



Gdańskie Dni Elektryki 2024

Konferencja elektroenergetyczna

spis treści

4	Przedmowa
6	Program
14	Sponsorzy, Partnerzy, Wystawcy
28	Referaty
132	Patronaty
136	Organizatorzy

Przedmowa



dr inż.
Stanisław Wojtas
Prezes
SEP O. Gdańsk

Patryk Zawadzki
Przewodniczący
GDE 2024

Szanowni Państwo,

Konferencja naukowo-techniczna zatytułowana **Gdańskie Dni Elektryki 2024** odbywa się w roku, w którym Politechnika w Gdańsku obchodzi 120-lecie swojej działalności i jest częścią obchodów tego jubileuszu. Współorganizatorem wydarzenia obok Stowarzyszenia Elektryków Polskich Oddziału Gdańsk jest Wydział Elektrotechniki i Automatyki PG. W bieżącym roku spotykamy się na GDE po raz 47-my.

Referaty i wystawy techniczne wchodzące w program corocznych GDE są adresowane do szerokiej rzeszy elektryków odpowiedzialnych za bezpieczną i niezawodną eksploatację urządzeń oraz instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych. Formuła konferencji daje możliwość bezpośrednich kontaktów i wymiany poglądów wspomnianego grona elektryków z przedstawicielami nauki i producentami urządzeń oraz dystrybutorami energii elektrycznej. Taka wymiana doświadczeń nabiera szczególnego znaczenia w obecnym czasie, kiedy nasza energetyka zmierza w swojej działalności coraz bardziej zdecydowanie w kierunku redukcji emisji dwutlenku węgla, a pomysł budowy elektrowni jądrowej zmierza w stronę rzeczywistej realizacji. Dlatego temat wiodący tegorocznych GDE poświęcony został „**Integracji OZE z systemem elektroenergetycznym jako wyzwanie technologiczne dla magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej**”. Mamy nadzieję, że konferencja w jakimś stopniu będzie stanowiła wsparcie w dalszej realizacji tego ambitnego projektu.

SEP Oddział Gdańsk i Wydział Elektrotechniki i Automatyki PG, organizatorzy GDE 2024, wyrażają serdeczne podziękowanie:

- Władzom Politechniki Gdańskiej za życzliwą pomoc i udostępnienie pomieszczeń,
- Pracownikom Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG za wsparcie merytoryczne konferencji,
- Studentom zrzeszonym w Studenckim Kole SEP PG za wszechstronną działalność związaną z organizacją konferencji,
- Autorom referatów za trud włożony w ich opracowanie i prezentację,
- Partnerom, Sponsorom i Wystawcom za wsparcie konferencji realizowane na wielu płaszczyznach.

GDE 2024

Konferencja elektroenergetyczna

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

Spotkanie branżowe

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

Targi branżowe

Towarzyszą konferencji podczas dnia pierwszego. Stanowią doskonałą okazję zaprezentowania produktów oraz usług przedstawicielom branży elektroenergetycznej.

Dzień I, 7.11.2024

Gmach Główny Politechniki Gdańskiej

- 8¹⁵-9⁰⁰** **Rejestracja uczestników**
- 9⁰⁰-9³⁰** **Inauguracja konferencji,
otwarcie targów branżowych**
- 9³⁰-10⁰⁰** **Analiza rozwiązań falowych kon-
werterów energii dla
zastosowań w morzu płytkim**
Karol Listewnik
Uniwersytet Morski w Gdyni
- 10⁰⁰-10³⁰** **Skoordynowany rozwój sieci WN
pod kątem zwiększania możliwo-
ści przyłączeniowych – Wyzwania
stojące przed OSD**
Jakub Kaak
ENERGA-OPERATOR S.A.
- 10³⁰-11⁰⁰** **Transformacja krajowego syste-
mu elektroenergetycznego,
a sieci elektroenergetyczne**
Zbigniew Lubośny
Politechnika Gdańska

- 11⁰⁰-11³⁰** **Analiza wpływu zmian
rozliczeń instalacji fotowoltaicz-
nych na ich efektywność
techniczno-ekonomiczną**
Izabela Prażuch
Politechnika Gdańska
- 11³⁰-12¹⁵** **Przerwa w obradach**
- 12¹⁵-12⁴⁵** **Elementy współczesnych ekra-
nowanych instalacji kablowych
i połączeń wyrównawczych
wspierające EMC - dobra
praktyka i wytyczne
producentów pierwotnych**
Marek Trajdos
HELUKABEL
- 12⁴⁵-13¹⁵** **Przegląd doświadczeń
z instalacją PV off-grid**
Tomasz Nowak
Uniwersytet Morski w Gdyni
- 13¹⁵-13⁴⁵** **Dobór przetworników do
mikroinstalacji PV**
Konrad Seklecki
Politechnika Gdańska

13⁴⁵-14¹⁵**Transformacja krajowej
sieci dystrybucyjnej –
wybrane aspekty**Waldemar Dołęga
Politechnika Wrocławska**14¹⁵-15⁰⁰****Przerwa w obradach****15⁰⁰-15²⁵****30-lecie miesięcznika INPE**Stanisław Czapp
Marcin Wardach
INPE**15²⁵-15⁵⁰****Prof. Kazimierz Kopecki
- Patron SEP roku 2025**Mieczysław Ronkowski
SEP O/Gdańsk**15⁵⁰-16²⁰****Zakres i forma projektu
urządzenia przeciwpożarowego
na przykładzie przeciwpożaro-
wego wyłącznika prądu**Łukasz Gorgolewski
Rzecznawca SEP
Projektant instalacji elektrycznych**16²⁰-16³⁰****Zakończenie****18³⁰-23⁰⁰****Bankiet - udział odpłatny**

Dzień II, 8.11.2024

Gmach Główny

Politechniki Gdańskiej

8³⁰-9¹⁵**Rejestracja uczestników****9¹⁵-9³⁰****Powitanie gości****9³⁰-10⁰⁰****Mikroinstalacje i rola liczników
zdalnego odczytu
w transformacji energetycznej**Natalia Kisiel
Ludwik Tomaszewski
ENERGA OPERATOR**10⁰⁰-10³⁰****Elektrownia fotowoltaiczna
w bezpośredniej współpracy
z trakcją miejską – wyzwania
i wdrożenie**Paweł Milewski
AREX

10³⁰-11³⁰**Montaż koryt kablowych
w systemach automatyki
przemysłowej**Artur Garczewski
EPCIDO**11³⁰-12¹⁵****Przerwa w obradach****12¹⁵-12⁴⁵****Istotne wymagania środowisko-
we, a bezpieczeństwo PV
na obiektach i farmach**Artur Block
HELUKABEL**12⁴⁵-13¹⁵****Ładowanie samochodów elek-
trycznych w budynkach wieloro-
dzinnych**Konrad Seklecki
Politechnika Gdańska**13¹⁵-13⁴⁵****Własności zabezpieczeń
różnicowoprądowych
stosowanych w instalacjach
ładowania pojazdów
elektrycznych**Stanisław Czapp
Politechnika Gdańska**13⁴⁵-14¹⁵****Zastosowanie analizy
materiałowej w diagnostyce
awarii kabla 110 kV**Leszek Litzbarski
Politechnika Gdańska**14¹⁵-15⁰⁰****Przerwa w obradach****15⁰⁰-15³⁰****Pole elektryczne wokół
słupa linii 110 kV
z układem łączności**Marek Olesz
Politechnika Gdańska**15³⁰-16⁰⁰****Zadania inżynierów
w procesie transformacji
energetycznej**Piotr Zimniak
Pomorska Izba Inżynierów
Budownictwa; SEP O/Gdańsk**16⁰⁰-16¹⁰****Oficjalne zakończenie
wydarzenia**

Sponsor Strategiczny
ENERGA SA

Sponsorzy
EPCIDO
HELUKABEL Polska

Sponsor Strategiczny ENERGA SA



Energa z Grupy ORLEN jest jedną z czterech największych krajowych grup energetycznych i trzecim największym dostawcą energii elektrycznej w Polsce. Zaopatruje i gwarantuje bezpieczne oraz stabilne dostawy prądu ponad 3 milionom odbiorców na obszarze 1/4 powierzchni naszego kraju. Jest też trzecim największym zintegrowanym operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce pod względem ilości dostarczanej energii.

