

Wpływ instalacji fotowoltaicznych na bezpieczeństwo użytkowania obiektów użyteczności publicznej

Impact of photovoltaic installations on the operational safety of public facilities

Streszczenie. Zapewnienie bezpieczeństwa użytkowania obiektów użyteczności publicznej jest jednym z podstawowych zadań podmiotów odpowiedzialnych za administrowanie. Jednocześnie obowiązki jakie wynikają z konieczności poprawy efektywności energetycznej powodują, że na wielu obiektach pojawiają się instalacje fotowoltaiczne, które muszą współpracować z istniejącymi wewnętrznymi instalacjami elektrycznymi. Instalacje te, często wykonywane były kilkadziesiąt lat temu, w okresie, gdy technologie fotowoltaiczne były na etapie eksperymentów laboratoryjnych. W artykule dokonano analizy wpływu budowy instalacji fotowoltaicznych na bezpieczeństwo użytkowania obiektów, ze szczególnym zwróceniem uwagi na aspekty elektroenergetyczne, wynikające z technologii budowy oraz rozwiązań technicznych jakie były stosowane w instalacjach elektrycznych realizowanych kilkadziesiąt lat temu.

Abstract. Ensuring the safe use of facilities is one of the primary tasks of those responsible for the administration of public facilities. At the same time, the obligations that arise from the need to improve energy efficiency lead to the appearance of photovoltaic installations on many facilities, which have to interact with the existing internal electrical installations. These installations were often made decades ago, at a time when photovoltaic technology was at the experimental stage in the laboratory. The article analyses the impact of the construction of photovoltaic installations on the safety of use of the facilities, with particular attention paid to the electrical aspects resulting from the construction technology and technical solutions that were used in electrical installations carried out several decades ago.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, energia słoneczna, panele fotowoltaiczne, elektrownia fotowoltaiczna

Keywords: renewable energy sources, solar energy, PV panels, PV power plant

Wstęp

W obecnym czasie obiekty użyteczności publicznej często są wyposażane w instalacje fotowoltaiczne. Praca systemów PV zależy od wielu czynników środowiskowych oraz parametrów zastosowanych elementów [1-4]. Zapewnienie bezpieczeństwa użytkowania takich instalacji jest jednym z podstawowych zadań podmiotów odpowiedzialnych za administrowanie.

Powodem pojawienia się prosumenckich instalacji PV na obiektach użyteczności publicznej są obowiązki, które wynikają z konieczności poprawy efektywności energetycznej użytkowanych budynków. Elektrownie PV muszą więc współpracować z istniejącymi wewnętrznymi instalacjami elektrycznymi. Instalacje te, często wykonywane były kilkadziesiąt lat temu, kiedy nie przewidywano jeszcze ich współpracy z elektrowniami PV.

Charakter pracy elektrowni PV nie pozwala na sterowanie wielkością generacji, oraz trudne jest precyzyjne prognozowanie jej wielkości [5]. Częściowe dopasowanie krzywej generacji do krzywej zapotrzebowania można uzyskać montując panele PV w położeniu pozwalającym na częściowe przesunięcie generacji z godzin południowych na poranne i popołudniowe. Dobrze sprawdzają się w takim przypadku bifacjalne panele PV [6]. Coraz częściej prosumenckie instalacje PV wyposażane są również w systemy magazynowania energii. Mogą być w tym celu wykorzystywane bateryjne magazyny energii elektrycznej lub magazyny energii cieplnej. Pozwala to na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii generowanej przez prosumenckie elektrownie PV. Aby zapewnić bezpieczne użytkowanie modernizowanych instalacji wymagają one zastosowania odpowiednich zabezpieczeń.

W związku z tym przygotowywane są normy mające na celu usprawnienie oceny działań mających na celu poprawę bezpieczeństwa. Taką normą jest m.in. norma PN-HD 60364-8-1 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8-1: Aspekty funkcjonalne - Efektywność energetyczna. Określa ona zasady oceny efektywności energetycznej instalacji, w której to szczególną uwagę zwraca się na możliwość współpracy OZE z magazynami energii oraz

systemy zarządzania energią w obiektach, mające na celu m.in. poprawę bezpieczeństwa ich użytkowania [7]. Kolejnym aktem prawnym poruszającym powyższe zagadnienia jest norma PN-HD 60364-8-2 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8-2: Niskonapięciowe instalacje elektryczne prosumenta, regulująca zasady współpracy instalacji elektrycznych z sieciami dystrybucyjnymi [8].

