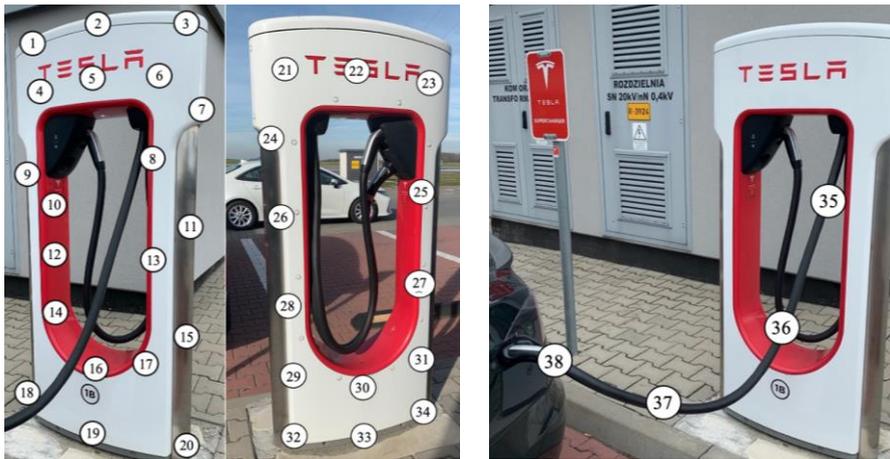
5. Pomiary natężenia pola magnetycznego w obszarze stacji ładowania pojazdów elektrycznych

Podczas dopuszczenia stacji ładowania do eksploatacji, jak również podczas jej bieżącego serwisu nie ma konieczności przeprowadzania pomiarów natężenia pola magnetycznego. Tego typu pomiary powinny zostać wykonane przez producenta urządzenia po jego wyprodukowaniu, jako niezbędne do wystawienia certyfikatu zgodności z normami i dyrektywami obowiązującymi na terenie docelowej eksploatacji urządzenia.

W celu sprawdzenia rzeczywistych wartości natężenia pola magnetycznego w otoczeniu stacji ładowania, wykonano pomiary dla kilkunastu obiektów różnych producentów, różnej mocy, ładujących prądem przemiennym lub prądem stałym. Do pomiarów użyto dwóch przyrządów pomiarowych:

- miernika EMDEX II – do pomiaru indukcji pól magnetycznych zmiennych w zakresie częstotliwości 40–800 Hz (pomiar trzech składowych indukcji magnetycznej) oraz
- miernika F.W. BELL 4048 wraz z sondą 1413 – do pomiaru indukcji magnetycznej pól stałych. (pomiar tylko jednej składowej indukcji magnetycznej)

Pomiary wykonywano podczas procesu ładowania pojazdów. Przyrząd lub jego sondę pomiarową przykładano w różne miejsca stacji ładowania, w odległości około centymetra od obudowy stacji lub przewodu zasilającego. Przy zmieniających się wskazaniach odnotowywano największą zmierzoną wartość. Przykładowe rozmieszczenie punktów pomiarowych przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Rozmieszczenie punktów pomiarowych natężenia pola magnetycznego w otoczeniu stacji Tesla Supercharger V2

W tabeli 4 zestawiono największe zmierzone wartości pól magnetycznych w okolicy każdej ze stacji, miejsce występowania pola o największej wartości oraz wyszczególniono moc ładowania podczas pomiarów, typ prądu ładowania, znamionową moc ładowania stacji i rodzaj złącza wykorzystywanego podczas ładowania.

Największe wartości stałego natężenia pola magnetycznego zmierzono w obszarze stacji Tesla SuperCharger V2, szczególnie podczas serii pomiarowej, przy której moc ładowania wynosiła 150 kW. Największe zmierzone natężenie pola magnetycznego wynosiło 2460 A/m i było tylko nieznacznie mniejsze od wartości dopuszczalnej dla miejsc dostępnych dla ludności (2500 A/m) sprecyzowanej w rozporządzeniu Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. [7]. Wartość tę zmierzono w okolicy kabla łączącego stację z pojazdem, stosunkowo blisko ładowanego pojazdu.

W przypadku stacji firmy EKOEN największe wartości pola magnetycznego zanotowano w okolicy bocznej obudowy, a w przypadku stacji firmy DELTA największe wartości pola występowały w otoczeniu kabla łączącego stację z pojazdem.

W przypadku stacji ładowania autobusów elektrycznych EKOEN CC-UF.600 zmierzone natężenie pola magnetycznego było relatywnie małe w stosunku do mocy, z jaką ładowany był pojazd (180 kW). Miejscem występowania pola o największym natężeniu była boczna obudowa.

W przypadku stacji ładujących prądem przemiennym, największe wartości przemiennego pola magnetycznego o częstotliwości 50 Hz uzyskano dla stacji ABB TERRA 54 CJG i DELTA EVC 50/150 kW. Obie stacje w trakcie wykonywania pomiarów ładowały pojazd elektryczny z mocą 22 kW, a maksymalna zmierzona wartość natężenia pola magnetycznego w otoczeniu kabla wynosiła 20,5 A/m. Była więc prawie trzykrotnie mniejsza od dopuszczalnej wartości 60 A/m podanej w rozporządzeniu [7].