Jej sieć dystrybucyjna składa się z linii energetycznych o łącznej długości ponad 199 tys. km. 44 proc. mocy zainstalowanej w aktywach wytwórczych Grupy Energa pochodzi z OZE. Z roku na rok rośnie udział energii elektrycznej sprzedawanej klientom Energi Obrotu, spółki zależnej Energi z Grupy ORLEN, pochodzącej z odnawialnych źródeł. W 2023 roku już blisko połowa energii elektrycznej sprzedanej przez spółkę pochodziła z OZE.

Oprócz działalności biznesowej koncern od lat uczestniczy w przestrzeni społecznej wspierając sport, naukę, kulturę i ochronę środowiska.

EPCIDO



Epcido to innowacyjna i szybko rozwijająca się firma z duńsko-polskimi korzeniami, założona w 2016 roku.

Pod względem wielkości oraz realizowanych projektów, plasujemy się w czołówce europejskich firm instalacyjnych. Specjalizujemy się w instalacji, uruchamianiu i serwisowaniu zaawansowanych centrów dystrybucyjnych w Europie i Ameryce Północnej. Nasze usługi obejmują wdrażanie najbardziej innowacyjnych systemów magazynowych i zautomatyzowanych rozwiązań dla branż takich jak e-commerce, farmacja, logistyka pocztowa oraz wiele innych.

Dołączając do Epcido, stajesz się częścią międzynarodowego zespołu, który dzięki współpracy i ciągłemu doskonaleniu kształci wiodących ekspertów branżowych. Kładziemy ogromny nacisk na rozwój Twoich umiejętności – oferujemy wsparcie w zdobywaniu nowych kompetencji technicznych i przywódczych, a także zapewniamy klarowną ścieżkę kariery. W Epcido masz realną szansę na awans, pracując w dynamicznym i nowoczesnym środowisku, które ceni Twoją wiedzę i doświadczenie.

Naszym priorytetem jest profesjonalizm oraz dbałość o najwyższą jakość we wszystkich aspektach działalności. Razem tworzymy przyszłość zautomatyzowanej logistyki!

HELUKABEL Polska



HELUKABEL Polska to kompleksowy dostawca kabli, przewodów i osprzętu kablowego, oferujący rozwiązania zarówno standardowe, jak i dostosowane do indywidualnych zamówień Klientów. Nasze produkty cechuje odporność na czynniki chemiczne, atmosferyczne, wysokie i niskie temperatury oraz promieniowanie. Bogata oferta obejmuje m.in. kable sterownicze, do przesyłu danych, przewody bezhalogenowe, kable światłowodowe i telekomunikacyjne, płaskie, energetyczne, gumowe czy spiralne. Uzupełnieniem programu są akcesoria kablowe zgodne z najnowszymi normami, a także fachowe doradztwo techniczne i szkolenia, wspierające Klientów w doborze odpowiednich rozwiązań. Firma oferuje również usługi, takie jak metrażowanie i cięcie kabli na zamówienie.

Od 2010 roku w ofercie HELUKABEL znajduje się marka KABELMAT®, oferująca systemy przewijania, pomiaru, przechowywania i konfekcjonowania kabli. 15 września 2019 roku do grupy dołączyła firma HELUKABEL Eltron Sp. z o.o., co pozwoliło poszerzyć asortyment o kable specjalistyczne, w tym kompensacyjne i ciepłoodporne. Współpraca umożliwiła także zwiększenie mocy produkcyjnych, co wpływa na większą dostępność produktów i skrócenie czasu realizacji zamówień. HELUKABEL Eltron dostarcza elastyczne przewody miedziane do międzynarodowych fabryk, spełniając najwyższe wymagania techniczne i jakościowe.

Partnerzy

Arex Sp. z o.o.
Elektrometal Energetyka S.A.
ENERGA-OPERATOR S.A.
PGE Energia Ciepła S.A.

Arex Sp. z o.o.



Arex Sp. z o.o. jest firmą z 35-letnim doświadczeniem, należącą do GRUPY WB, największego polskiego koncernu zaawansowanych technologii sektora obronnego i cywilnego. Działalność firmy obejmuje projektowanie oraz produkcję innowacyjnych systemów dla rynku specjalnego, e-Konwersji i energetyki kolejowej.

Specjalizują się w projektowaniu i produkcji zdalnie sterowanych systemów uzbrojenia i osprzętu elektro-mechanicznego do sprzętu wojskowego oraz zestawów treningowych do różnego typu uzbrojenia.

Na rynku cywilnym są sprawdzonym dostawcą zaawansowanych rozwiązań elektroenergetycznych przeznaczonych dla infrastruktury kolejowej i drogowej. Prowadzą prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie techniki elektronicznej i oprogramowania. Zajmują się opracowaniem i produkcją systemów magazynowania i zarządzania energią elektryczną, a także stacji ładowania EV pojazdów elektrycznych. Bazowymi produktami sektora energetyki kolejowej są systemy elektrycznego ogrzewania rozjazdów oraz układ sterowania oświetleniem.

Elektrometal Energetyka S.A.



Elektrometal Energetyka SA

Pomysły z energią

Elektrometal Energetyka SA świadczy usługi z zakresu rozwiązań dla energetyki, realizowane przez zespół doświadczonych fachowców z olbrzymią wiedzą praktyczną i posiadających wieloletnie doświadczenie w branży.

Elektrometal Energetyka SA to wiodący na polskim rynku producent i dostawca Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej, utrzymujący sprzedaż ok. 4 tys. zabezpieczeń e²TANGO, 500 pól rozdzielczych e²ALPHA i 500 wyłączników e²BRAVO rocznie na potrzeby odbiorców w całym kraju i w Europie.

Urządzenia produkcji Elektrometal Energetyka SA z powodzeniem stosowane są na ponad 4 tys. obiektów wszystkich sektorów branży energetycznej – w dystrybucji, górnictwie i hutnictwie, przemyśle, energetyce konwencjonalnej, trakcyjnej oraz w OZE.

ENERGA-OPERATOR S.A.



Energa-Operator jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, który dostarcza energię elektryczną do ponad 3,4 mln odbiorców. Działa w północnej i środkowej części kraju na obszarze około 1/4 jego powierzchni (blisko 75 tys. km kw.). Eksploatuje ponad 199 tys. km linii elektroenergetycznych i ok. 65 tys. stacji transformatorowych.

80 procent klientów spółki korzysta już z liczników zdalnego odczytu, co stawia ją na pozycji krajowego lidera. Inteligentne liczniki zamontowane zostały u ponad 2,7 mln odbiorców przyłączonych do sieci Energa-Operator, dzięki czemu klienci mają dostęp do najnowszych rozwiązań. Energa-Operator odpowiada także za przekazywanie pozyskanych danych pomiarowych uczestnikom rynku.

Spółka posiada nowoczesne laboratorium licznikowe. Aktywnie uczestniczy również w międzynarodowych projektach badawczych dotyczących m.in. funkcjonowania społeczności energetycznych, a także zagadnień związanych z elastycznością sieci.

Energa-Operator zatrudnia ponad 5 tysięcy pracowników.

PGE Energia Ciepła S.A.