Wdrożenie w praktyce tych norm ma pomóc tworzyć systemy zasilania obiektów pozwalające nie tylko na poprawę wyniku energetycznego odbiorców energii elektrycznej, ale także zachowanie bezpieczeństwa pracy instalacji i systemu dystrybucyjnego a przede wszystkim bezpieczeństwa osób eksploatujących powyższe instalacje.

Ochrona przeciwporażeniowa w instalacjach elektrycznych współpracujących z PV

Zgodnie z obowiązującymi wymaganiami, w każdej instalacji elektrycznej należy zastosować jeden ze środków ochrony podstawowej oraz jeden ze środków ochrony przy uszkodzeniu. Należy jednak pamiętać, że ze względu na specyfikę instalacji PV ilość dostępnych środków została ograniczona przez normę PN-HD 60364-7-712. Ograniczenie to powoduje, że w części instalacji z zastosowanymi źródłami PV nie możemy stosować środków ochrony podstawowej przeznaczonych dla osób wykwalifikowanych przeszkolonych, nawet wówczas, gdy w obiekcie znajdują się tylko takie osoby. Dodatkowo dla części instalacji PV wprowadzony jest wymóg, aby obudowy zapewniały stopień ochrony nie mniejszy niż IP 44, oraz posiadały wytrzymałość przed zewnętrznymi uderzeniami mechanicznymi nie mniejszą niż IK07 [9].

Podobnie jak w przypadku środków ochrony podstawowej, norma PN-HD 60364-7-712 ogranicza liczbę dostępnych rozwiązań w zakresie ochrony przy uszkodzeniu. Dlatego też, w zakresie środków ochrony przy uszkodzeniu w instalacjach PV dozwolone jest stosowanie:

- samoczynnego wyłączenia zasilania,
- izolacji podwójnej lub wzmocnionej,
- separacji elektrycznej – jeden odbiornik,

- bardzo niskiego napięcia SELV i PELV.

Przy czym po stronie DC instalacji (od strony paneli) dozwolone jest stosowanie:

- izolacji podwójnej lub wzmocnionej,
- bardzo niskiego napięcia SELV i PELV.

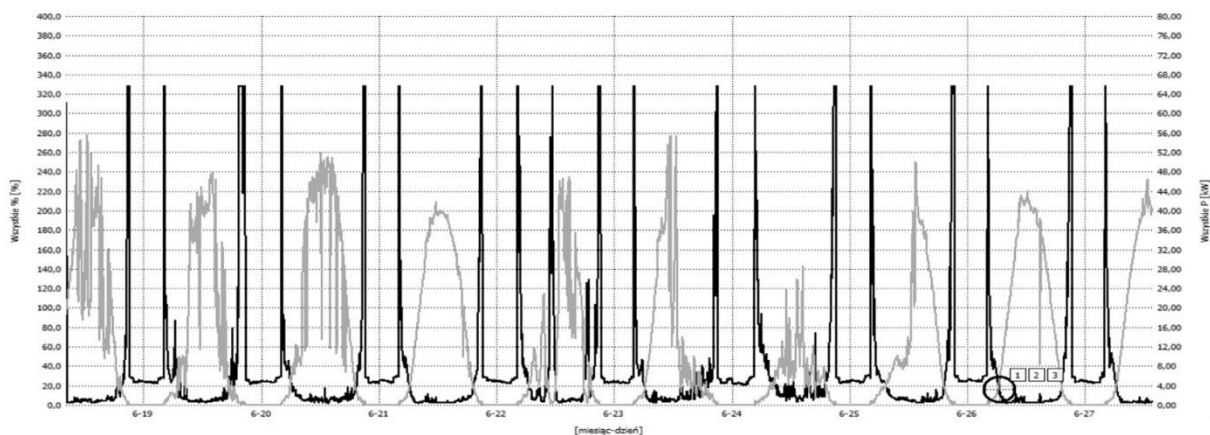
Dodatkowo, ze względu na specyfikę instalacji PV w obiektach użyteczności publicznej (wartości napięć, konstrukcje i moce stosowanych aparatów, itp.) listę tę można ograniczyć do samoczynnego wyłączenia zasilania (po stronie AC) oraz izolacji podwójnej lub wzmocnionej (po stronie DC).