Tabela 4. Porównanie wyników pomiarów natężenia pola magnetycznego w obszarze różnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych

L.p.	Stacja ładowania	Maksymalna moc ładowania stacji	Rodzaj prądu	Moc ładowania w trakcie pomiarów	Rodzaj złącza	Maksymalne zmierzone natężenie pola magnetycznego	Miejsce występowania największego pola magnetycznego	Wymagane natężenie pola magnetycznego	Czy stacja spełnia emisji pola magnetycznego wymagania?
1.	Tesla SuperCharger V2	150 kW	DC	50 kW	TESLA	1129 A/m	Kabel	2500 A/m	TAK
2.	Tesla SuperCharger V2	150 kW		150 kW	TESLA	2460 A/m	Kabel		TAK
3.	ABB TERRA 54 C/JG	50 kW		41 kW	CCS2	462,6 A/m	Kabel		TAK
4.	EKOEN DC-F.100	100 kW		33 kW	CCS2	925,5 A/m	Górny obszar bocznej obudowy stacji		TAK
5.	EKOEN CC-UF.400	100 kW		35 kW	CCS2	543,8 A/m	Górny obszar tylnej obudowy stacji		TAK
6.	DELTA EVC 50/150 kW	120 kW		38 kW	CCS2	925,5 A/m	Kabel		TAK
7.	EKOEN CC-UF.600	600 kW		180 kW	PANTOGRAF	673,7 A/m	Górny obszar bocznej obudowy stacji		TAK
8.	ABB TERRA 54 C/JG	43 kW		22 kW	TYP 2	19,2 A/m	Kabel		TAK
9.	EKOEN DC-F.100	43 kW		7 kW	TYP 2	14,0 A/m	Dolny obszar tylnej obudowy stacji		TAK
10.	Enelion Vertica EVSE VP-32-S-S-5	7 kW		7 kW	TYP 2	17,7 A/m	Środkowy obszar tylnej obudowy stacji		TAK
11.	CIRCONTROL Post eVolve Smart T	44 kW		7 kW	TYP 2	14,2 A/m	Kabel		TAK
12.	EVB 2M AC	44 kW		7 kW	TYP 2	14,8 A/m	Dolny obszar przedniej obudowy stacji		TAK
13.	IC-CPD 35543281	3,7 kW		3,7 kW	TYP 2	17,9 A/m	Środkowy obszar tylnej obudowy stacji		TAK
14.	DELTA EVC 50/150 kW	43 kW		22 kW	TYP 2	20,5 A/m	Kabel		TAK

W pozostałych przypadkach stacji ładujących prądem przemiennym moce ładowania były niższe (7 kW i 3,7 kW) i maksymalne natężenie pola magnetycznego wynosiło ok. 14–18 A/m. Miejscem występowania największego pola magnetycznego była zazwyczaj tylna obudowa stacji.

Na podstawie analizy uzyskanych wyników, można zauważyć następujące zależności:

- pole magnetyczne stałe zanika szybciej niż pole przemiennie o częstotliwości 50 Hz,
- pole magnetyczne w otoczeniu kabla ładującego zanika szybciej niż w okolicy korpusu stacji ładowania.

6. Podsumowanie

1. Stacje i punkty ładowania pojazdów elektrycznych, które są elementami infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, a także stacje ogólnodostępne i wybrane stacje nieogólnodostępne podlegają badaniom technicznym wykonywanych przez Urząd Dozoru Technicznego.
2. Wszystkie stacje i punkty ładowania – również te niepodlegające rozporządzeniu [2] – należy eksploatować zgodnie z ogólnymi zasadami dotyczącymi instalacji elektrycznych niskiego napięcia i poddawać odpowiednim badaniom w określonych odstępach czasu, niezależnie od przepisów szczegółowych dotyczących tego typu obiektów.
3. Na podstawie przeprowadzonych pomiarów natężenia pola magnetycznego w otoczeniu stacji ładowania pojazdów można stwierdzić, że nie są one źródłami pola o wartościach większych od dopuszczalnych w miejscach dostępnych dla ludności.
4. Wyniki przeprowadzonych pomiarów natężenia pola magnetycznego dowodzą, że nie istnieje prosta zależność pomiędzy mocą stacji ładowania, a występującym w jej otoczeniu natężeniem pola magnetycznego. Dla różnych mocy ładowania uzyskiwano podobne wartości pola magnetycznego w otoczeniu stacji.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych.
- [2] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wymagań technicznych dla stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego.
- [3] PN-EN IEC 61851-1:2019-10 (wersja angielska). *System przewodowego ładowania pojazdów elektrycznych. Część 1: Wymagania ogólne.*

- [4] PN-EN 62196-2:2017-06. *Wtyczki, gniazda wtyczkowe, złącza pojazdowe i wtyki pojazdowe. Przewodowe ładowanie pojazdów elektrycznych. Część 2: Wymagania dotyczące zgodności wymiarowej i zamienności wyrobów prądu przemiennego z zestykami tulejkowo-kołkowymi.*
- [5] PN-EN 62196-3:2015-02. *Wtyczki, gniazda wtyczkowe, złącza pojazdowe i wtyki pojazdowe. Przewodowe ładowanie pojazdów elektrycznych. Część 3: Wymagania dotyczące zgodności wymiarowej i zamienności złącz pojazdowych d.c. i a.c./d.c. z zestykami tulejkowo-kołkowymi.*
- [6] PN-EN 60364-7-722:2019-01. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia, Część 7-722: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Zasilanie pojazdów elektrycznych.*
- [7] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku, Dz.U. z 2019 r., poz. 2448.

Organizator
Politechnika Wrocławska
Wydział Elektryczny
Katedra Energoelektryki



Politechnika
Wrocławska

Patronat honorowy

Polski Komitet Bezpieczeństwa
w Elektryce SEP

Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział Wrocławski



Patronat medialny

Czasopismo elektro.info



ISBN 978-83-7493-252-3
https://doi.org/10.37190/ELSAF_2023