Energia Ciepła

PGE Energia Ciepła z Grupy PGE, jest największym w Polsce producentem energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Posiada ok. 25 proc. udziału w rynku ciepła z kogeneracji, 16 elektrociepłowni (o mocy cieplnej 6,8GW i mocy elektrycznej 2,5GWe) i sieć ciepłowniczą o długości 672 km. PGE Energia Ciepła produkuje i dostarcza ciepło dla dużych polskich miast, wśród których znajdują się: Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Rzeszów, Lublin, Bydgoszcz, Kielce i Szczecin. Spółka jest obecna także w Toruniu, Zielonej Górze, Gorzowie Wielkopolskim, Zgierzu, Siechnicach i Gryfi nie, gdzie jest również dystrybutorem ciepła do klientów końcowych.

Targi branżowe

Eaton
ELFEKO S.A.
FERCHAU GmbH
LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o.

Eaton



Powering Business Worldwide

Eaton w Tczewie jest producentem szerokiej gamy komponentów oraz produktów dla czołowych firm z branży motoryzacyjnej, wymagających zaawansowanych technologii i nowoczesnych rozwiązań. W naszym Kampusie produkujemy m.in. skrzynie biegów oraz ich komponenty, sprzężarki doładowujące silniki benzynowe, sprzęgła odśrodkowe, mechanizmy różnicowe oraz elementy z tworzyw sztucznych. W zeszłym roku firma rozszerzyła portfolio o komponenty do pojazdów elektrycznych - konwertery i inwertery. Ponadto na terenie Kampusu funkcjonują dwa nowoczesne centra inżynieryjne.

ELFEKO S.A.



Historia ELFEKO S.A. sięga 1987 roku. Firma działa w branży elektroenergetycznej i telekomunikacyjnej, a także w projektowaniu i budowie instalacji OZE.

Głównymi odbiorcami usług są: PSE S.A., ENERGA Operator S.A., Tauron Dystrybucja S.A., ENEA Operator S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., firmy developerskie w zakresie urządzeń i systemów OZE.

W czasie swojej ponad trzydziestoletniej działalności Firma ELFEKO dała się poznać jako rzetelny i fachowy wykonawca projektów, studiów wykonalności oraz prac związanych z budową obiektów energetycznych. W swoim portfolio posiada liczne projekty stanowiące znaczny element dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, min: budowa stacji SE 400/110 kV Elk Bis, budowa linii 400 kV Ostrołęka - Stanisławów, budowa stacji SE 400 kV Choczewo oraz wiele innych.

FERCHAU GmbH



Firma FERCHAU GmbH została założona ponad pięćdziesiąt lat temu w Niemczech jako firma rodzinna. Dziś, posiadając 100 oddziałów w całej Europie, jesteśmy zaangażowani w najwyższej klasy usługi techniczne w zakresie inżynierii i IT. Wspieramy firmy we wszystkich sektorach inżynierii: Technologie Informatyczne, Inżynieria Cywilna, Samojedna i Przemysłowa, Inżynieria Morska, Lotnictwo i Kosmonautyka.

LAMEL Rozdzielnice
Sp. z o.o.

LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o. działa na rynku już ponad 30 lat. Główna siedziba firmy mieści się w Pępowie, blisko drogi krajowej nr 20. Początki działania firmy to jednoosobowa działalność, która na przestrzeni lat przeszła szereg zmian organizacyjnych zarówno mających charakter innowacyjny jak i strategiczny. Z powodzeniem oferujemy szerokie rozwiązania w branży elektroenergetycznej oraz produkcji urządzeń do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Referaty

Analiza rozwiązań falowych konwerterów energii dla zastosowań w morzu płytkim

Karol Listewnik, Uniwersytet Morski w Gdyni

Transformacja krajowego systemu elektroenergetycznego, a sieci elektroenergetyczne

Zbigniew Lubośny, Politechnika Gdańska

Analiza wpływu zmian rozliczeń instalacji fotowoltaicznych na ich efektywność techniczno-ekonomiczną

Izabela Prażuch, Politechnika Gdańska

Elementy współczesnych ekranowanych instalacji kablowych i połączeń wyrównawczych wspierające EMC - dobra praktyka i wytyczne producentów pierwotnych

Marek Trajdos, HELUKABEL Polska Sp. z o.o.

Przegląd doświadczeń z instalacją PV off-grid

Tomasz Nowak, Uniwersytet Morski w Gdyni

Dobór przetworników do mikroinstalacji PV

Konrad Seklecki, Leszek S. Litzbarski, Marek Olesz,

Emanuel Gifuni, Grzegorz Redlarski, Politechnika Gdańska

Jacek Grochowski, Politechnika Poznańska

Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – wybrane aspekty

Waldemar Dołęga, Politechnika Wrocławska

XXX-lecie czasopisma Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych „INPE”

Przewodniczący Rady Programowej INPE, Redakcja INPE

Zakres i forma projektu urządzenia przeciwpożarowego na przykładzie przeciwpożarowego wyłącznika prądu

Łukasz Gorgolewski, Rzecznawca Budowlany SEP,

HELIOS Projektowanie instalacji elektrycznych Poznań

Elektrownia fotowoltaiczna w bezpośredniej współpracy z trakcją miejską – wyzwania i wdrożenie

Paweł Milewski, ALEX

Montaż koryt kablowych w systemach automatyki przemysłowej

Artur Garczewski, EPCIDO

Istotne wymagania środowiskowe a bezpieczeństwo instalacji PV na obiektach i farmach

Artur Block, HELUKABEL Polska Sp. z o.o.

Ładowanie samochodów elektrycznych w budynkach wielorodzinnych

Konrad Seklecki, Kamil J. Balcarek, Marek Olesz,

Kornel Borowski, Leszek S. Litzbarski, Politechnika Gdańska

Pole elektryczne wokół słupa linii 110 kV z układem łączności

Marek Olesz, Mikołaj Nowak, Leszek Litzbarski, Politechnika Gdańska

Paweł Szwarczewski, Orlen Projekt S.A.

Analiza rozwiązań falowych konwerterów energii dla zastosowań w morzu płytkim

Karol Listewnik
Uniwersytet Morski w Gdyni

1. Wstęp

Badania temperatury powietrza wskazują, że od 1850 roku w każdej kolejnej dekadzie temperatura powietrza była wyższa niż w jakiegokolwiek poprzedniej dekadzie [1]. Za zauważalny wzrost średnich temperatur na świecie w ciągu ostatnich dwóch stuleci odpowiedzialna jest działalność człowieka powodująca zwiększoną emisję dwutlenku węgla [2]. Szacowane jest, że pod koniec XXI wieku średnia temperatura na powierzchni Ziemi wzrośnie o 1,4 – 5,8 °C [3]. W ciągu ostatnich dziesięcioleci szacowane roczne tempo ocieplenia naszej planety było wyższe niż 0,02 °C [4]. Wzrost emisji dwutlenku węgla wiąże się z gwałtownym wzrostem zużycia energii elektrycznej na całym świecie ze względu na wzrost populacji ludzkiej i rozwój technologiczny, co powoduje konieczność zwiększenia pojemności wytwarzania energii elektrycznej w celu zaspokojenia globalnego zapotrzebowania [5]. W ciągu ostatnich 20 lat około trzy czwarte wszystkich antropogenicznych emisji dwutlenku węgla wynikało z wydobycia i spalania ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla, przy czym prawie połowę wszystkich antropogenicznych emisji dwutlenku węgla przypisano roślinności lądowej i oceanom [6]. Większość pozostałych emisji dwutlenku węgla jest spowodowana zmianami krajobrazu, przede wszystkim wylesianiem [7]. System wytwarzania energii elektrycznej opiera się głównie na konwencjonalnych paliwach kopalnych (gaz ziemny, węgiel, ropa naftowa itp.), które stopniowo się zmniejszają i powodują problemy środowiskowe takie jak: podnoszenie się poziomu mórz, powódzie, burze, cyklony itp. [5]. Skutkami globalnego ocieplenia są także pustynnienie, regionalne zmiany opadów oraz częstsze występowanie ekstremalnych zjawisk pogodowych, takich jak fale upałów [6]. Paliwa kopalne są źródłem energii, których zasoby nie odnawiają się w krótkim okresie czasu a ich wykorzystanie jest znacznie szybsze niż uzupełnienie zasobów w wyniku czego nieuchronnie grozi nam wyczerpanie się tych źródeł [8]. W celu zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i świadomości o ograniczonych zasobach paliw konwencjonalnych naukowcy badają od wielu lat alternatywne sposoby wytwarzania energii elektrycznej [9].