Stosowanie izolacji podwójnej lub wzmocnionej w instalacji elektrycznej wydaje się rozwiązaniem łatwym, ograniczonym niewielką liczbą obostrzeń, gdyż ten rodzaj ochrony zapewniony jest przez odpowiednią konstrukcję stosowanych aparatów. Jednak w praktyce, ten środek ochrony jest „niszczony” przez niewłaściwy montaż aparatów. Wymagania dotyczące obudów urządzeń wykonanych w drugiej klasie ochronności mówią, że przez wnętrze obudowy izolacyjnej nie mogą przechodzić części przewodzące dostępne. Niestety wykonawcy instalacji bardzo często nie przestrzegają tego wymagania, nie wykorzystując np. do montażu rozdzielnic dedykowanych przez producentów punktów montażowych, a wykonując własne punkty mocowania dostosowane do aktualnych

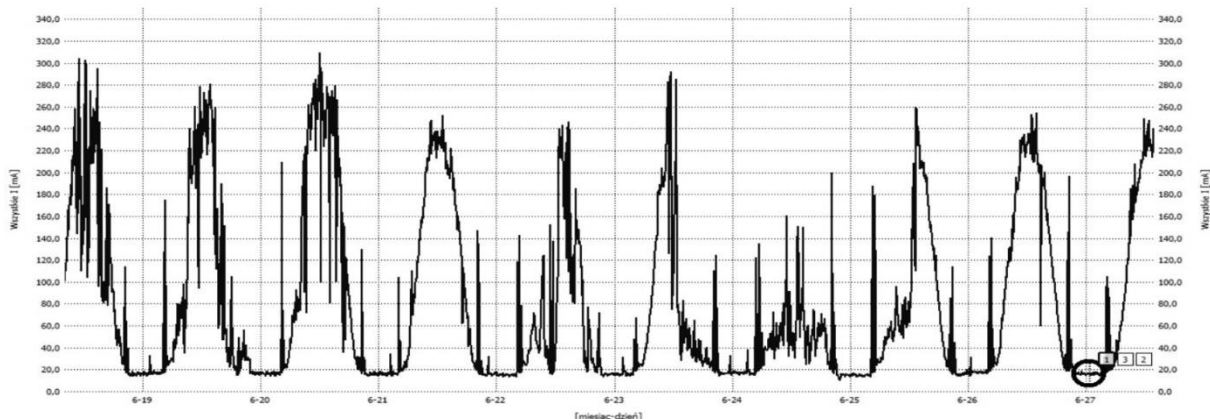
możliwości lokalizacyjnych. Wskutek tego, przewodzące części śrub mocujących dostępne są z wnętrza rozdzielnic.

Środek ochrony poprzez samoczynne wyłączenie zasilania jest obarczony znacznie większą ilością warunków i wymaga dokładniejszej znajomości obowiązujących przepisów. Dotyczy to przede wszystkim obwodu instalacji PV. Zgodnie z normą PN-HD 60364-7-712, obwód instalacji PV wymaga zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego. To urządzenie ochronne wymaga zastosowania oddzielnego przewodu ochronnego PE, co nie jest stosowane w starszych obiektach, w których instalacja elektryczna została wykonana w systemie sieciowym TN-C. Wymaga to przebudowy instalacji elektrycznej w układzie sieciowym TN-C w zakresie:

- dokonania rozdziału przewodu PEN na PE oraz N w Rozdzielniczy Głównej obiektu,
- wykonania uziemienia punktu rozdziału przewodu PEN na PE i N - rezystancja uziemienia nie powinna przekroczyć 10 Ω , ze względu na konieczność stosowania urządzeń ochrony przeciwprzepięciowej,
- zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego w obwodzie do którego przyłączona jest instalacja PV, przy czym powinien on być typu B, zgodnie z EN 62423 lub EN 60947-2.