Odnawialne źródła energii (OZE) bazują na cyklicznie powtarzających się naturalnych procesach przyrodniczych, których zasoby nie powinny ulec wyczerpaniu się lub są wystarczająco szybko uzupełniane przez co koszty pozyskiwania energii są praktycznie zerowe [10, 11]. Pozyskanie energii z OZE, a także proces ich użytkowania nie ma lub ma znikomy wpływ na środowisko i klimat [8]. Zastosowanie odpowiedniej technologii pozyskiwania energii z OZE w zależności od uwarunkowań geograficzno-klimatycznych umożliwia równomierny dostęp dla społeczeństw i daje im szansę na pozyskiwanie energii nawet w sytuacji gdy dany region nie posiada nieodnawialnych źródeł energii tj. paliw kopalnych [12].

Podział odnawialnych źródeł energii wraz z możliwością technicznej konwersji energii pierwotnej na inne, łatwiejsze do wykorzystania jej formy przedstawia tabela 1.

Pierwotne źródła energii		Naturalne procesy przemiany energii	Techniczne procesy przemiany energii	Forma uzyskanej energii
Słońce	Woda	Parowanie, topnienie lodu i śniegu, opady	Elektrownie wodne	Energia elektryczna
	Wiatr	Ruch atmosfery Energia fal	Elektrownie wiatrowe Elektrownie falowe	Energia cieplna i elektryczna
	Promieniowanie słoneczne	Prądy oceaniczne	Elektrownie wykorzystujące prądy oceaniczne	Energia elektryczna
		Nagrzewanie powierzchni ziemi i atmosfery	Elektrownie wykorzystujące ciepło oceanów	Energia elektryczna
		Promieniowanie słoneczne	Pompy ciepła	Energia cieplna
			Kolektory i ciepłne elektrownie słoneczne	Energia cieplna
			Fotoogniwa i elektrownie słoneczne	Energia elektryczna
			Fotoliza	Paliwa
Biomasa	Produkcja biomasy		Ogrzewanie i elektrownie ciepłne	Energia cieplna i elektryczna
			Urządzenia przetwarzające	Paliwa
Ziemia	Rozpad izotopów	Źródła geotermalne	Ogrzewanie i elektrownie geotermalne	Energia cieplna i elektryczna
Księżyc	Grawitacja	Pływy wód	Elektrownie pływowe	Energia elektryczna

Tabela 1. Podział odnawialnych źródeł energii [11]

Według Renewables 2016 Global Status Report [13], w skali globalnej zużycie paliw kopalnych stanowi ~78,3% całkowitego udziału w konsumpcji energii, a następnie odnawialne źródła energii z udziałem 19,2%. Tradycyjna biomasa stanowi 8,9%, natomiast nowoczesna energia odnawialna ma udział 10,3%, zdominowany przez energię słoneczną i wiatrową. W skali globalnej sektor energii odnawialnej w latach 2004-2013 (z wyłączeniem hydroenergii) wzrósł z 85 do ~560 GW. Liderem sektora był przemysł wiatrowy ze wzrostem z 48 do 318 GW, a następnie sektor fotowoltaiczny z 2,6 do 139 GW. Wzrost sektora odnawialnego był spowodowany wieloma czynnikami, w tym wsparciem politycznym, zachętami finansowymi oraz obniżeniem kosztów technologii czyniących energię odnawialną konkurencyjną cenowo [14].

Energia odnawialna stanowi towar tak jak inne formy energii, który ma do odegrania poważną rolę w spełnianiu zapotrzebowania świata na energię i zmniejszeniu niebezpieczeństwa ocieplania klimatu światowego [8].

2. Charakterystyka OZE z uwzględnieniem energii z morza

Wyróżniamy następujące rodzaje odnawialnych źródeł energii [15]:

- energetyka wodna, prądów morskich, fal i pływów – wykorzystuje przemieszczające się masy wody m.in. z rzek, fal oraz prądów morskich i oceanicznych. Współcześnie służy głównie do wytwarzania energii elektrycznej. Z punktu widzenia środowiska jest to czyste źródło energii, gdyż nie powoduje emisji substancji towarzyszących przetwarzaniu energii do środowiska. Co ciekawe energetyka wodna jest najczęściej wykorzystywanym źródłem en-

ergii do produkcji energii elektrycznej. Szacuje się, że jej potencjał jest zdecydowanie większy niż energetyki jądrowej,

- energia wiatru – jest efektem przemieszczania się mas powietrza, co z kolei jest konsekwencją nierównomiernego rozkładu ciśnienia atmosferycznego. Infrastruktura do pozyskiwania energii z wiatru może być zainstalowana na lądzie oraz morzu. Jest drugim pod względem zainstalowanej mocy źródłem energii odnawialnej. Rozwój energetyki wiatrowej w poszczególnych krajach jest na różnym poziomie, co wynika z różnych uwarunkowań klimatyczno-geograficznych,
- energetyka słoneczna – znajduje wykorzystanie w produkcji ciepła lub energii elektrycznej. Jest zaliczana do najszybciej rozwijających się technologii. Od roku 2000 doszło do bardzo dużego wzrostu energii generowanej z energetyki słonecznej. Energia ta wykorzystywana jest jako źródło ciepła i zainteresowanie jej wykorzystaniem w tym kierunku stale wzrasta. Energia wykorzystywana jest do ogrzewania i produkcji ciepłej wody oraz znajduje zastosowanie w procesach przemysłowych,
- biomasa – jest to substancja organiczna, która pochodzi od roślin i zwierząt, a konkretniej od ich odpadów i pozostałości. Obejmuje energię wydobywaną ze stałej biomasy, biogazu³ i biopaliw.⁴ Kluczowe znaczenie w tym sektorze przypisuje się energii z biopaliw,
- energia Ziemi – pochodzi z wnętrza planety. Działa na zasadzie wykorzystania ciepła jakie znajduje się w kuli ziemskiej. Nie jest uzależniona od warunków atmosferycznych, dzięki czemu dostarcza prąd elektryczny na stałym poziomie. W porównaniu z energią wody i wiatru jest to źródło marginalne, jednak podkreślić należy, że znaczenie energii Ziemi cały czas wzrasta, co potwierdza m.in. wzrost zainteresowania inwestorów tym źródłem energii.

3. Charakterystyka źródeł energii z morza

Niniejsza praca skupia się na wykorzystaniu energii fal morskich. Jest to jednak tylko jeden z kilku rodzajów energii, związanych ze środowiskiem morskim i oceanicznym. Szacuje się, że morza i oceany naszej planety generują rocznie 70 – 140 PWh energii, a 8 – 80 PWh stanowi energia fal morskich [16].

Morza i oceany stanowią ogromną rezerwę energii, która jest rozłożona w różnych zjawiskach, do których zaliczamy [17]:

- prądy morskie,
- zasolenie osmotyczne,
- OTEC (skrót od Ocean Thermal Energy Conversion),
- pływy (przy pływy i odpływy) morskie,
- fale morskie.

Każde z oceanicznych źródeł energii ma odpowiedni potencjał do zastosowania przez człowieka; jednakże jak wynika z tabeli 3, fale morskie i prądy morskie mają największy potencjał energetyczny [18].

	ZALETY	WADY
Energetyka wodna	Brak emisji substancji, które towarzyszyłyby przetwarzaniu energii	Ingerencja w środowisko naturalne
	Posiada większy potencjał niż energetyka jądrowa	Źródło uzależnione od dostaw wody, co może powodować problemy z pozyskaniem energii w czasie suszy i niskiego stanu wód
		Przesiedlenia ludności
Energia wiatru	Elektrownie wiatrowe można lokalizować na lądzie oraz na morzu	Wymaga odpowiednich warunków wiatrowych, które są bardzo nierównomierne na świecie
	Duża dostępność źródła	Turbiny wiatrowe emitują hałas
	Brak kosztów związanych z pozyskaniem surowca	Turbiny mogą powodować zakłócenia łączności radiowej
	Stosunkowo niskie koszty przetwarzania	Turbiny stanowią zagrożenie dla poruszającego się w ich obrzeżach ptactwa
	Niski niekorzystny wpływ na środowisko	Turbiny wiatrowe mogą negatywnie wpłynąć na krajobraz i tym samym wpłynąć na pogorszenie atrakcyjności miejsc w których powstają
	Elektrownie mogą powstawać na terenach nieużytkowanych	Niestabilność pozyskiwanej energii wynikająca ze zmieniającego się natężenia wiatru
Energia słoneczna	Dostępna we wszystkich rejonach świata	Nierównomierne nasłonecznienie rejonów świata
	Przyjazna dla środowiska naturalnego (brak emisji zanieczyszczeń i hałasu)	Wysoki koszt instalacji fotowoltaicznych
		Zależność od warunków atmosferycznych
Biomasa	Jedno z najczystszych źródeł energii	
	Produkowana z odpadów i pozostałości	
Energia geotermalna	Niezależna od warunków atmosferycznych	Konieczność powstania otworów o bardzo dużej głębokości
	Niski koszt eksploatacji instalacji służących do wydobycia energii	Do produkcji energii elektrycznej niezbędne jest dotarcie do wody o temperaturze min. 100 °C
		Ryzyko zanieczyszczenia wód

Tabela 2. Zalety i wady odnawialnych źródeł energii [12]

Energia mórz i oceanów	Moc (GW)	Potencjalna produkcja (TWh/rok)
pływy (przyprływy i odpływy) morskie	90	800
prądy morskie	5 000	50 000
zasolenie osmotyczne	20	2 000
OTEC	1 000	10 000
Fale morskie	1 000 – 9 000	8 000 – 80 000

Tabela 3. Potencjalna moc i produkcja energii z morskich źródeł energii [18]

Pływy morskie wynikają z ruchu orbitalnego Księżyca wokół Ziemi, ruchu orbitalnego Ziemi wokół Słońca oraz ruchu obrotowego Ziemi, powodując w konsekwencji przepływ ogromnej ilości wody morskiej po powierzchni świata i modyfikację lokalnych poziomów morza poprzez podnoszenie lub opadanie [17]. Efekty pływów mor-

skich są lokalnie różne ze względu na nieregularne rozmieszczenie lądów na świecie. Przy projektowaniu elektrowni pływowych ważną rolę odgrywają korzystne warunki topograficzne takie jak ujścia rzek do morza (w kształcie lejka) czy wysokie brzegi umożliwiające budowanie zapór tworzących zbiorniki pozwalających na wpływanie wód morskich w trakcie przypływu i ich wypłynięcie podczas odpływu [19].

Zasada działania oparta jest na odmywaniu łopatek turbin przez wodę w czasie przypływu i odpływu. Cykliczność pływów morskich powodują, że elektrownie nie są w stanie pracować ze stałą wydajnością przez całą dobę. W chwili gdy dochodzi do wyrównywania się poziomu wody w morzu/oceanie i zbiorniku, energia pływu jest niewystarczająca by wprawić turbiny w ruch z powodu zbyt małego spadku wód [19].

Pierwszą elektrownią i największą na świecie wykorzystującą zjawisko pływów morskich była elektrownia przy ujściu rzeki La Rance (Francja) do kanału La Manche, wybudowana w 1966 roku i nadal działająca [17]. Maksymalna wysokość pływów wynosi 13,5 m, minimalna 5 m, a przy różnicy spadku 6 m, elektrownia uzyskuje 100% zainstalowanej mocy (240 MW – 24 turbiny wodne rewersyjne o mocy 10 MW) [19]. Kolejne elektrownie wykorzystujące te zjawisko znajdziemy m.in. w Chinach (Jiangxia, 3,9 MW), Kanadzie (Annapolis Royal Generation Station, 20 MW), czy w Korei (Lake Sihwa, 254 MW) [20]. Ważnym aspektem dotyczącym elektrowni pływowych jest przewidywany stuletni okres eksploatacji, wśród wad należy wymienić czynniki wpływające na środowisko naturalne, którymi są m.in.: zasolenie ujść rzek, erozja brzegów, spowodowana wahaniami poziomu wody oraz utrudnienie wędrówek ryb w górę rzeki [19].

Podmorskie młyny stanowią alternatywny sposób wykorzystania pływów morskich i oceanicznych praktycznie pozostając bez wpływu na środowisko naturalne. Łopatki turbin młynów podmorskich poruszają się dzięki prądom morskim, wywołanym przez ruchy mas wody [21].

Prądy morskie powstają w wyniku cyrkulacji wody morskiej wspomaganą przez energię słoneczną. Ponieważ promieniowanie słoneczne zmienia się w zależności od szerokości geograficznej, a biorąc pod uwagę nieregularne rozmieszczenie lądów na powierzchni Ziemi i orografię dna morskiego, zmiana gęstości wody powoduje przepływy wody rozciągające się na tysiące kilometrów [17]. Prądy powierzchniowe powstają również w wyniku oddziaływania wiatru na powierzchnię morza. Pozostałe prądów powstają poprzez różnicę gęstości wód i zasolenia [19]. Sumując wszystkie te czynniki, powstaje cyrkulacja termohalinowa. Słynny prąd oceaniczny zwany „Prądem Zatokowym” (o szerokości około 100 km i głębokości od 800 m do 1200 m), pochodzący z Zatoki Meksykańskiej i płynie w górę bieguna północnego z prędkością około 2,5 m/s [22].

Potencjał prądów morskich jest w praktyce nie wykorzystany w związku z trudnościami opracowania technologii pozwalającej na umieszczenie odpowiednich urządzeń na dużych głębokościach. W warunkach laboratoryjnych Politechniki w Madrycie, w ramach projektu PROCODAC-GESMEY opracowano prototyp systemu wykorzystania prądów oceanicznych, możliwy do wykorzystania na dużych głębokościach. Pomimo, że prototyp produkował zakładaną ilość energii, a ponadto okazał się tańszy w budowie, instalacji i utrzymaniu od innych projektów to do tej pory nie powstał projekt, który mógłby być skomercjalizowany [23].

Elektrownie maretermiczne (oceanotermiczne, OTEC – Ocean Thermal Energy Conversion) to technologia mająca na celu odzyskiwanie energii cieplnej zgromadzonej w wodach oceanów. Idea polega na pompowaniu na powierzchnię zimnej wody oceanicznej znajdującej się poniżej 800 m i wykorzystanie różnicy temperatur pomiędzy nią, a ciepłą wodą powierzchniową, która wynosi około 20 °C, do napędzenia silnika termicznego konwertującego energię cieplną na mechaniczną lub elektryczną [24]. Zaproponowano trzy układy pracy elektrowni OTEC: cykl otwarty, cykl zamknięty i cykl hybrydowy [25].

W 2004 roku powstała u zachodnich wybrzeży Indii pływająca elektrownia OTEC o mocy 1 MW zbierająca dane związane z wszystkimi aspektami projektowania i działania tej technologii [26]. Zebrane informacje wskazały m.in., że głównym problemem jest niska sprawność energetyczna tego systemu. Biorąc pod uwagę instalację idealnego silnika cieplnego Carnota wykorzystującego dostępne źródła termiczne, sprawność energetyczna nie przekracza 7% [17].