Rys. 1. Wykres wartości współczynnika THD i w obwodzie falownika PV (czarna linia) oraz wykres mocy generowanej przez instalację PV (szara linia).



Rys. 2. Wykres wartości składowej zerowej w obwodzie falownika PV.

Możliwe jest złagodzenie wymogu stosowania wyłącznika różnicowoprądowego typu B, pod warunkiem, że falownik (zgodnie ze stwierdzeniem producenta) nie wymaga stosowania RCD typu B. Jednak w tym zakresie, wielu wykonawców instalacji PV popełnia błąd, polegający na tym, że zastępują wyłączniki RCD typu B (po przedstawieniu deklaracji producenta falownika) wyłącznikami RCD typu AC. Powoduje to, że w wielu przypadkach instalacji mamy do czynienia ze zbędnymi wyłączeniami obwodu przez

wyłącznik RCD np. z powodu podmagnesowywania rdzenia przekładnika Faradiego wyłącznika przez prądy wyższych harmonicznych pojawiających się w obwodzie z falownikiem, który jest przecież przekształtnikiem energoelektronicznym.

Problem ten często się pojawia w chwili załączenia i wyłączenia falowników. Na rys. 1. przedstawiono wartości współczynnika THDi w prądzie w obwodzie, do którego przyłączona jest instalacja fotowoltaiczna. O ile w analizowanym układzie w trakcie „generacji” powyżej 5%

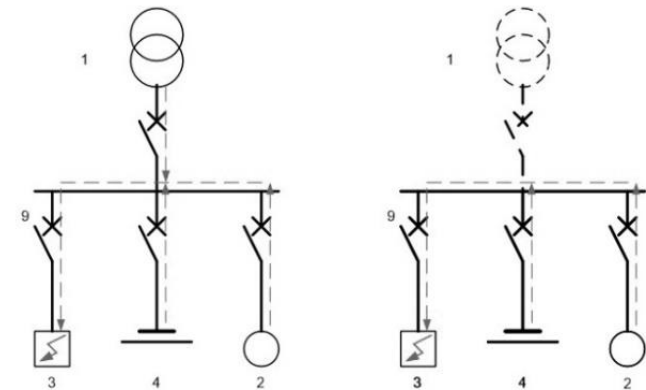
mocy znamionowej falownika poziom współczynnik THDi kształtuje się poniżej 10%, to przy generacji w zakresie do 5% mocy znamionowej wartość współczynnika THDi dochodzi do wartości ponad 300 %.

Zbędne działania wyłączników RCD też mogą wynikać z obecności składowej zerowej w obwodzie. Obecność składowej zerowej w obwodzie pokrywa się z okresami generacji z instalacji PV, w przypadku falownika o mocy znamionowej 50 kW może osiągać wartość do 300 mA. Wykres wartości składowej zerowej analizowanego obwodu przedstawiono na Rys. 2.

Ochrona przed prądem przetężeniowym w instalacjach elektrycznych współpracujących z PV

W instalacjach odbiorczych obiektów trzeba zwrócić szczególną uwagę na dobór urządzeń zabezpieczających. Ma to szczególne znaczenie w instalacjach dostosowanych do pracy wyspowej, tzn. że w obiekcie zastosowano falownik hybrydowy z magazynem energii, mogącym stanowić np. rezerwowe źródło zasilania obiektu w przypadku awarii zasilania podstawowego z sieci dystrybucyjnej.

Podczas dobierania urządzeń zabezpieczających przed porażeniem elektrycznym należy mieć na względzie minimalną wartość prądu zwarcia z ziemią (między jednym z przewodów liniowych a przewodem PE) a minimalna wartość prądu zwarcia z ziemią może zależeć od trybu działania (rys.3).



Rys. 3. Szacowanie minimalnego prądu zwarcia z ziemią zgodnie z trybem działania (połączony z siecią i wyspowy), gdzie: 1- Sieć publiczna, 2 - Źródła zasilania, 3- Odbiorniki, 4 - Jednostki magazynowe, 9 - Zabezpieczenie przetężeniowe (OCPD) [8].