Pomimo tego, że technologia konwersji energii cieplnej oceanów sięga 1881 roku stanowi wciąż mało rozwiniętą technologią ze względu na ogromne koszty początkowe, zbyt małą ilość danych oraz modeli ekonomicznych, które byłby w stanie przekonać inwestorów, że system OTEC jest w stanie przynosić zyski [26].

Na chwilę obecną brak jest większych eksploatowanych elektrowni OTEC, chociaż pilotażowe elektrownie znajdują się m.in. na Hawajach (40 MW) i w Japonii (10 MW).

Źródłem energii gradientu solnego (zwanym też Osmotic Power) jest wykorzystanie energii chemicznej uwalnianej podczas mieszania się słodkiej wody z rzek ze słoną wodą w morzu na zasadzie różnicy w stężeniu jonów w obu roztworach charakteryzujących się różnymi wartościami ciśnienia osmotycznego [27].

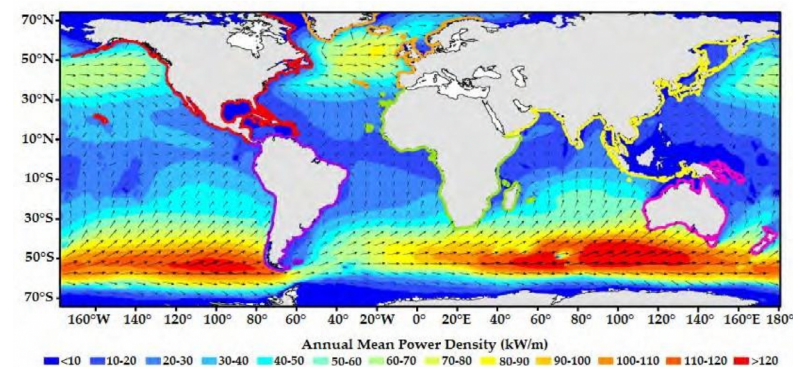
Wytwarzanie energii opiera o proces osmozy opóźnionej ciśnieniowo z 1937 roku, w wyniku którego słona woda jest poddawana ciśnieniu przed półprzepuszczalną membraną [28]. Jeśli gradient ciśnienia zewnętrznego jest mniejszy niż ciśnienie osmotyczne, woda przepływa z roztworu rozcieńczonego do stężonego. W ten sposób powstaje woda słonawa, o takim samym ciśnieniu jak woda słona, ale o większym przepływie. Za pomocą turbiny wodnej można zebrać więcej energii niż wynosi wydatek na pompowanie, produkując prąd elektryczny [29].

Wśród odnawialnych źródeł energii eksploatacja fal morskich stanowi sektor, który powstał niedawno, mimo że pierwsze urządzenie wykorzystujące energię fal opatentowano we Francji w 1799 roku [30]. W roku 1910 w pobliżu Bordeaux powstała kolumna, w której oscylująca woda morska napędzała prądnicę, a kryzys energetyczny w 1973 roku wpłynął na zwiększenie zainteresowania wykorzystaniem energii mór, co zaowocowało powstaniem wielu projektów (głównie na papierze bądź w formie modeli) konstrukcji wykorzystujących energię fal morskich, których do dziś opatentowano ponad tysiąc [31, 32].

Energia fal wymaga specyficznych warunków środowiskowych, aby mogła powstać [33]. Falowanie morza jest formą energii morskiej wynikającej z kilku sił działających na powierzchnię wody, takich jak tarcie generowane przez wiatr, siła Coriolisa (związana z obrotem Ziemi), przyciąganie ciał niebieskich (pływy)

lub inne nieprzewidywalne zjawiska, takie jak trzęsienie ziemi i erupcje wulkaniczne (tsunami) [34]. Energia fal morskich jest równo podzielona pomiędzy składnik energii potencjalnej, gdzie woda jest wymuszana wbrew grawitacji z koryta i grzbietu fali oraz składnik energii kinetycznej, czyli prędkość oscylacji wody [35]. Ilość energii jaką można pozyskać uzależniona jest od wysokości fali, a ta zależy od prędkości wiatru, ale również od czasu trwania wiatru, odległości wzbudzenia fal przez wiatr, a także od głębokości i ukształtowania dna morskiego, a energia fali zależy od prędkości fali, jej długości oraz gęstości wody morskiej [32]. Istnieją dwie kategorie fal: wind seas (fale generowane lokalnie) oraz swell (fale generowane przez odległe wiatry) [33].

Oceany i morza pokrywają około 70,8% powierzchni Ziemi, a energia fal morskich jest uważana za jedną z najlepszych alternatyw dla podstawowego źródła energii elektrycznej [36]. Fale morskie mogłyby odegrać znaczącą rolę w energetyce, szczególnie na małych wyspach [37]. Fale oceaniczne mogą pokryć znaczną część zapotrzebowania na energię na świecie, wykorzystując jedynie ułamek niewykorzystanej energii [5]. Gęstość energii fal oceanicznych wynosi 50-100 kW/m, w zależności od tego, czy jest to fala brzegowa, przybrzeżna, czy morska [38]. Ostatnie statystyki wskazują, że całkowity teoretyczny potencjał energii fal może osiągnąć 30*10⁶ Gwh/rok [17], jednak to źródło odnawialne jest nieregularnie rozmieszczone na całym świecie co pokazuje rysunek nr 1.



Rysunek 1. Mapa GIS globalnej mocy falowej [39].

Na rysunku 1 oznaczono kolorem czerwonym obszary o najwyższych wartościach potencjału falowo-energetycznego. Najbardziej energetycznym obszarem jest południowa część Australii, Afryki i Ameryki, ze względu na ograniczoną obecność lądów. Inne istotne obszary znajdują się pomiędzy Ameryką Północną, a Japonią na Oceanie Spokojnym oraz pomiędzy Europą, Grenlandią i Ameryką Północną na Oceanie Atlantyckim [17]. Wszystkie te regiony są narażone na ekstremalne warunki pogodowe, z tego powodu pozyskiwanie fal morskich jest skomplikowane [40].

W XXI wieku pozyskiwanie czystej i przyjaznej dla środowiska energii stanowi priorytet, a energia fal jest jedną z wiodących technologii produkcji energii elektrycznej [41]. Energia fal może produkować do kilku tysięcy terawatogodzin na rok, co stanowi najwyższą ilość możliwej do pozyskania energii w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii [42]. Energia fal daje możliwość produkcji największej ilości energii w porównaniu z innymi odnawialnymi źródła-

mi energii, ponieważ może wytwarzać energię przez 90% czasu, co jest wartością większą niż w przypadku energii słonecznej i wiatrowej [43]. Obecnie tylko niewielka część energii fal jest efektywnie pozyskiwana w pobliżu wybrzeży oceanów, wysp lub półzamkniętych akwenów określanych jako lokalne "hotspoty" [44]. Ogólnie rzecz biorąc, hotspot to miejsce, które wykazuje najlepszą równowagę między potencjałem energii fal, a innymi istotnymi czynnikami, takimi jak odległość od brzegu, głębokość wody lub koszty inwestycji [33].

W krajach europejskich szacuje się, że moc fal wynosi 20-60 kW/m [5]. Kraje europejskie są wiodącymi krajami wykorzystującymi energię fal, co stanowi prawie 16% całkowitej światowej produkcji energii [45]. Energia fal w Europie waha się od 50 kW/m do 100 kW/m i zależy od odległości od brzegu [46]. Europa posiada największą ilość energii fal.

Tabela 4 przedstawia potencjalne energie fal w pobliżu brzegu i na brzegu dla różnych krajów w Europie [47].