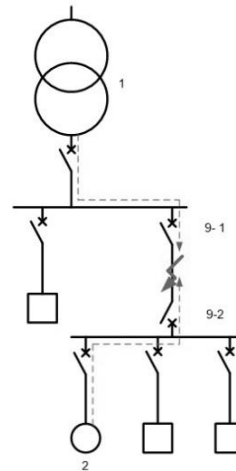
Dlatego w układach TN urządzenia przetężeniowe, służące w ochronie przed prądem przetężeniowym należy dobierać z uwzględnieniem minimalnego wkładu każdego ze źródeł (tryb wyspowy). Można to osiągnąć np. dzięki zastosowaniu: podwójnego ustawienia na tym samym urządzeniu, dwóch urządzeń skoordynowanych lub dzięki uwzględnieniu minimalnego ustawienia najgorszego stanu. W systemie TT nie ma praktycznej interakcji trybu działania, jeśli chodzi o poziom prądu zwarcia, ponieważ prąd zwarcia doziemnego jest ograniczony rezystancją uziomu.

W przypadku ochrony przed prądem przetężeniowym dobór przetężeniowych urządzeń zabezpieczających powinien uwzględniać:

- maksymalny poziom zwarcia (np. tryb przy połączeniu z siecią) w celu wyboru zdolności wyłączającej,
- minimalny poziom zwarcia (np. tryb wyspowy) w celu ustalenia charakterystyki wyzwania zwarcia urządzenia zabezpieczającego.

Dobór i montaż przetężeniowych urządzeń zabezpieczających powinny uwzględniać wszystkie możliwe kierunki przepływu prądów i ich biegowość. Działanie tych przetężeniowych urządzeń zabezpieczających powinno odpowiadać kierunkowi przepływu prądu.

W tym przypadku przeciwzwarciowe urządzenie zabezpieczające jest instalowane przy każdym możliwym złączu odnośnego obwodu rozdzielczego, a każde przeciwzwarciowe urządzenie zabezpieczające powinno być dobrane i dostosowane do każdego rodzaju odnośnego źródła zasilania. Aby uniknąć zwielokrotnienia liczby przeciwzwarciowych urządzeń zabezpieczających w tym samym obwodzie, zaleca się podłączenie lokalnych źródeł zasilania i lokalnych jednostek magazynowych bezpośrednio do głównej tablicy rozdzielczej.



Rys. 4. Przykład podwójnego zabezpieczenia przetężeniowego w tym samym obwodzie, gdzie: 1 - Sieć publiczna, 2- Źródła zasilania, 9-1- Przetężeniowe urządzenie zabezpieczające (OCPD 1), 9-2- Przetężeniowe urządzenie zabezpieczające (OCPD 2) [8].

Ochrona przed przepięciami w instalacjach elektrycznych współpracujących z PV

Budowa instalacji PV w obiektach użyteczności publicznej powoduje zawsze zwiększenie zagrożenia występowania szkód spowodowanych przepięciami. Panele fotowoltaiczne zamontowane na zewnątrz obiektu połączone są poprzez oprzewodowanie DC i falownik z instalacją wewnętrzną obiektu, z której bardzo często zasilane są odbiorniki wrażliwe na wzrost napięcia np. komputery. W wielu obiektach użyteczności publicznej wykonanych zgodnie ze standardami sprzed kilkudziesięciu lat brak jest podstawowych urządzeń ochronnych. Problem ten też był często bagatelizowany w obiektach zasilanych poprzez sieć kablową nN.

Jednak zastosowanie instalacji PV w obiekcie zmienia te zasady w sposób diametralny. Przepisy wymagają, aby SPD montowane po stronie DC znajdowały się jak najbliżej falownika. Jednak aby zapewnić skuteczną ochronę, powinny być stosowane dodatkowe SPD, także poza falownikiem. W tym przypadku wartością kluczową są odległości pomiędzy poszczególnymi elementami wchodzącymi w skład instalacji PV. Odległością kluczową w tym zakresie jest odległość 10 m, gdyż poziom udaru napięciowego dla urządzeń elektrycznych zależy od jego odległości od SPD. Powyżej 10 m wartość tego napięcia może być podwojona ze względu na efekt rezonansu (zjawiska wzmocnienia wskutek dużej częstości udarów piorunowych).

Rozmieszczenie poszczególnych aparatów ochronnych SPD zależy od sposobu rozmieszczenia konstrukcji wsporczych i paneli PV względem instalacji odgromowej (rys. 5). Kluczowym elementem jest zachowanie odstępów izolacyjnych pomiędzy instalacją PV a przewodami i zwodami instalacji odgromowej. Odległości te warunkują kategorię typu SPD jaki należy zastosować w instalacji elektrycznej [9-10].



Legenda

Sytuacja	SPD w miejscu ③	SPD w miejscu ②	SPD w miejscu ① i ④
SPD do zastosowania w przypadku instalacji PV bez zewnętrznego LPS	SPD typu 2, wg wymagań HD 60364 5-53 i zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 2, zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 2, zgodnie z EN 50539-11
SPD do zainstalowania w przypadku budynku z zewnętrznym LPS i z zapewnionym odstępem separacyjnym „s”	SPD typu 1, wg wymagań HD 60364 5-53 i zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 2, zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 2, zgodnie z EN 50539-11
SPD do zainstalowania w przypadku budynku z zewnętrznym LPS, i bez zapewnionego odstępu separacyjnego „s”	SPD typu 1, wg wymagań HD 60364 5-53 i zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 1, zgodnie z EN 61643-11	SPD typu 1, zgodnie z EN 50539-11

Rys. 5. Przykład rozmieszczenia urządzeń ochronnych SPD w instalacji elektrycznej obiektu [9].

W obiektach użyteczności publicznej, bardzo często występują błędy w zakresie doboru urządzeń SPD. Na etapie wykonywania instalacji PV, wykonawcy starają się zachowywać wymagane odległości separacyjne w zakresie konstrukcji wsporczych oraz samych paneli PV (dzięki czemu mogą zaoszczędzić na kosztach SPD – zamiast typ 1+2, stosując typ 2), zapominając o konieczności zachowania odległości separacyjnych także w systemach prowadzenia przewodów metalowych koryt, przez które następuje połączenie instalacji odgromowej z instalacją PV. Innym problemem wykonawczym, wpływającym na bezpieczeństwo obiektów jest brak połączeń wyrównawczych. W przypadku braku możliwości zapewnienia odstępów separacyjnych, warto połączyć konstrukcje wsporcze instalacji PV z instalacją odgromową, dzięki czemu likwidujemy możliwość powstania wyładowania łukowego, mogącego być przyczyną powstania pożaru.

Urządzenia SPD wymagają odpowiedniego połączenia z uziemieniem. Jeżeli SPD są zainstalowane zarówno po stronie AC jak i po stronie DC falownika w oddzielnych tablicach rozdzielczych, to zaleca się zminimalizowanie odległości między tymi tablicami. Przewody, łączące SPD po stronie DC i AC z głównym zaciskiem uziemiającym, powinny mieć minimalny przekrój 6 mm² Cu w przypadku SPD 2 klasy probierczej i 16 mm² w przypadku SPD I klasy probierczej.

Podsumowanie

Budynki użyteczności publicznej należą do tej grupy obiektów, w których należy zwrócić szczególną uwagę na kryteria bezpieczeństwa użytkownika, a przy okazji muszą pełnić rolę „wzorcową” w zakresie efektywności energetycznej. Z tego też powodu obserwujemy gwałtowne zainteresowanie instalacjami PV w obiektach administrowanych przez instytucje publiczne.

Analiza obowiązujących przepisów w zakresie instalacji PV wskazuje, że wymagane przez nie rozwiązania

techniczne spełniają wszystkie wyśrubowane aspekty bezpieczeństwa, jednak nadal spotyka się bardzo dużo inwestycji, w których przepisy nie są respektowane. Dlatego też, w podsumowaniu warto przeanalizować czym to jest spowodowane. Na pewno wpływ na ten stan rzeczy mają aspekty finansowe. Wszystkie inwestycje realizowane przez administrację publiczną podlegają Ustawie - Prawo Zamówień Publicznych, a same instytucje finansujące i osoby odpowiedzialne za przeprowadzenie zamówień publicznych podlegają wymaganiom wynikającym z Ustawy o odpowiedzialności za naruszenie dyscypliny finansów publicznych. Powoduje to, że postępowania związane z instalacjami PV wygrywają podmioty, które zaproponują najniższą cenę za realizację inwestycji. Skutkuje to, stosowaniem w tych instalacjach najtańszych rozwiązań niezapewniających wymaganego poziomu bezpieczeństwa.