Kraj	Potencjał energii fal (TWh/rok)	
	Przybrzeżny	Nadbrzeżny
UK	43-64	14-21
Irlandia	21-32	7-11
Portugalia	12-18	4-6
Francja	12-18	3-5
Hiszpania	10-16	3-5
Włochy	9-16	3-5
Dania	5-8	2-3
Grecja	4-7	1-2
Niemcy	0,9-1,4	0,3-0,5

Tabela 4. Możliwości wykorzystania energii fal w różnych krajach europejskich.

Wielka Brytania jest wiodącym krajem o największym potencjale energii fal w Europie i stawia sobie za cel produkowanie do 20% energii elektrycznej z fal oceanicznych do roku 2020, a Irlandia ma taki sam cel - wyprodukowanie 500 MW energii do roku 2020 [48].

Elektrownie maremotoryczne (falowo-wodne), to elektrownie wykorzystujące energię fal morskich [19]. Chcąc wykorzystać tę moc, ważne jest zaprojektowanie struktury umożliwiającej efektywne przechwytywanie i zebranie energii przenoszonej przez fale. Niemniej istotne jest aby konstrukcja była w stanie przetrwać czynniki środowiska morskiego, w szczególności zdarzenia sztormowe, w których siła fal znacznie wzrasta [33]. Ze względu na kumulację ruchu obrotowego Ziemi i zachodniego kierunku wiatrów optymalną lokalizacją elektrowni falowych są zachodnie brzegi kontynentów w strefi przybrzeżnej co wiąże się z aspektem ekonomicznym. [49].

Elektrownie falowe dzielimy, ze względu na położenie, na morskie, przybrzeżne i nadbrzeżne [19]. Natomiast ze względu na sposób konwersji energii fal na energię elektryczną wyróżniamy:

- elektrownie pneumatyczne – fale powodują oscylację kolumny powietrza w specjalnym zbiorniku. Wypychane lub zasysane powietrze wprawia w ruch turbinę powietrzną. Instalacje takie pracują w pobliżu Bergen (Norwegia) oraz na szkockiej wyspie Islay, osiągając moc do 75 kW;
- elektrownie pływakowe – wykorzystują wywołany falami ruch pływaków do napędu prądnic. Falowanie powoduje ruch oscylacyjny pływaka, który napędza prądnicę liniową, zainstalowaną w przymocowanym do dna pojemniku. Rozwiązanie to stosowane jest zwykle w niewielkich elektrowniach, np. przewidzianych do ładowania akumulatorów, zasilających instalacje elektryczne w bojach morskich;
- elektrownie przelewowe – w rozwiązaniu tym woda morska pchana kolejnymi falami napędza położony wyżej zbiornik. Gdy w zbiorniku tym jest wystarczająca ilość wody, uruchamiana jest turbina wodna. Instalacje takie można budować na morzu w formie sztucznych wysp lub na lądzie. Konstrukcja taka pracuje od 1986 roku w pobliżu Bergen, osiągając moc 350 kW [32].

Konwenter energii fal z angielskiego wave energy converter (WEC) to maszyny, urządzenia lub metody wykorzystywane do wykorzystania energii fal i przekształcania jej w energię elektryczną. Energia fal jest przekształcana w energię płynów roboczych (płyny robocze są różne w zależności od rodzaju przetwornika energii fal), a następnie zostaje przekształcana w energię mechaniczną za pomocą silnika lub turbiny, które to wytwarzają energię elektryczną [50]. Konwentyory energii fal można podzielić na różne kategorie w zależności od miejsca ich budowy, systemu ekstrakcji energii, sposobu ustawienia fal i rodzaju ruchu układu [51]. Jedną z głównych decyzji dotyczących wykorzystania energii z fal jest wybór wysokowydajnego konwertera, który jest odpowiedni i przystosowany do wybranej lokalizacji. W 2010 roku Falcão [52] przedstawił klasyfikację przetworników energii fal, opartą na sposobie ich działania, podzieloną na trzy kategorie:

- oscylujące słupy wody;
- oscylujące systemy ciała;
- i przeładowane konwertery.

Jak wspomniano wcześniej, istnieją różne rodzaje konwerterów energii fal. Urządzenia te można podzielić na kategorie w zależności od miejsca ich instalacji. Ogólnie rzecz biorąc, istnieją trzy lokalizacje konwerterów energii fal [53]:

- Brzegi morskie oznaczają obszary przybrzeżne, w których głębokość wody wynosi 10-15 metrów, a maksymalna wysokość fali 7,8 metra;
- W pobliżu brzegu oznacza płytkie obszary wodne, w których głębokość wody wynosi 15-25 metrów, a maksymalna wysokość fali 15,6 metra;
- Off-shore oznacza głębokie obszary wodne, w których nie ma naturalnych ograniczeń zarówno dla głębokości wody, jak i wysokości fal. Głębokość wody jest zawsze większa niż 50 metrów, a wysokość fali może przekraczać 30 metrów.

Można powiedzieć, że ogólną technologię tych opracowanych przetworników, niezależnie od tego, czy są pływające, czy nieruchome, można podzielić na jedną z tych podanych kategorii. Klasyfikacja w odniesieniu do nowych technologii

odnosi się do trzech rodzajów konwerterów energii fal: over-topping, ciała oscylacyjne i oscylujące słupy wody [51].

Ponad 50% WEC znajduje się w Europie, gdzie większość badań i rozwoju skupia się na systemie absorbera punktowego. Systemy mogą być stałe, zanurzone lub pływające. Systemy mogą być wykorzystywane jako niezależne generatory lub jako część falochronów czy infrastruktury portowej. Większość systemów jest nadal w fazie badań i rozwoju, a ich moc znamionowa może wahać się od 15 kW do 5900 kW; niektóre absorbery punktowe wydają się niedoceniane i w przyszłości mogą zostać przekształcone w farmy falowe [33].

Pozyskiwanie energii z fal wiąże się z szeregiem trudności związanych ze stratami, zmienną wysokością fal, wytrzymałością elementów elektrowni, wpływem wody na urządzenia zagrożone korozją i ich szybkim zużywaniem [19].

Podczas konstuowania obiektów związanych z przekształcaniem energii fal na energię elektryczną niezwykle ważne jest aby minimalizować wpływ tych urządzeń na lokalną faunę i florę (brak emisji hałasu, powolna i łagodna praca urządzeń w celu minimalizacji zagrożeń dla ławic rybnych) [49]. Przy zastosowaniu odpowiednich przepisów prawa wokół generatorów będą mogły powstać strefy wyłączenia zakazujące połowów, co korzystnie wpłynie na populację ryb. Ponadto, ponieważ konwertery energii falowej będą działać podobnie do falochronu, będą uspokajać morze, zapewniając tym samym obszar gniazdowania dla lokalnych gatunków ptaków [54].

Udany rozwój technologii falowej na europejskim rynku fal mógłby wygenerować 188 GW (10%) zapotrzebowania Europy na energię elektryczną do 2050 roku. Aby tak się stało, konieczne byłoby jednak pomyślne opracowanie i eksploatacja nowych systemów wytwarzania energii z fal, zaplanowanych na lata 2022- 2040 [19].

Badania i rozwój nad bieżącymi projektami dostarczyły wiedzy na temat sposobów obniżenia kosztów przyszłych technologii falowych. Ulepszenia w technologii falowej następnej generacji mogłyby zmniejszyć koszty odbioru energii (o 22%), instalacji (18%), eksploatacji i konserwacji (17%), fundamentowania i cumowania (6%) czy przyłączenia do sieci (5%) [55].

Instytut Morski w Gdańsku oszacował, że moc jednostkowa fal na Morzu Bałtyckim nie jest zbyt duża, szczególnie jeśli porównamy ją z możliwościami Szkocji czy Irlandii (dla Polski oceniana jest w przedziale 1,3-2,8 kW/m lub od 1,7 do 7,2 kW/m2, co przy nieregularnej linii fal i linii brzegowej, o długości 400 km, daje całkowitą możliwą do uzyskania energię rzędu 4 tys. MW) [19].