Dodatkowo inwestycje w tzw. mikroinstalacje nie wymagają wcześniejszego przygotowania pełnej dokumentacji projektowej, a mogą być realizowane na podstawie „konceptów programowych”, które zawierają tylko ogólne wytyczne dotyczące inwestycji. Ominięcie w procesie inwestycyjnym etapu projektowania przez osoby posiadające uprawnienia budowlane ogranicza nadzór nad realizacją inwestycji, a sam etap opracowania „projektu” pozostawia w gestii wykonawcy instalacji, który może nie posiadać w wielu sytuacjach odpowiedniej wiedzy merytorycznej.

Istotnym problemem, który utrudnia prawidłową realizację instalacji jest bardzo duże „rozdrobienie” przepisów. Wymagania dotyczące instalacji PV znajdują się kilkudziesięciu różnych aktach prawnych (ustawach, rozporządzeniach, normach i wytycznych). Znajomość wszystkich przepisów i umiejętność ich prawidłowej interpretacji w zakresie dostosowania do danej sytuacji projektowej wymaga rozległej i stale pogłębianej wiedzy zarówno od osób odpowiedzialnych za projektowanie, wykonanie instalacji, nadzór techniczny jak i bieżącą eksploatację gotowych instalacji PV. Dopiero połączenie wszystkich tych aspektów procesów zapewnia, że instalacje PV nie będą negatywnie wpływać na poziom bezpieczeństwa instalacji elektrycznych w obiektach użyteczności publicznej.

Przedstawione badania zostały zrealizowane na Wydziale Elektrycznym i sfinansowane w ramach WZ/WE-IA/3/2023

Autorzy:

Marcin Sulkowski, Faculty of Electrical Engineering, Białystok University of Technology, Białystok, Poland, E-mail: m.sulkowski@pb.edu.pl.

Jacek Kuszniar, Faculty of Electrical Engineering, Białystok University of Technology, Białystok, Poland, E-mail: j.kuszniar@pb.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Weather Online; Available online: <https://www.weatheronline.pl/weather/maps/city>.
- [2] Barry R.G., Chorley R.J., Atmosphere, Weather and Climate, 9th ed.; Routledge: London, UK; New York, NY, USA, 2010
- [3] Kuszniar, J. Influence of Environmental Factors on the Intelligent Management of Photovoltaic and Wind Sections in a Hybrid Power Plant. *Energies* 2023, 16, 1716. <https://doi.org/10.3390/en16041716>
- [4] Kuszniar J., Wojtkowski W., Impact of climatic conditions on PV panels operation in a photovoltaic power plant. In Proceedings of the 2019 15th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Zakopane, Poland, 8–10 December 2019. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8979985>
- [5] Drałus G.; Mazur D.; Kuszniar J.; Drałus J. Application of Artificial Intelligence Algorithms in Multilayer Perceptron and Elman Networks to Predict Photovoltaic Power Plant Generation. *Energies* 2023, 16, 6697. <https://doi.org/10.3390/en16186697>.
- [6] Kuszniar, J., Sulkowski, M. A., & Druć, G. (2024). Improving energy output and efficiency of PV installations using bifacial panels in public facilities. *Przeгляд Elektrotechniczny*, 100, 180–184. <https://doi.org/10.15199/48.2024.07.36>.
- [7] PN-HD 60364-8-1 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8-1: Aspekty funkcjonalne - Efektywność energetyczna.
- [8] PN-HD 60364-8-2 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8-2: Niskonapięciowe instalacje elektryczne prosumenta.
- [9] PN-HD 60364-7-712:2016-5 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
- [10] Lejdy B., Sulkowski M., Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych, Wydanie V zmienione – I wydanie WN PWN, Warszawa 2019.