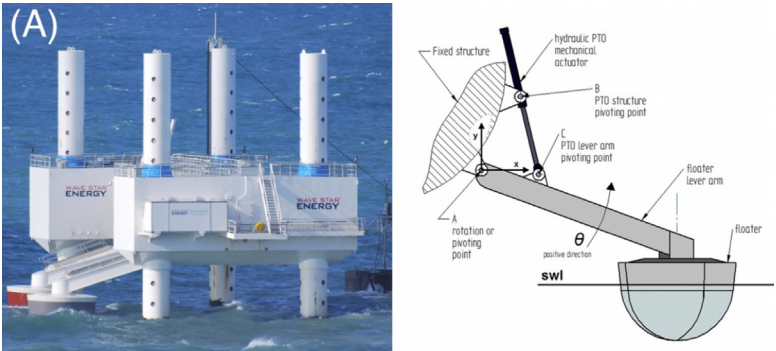
4. Przegląd rozwiązań WEC

4.1. WaveStar

Konstrukcja żelbetowa typu „jack-up” przytwierdzona jest do dna morskiego. Jest to stałe odniesienie dla pływaków. Pływakami są półkoliste boje o średnicy około 6m (lub innej w zależności od warunków panujących w danej lokalizacji). Pływaki połączone są z główną konstrukcją za pomocą ramienia i zawiasu. Pod wpływem fal pływaki poruszają się i wytwarzają ciśnienie hydrauliczne, przekazywane następnie na turbinę. W tej analizie ilość pływaków wynosi 20, a masa konstrukcji to około 1600 ton.

WaveStar (Dania)		
Położenie:	przybrzeżne	
Moc zainstalowana	600	MW
Roczna produkcja energii	804	MWh/rok
Współczynnik wykorzystania (obciążenia)	15	%
Całkowita masa projektu	1600	Mg
Stosunek masy do mocy	2,67	Mg/kW

Tabela 5. Dane systemu WaveStar.



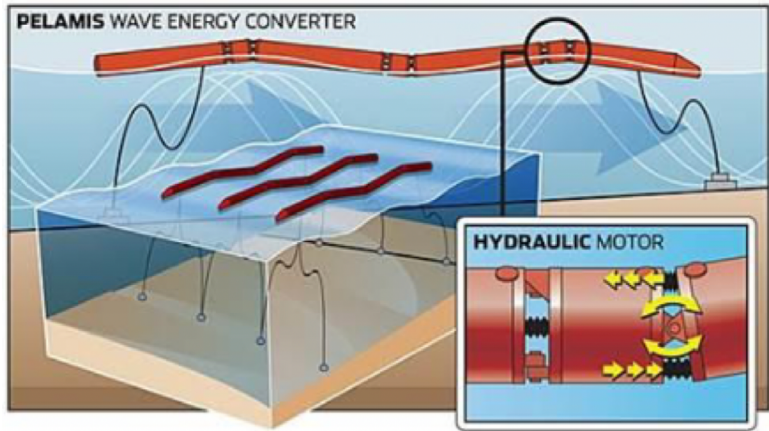
Rys. 2. WEC system WaveStar.

4.2. Pelamis

W projekcie Pelamis energia z fal pozyskiwana jest za pomocą pływaków połączonych ze sobą poprzez przeguby. Konstrukcja ta przypomina „pływającego węża”. Fale powodują zmianę położenia kąтового pomiędzy sąsiadującymi pływakami które poprzez przegub wytwarzają ciśnienie hydrauliczne. Ciśnienie akumulowane jest i przy odpowiedniej wartości przekazywane jest na generator który wytwarza energię elektryczną. Wszystkie sekcje konstrukcji (w przypadku Pelamis P2 – cztery) są połączone pojedynczym kablem, który przekazuje energię na ląd.

Pelamis P2 (Wielka Brytania)		
Położenie:	przybrzeżne, na oceanie	
Moc zainstalowana	750	kW
Roczna produkcja energii	1640-2630	MWh/rok
Współczynnik wykorzystania (obciążenia)	25-40	%
Całkowita masa projektu	1350	Mg
Stosunek masy do mocy	1,78	Mg/kW

Tabela 6. Dane systemu Pelamis P2.



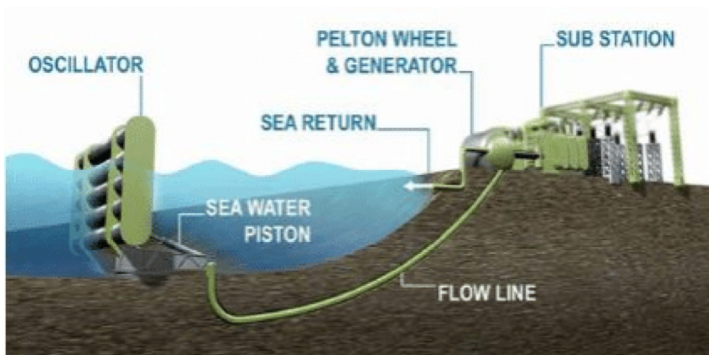
Rys. 3. WEC system PELAMIS.

4.3. Oyster

System składa się z kłapy wypornej o wymiarach 18m szerokości i 10m wysokości, który przy pomocy zawiasów przymocowany jest do ramy przytwierdzonej do dna morskiego. Fale zmuszają klapę do oscylacji, która ściska i rozciąga siłowniki hydrauliczne zamontowane pomiędzy klapą a ramą. Siłowniki pompują wodę pod wysokim ciśnieniem rurociągiem na ląd, gdzie napędza turbinę kołową. Przepływ wody regulowany jest za pomocą akumulatorów ciśnieniowych.

Oyster (Wielka Brytania, Szkocja)		
Położenie:	przybrzeżne	
Moc zainstalowana	800	kW
Roczna produkcja energii	-	MWh/rok
Współczynnik wykorzystania (obciążenia)	-	%
Całkowita masa projektu		Mg
Stosunek masy do mocy	1,8	Mg/kW

Tabela 7. Dane systemu OYSTER.



Rys. 4. WEC system OYSTER.

5. Podsumowanie

Opisana analiza stanowi wstępną ocenę potencjału urządzeń WEC (Wave Energy Converter), ze szczególnym uwzględnieniem zastosowań znajdujących się na morzach Europejskich w tym płytkich.

Przedstawione wdrożone eksperymentalne konfiguracje WEC pozwoliły na ocenę uzysków energetycznych i odpowiedź na pytanie czy tego typu rozwiązania mają potencjał przyszłościowy aby można je było dalej stosować w warunkach morskich.

Analiza ujawniła obiecujące wyniki dotychczas stosowanych rozwiązań jednak w opisach rozwiązań zwraca się szczególną uwagę na wpływ, na ochronę środowiska w wyniku hałasu podwodnego, duże koszty początkowe, oraz dobór materiałów, który pozwoliłby na możliwie długą eksploatację systemów WEC w warunkach morskich. Należy zwrócić uwagę, że brak jest jednoznacznych ocen ekonomicznych eksploatowanych systemów.

Powyższa analiza daje podstawę do projektu wstępnego systemu WEC możliwego do zastosowania warunkach Południowego Bałtyku, w którym należy uwzględnić zidentyfikowane ograniczenia do których należą: koszty początkowe, wpływ na ekologię i trudności eksploatacyjne.

Bibliografia

[1] Allan, R.P.; Hawkins, E.; Bellouin, N.; Collins, B. IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., Connors, S.L., Péan, C., Berger, S., Caud, N., Chen, Y., Goldfarb, L., Gomis, M.I., et al., Eds.; Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2021.

[2] Bonneuil, C.; Choquet, P.-L.; Franta, B. Early warnings and emerging accountability: Total's responses to global warming, 1971–2021. Glob. Environ. Chang. 2021, 71, 102386.

[3] Shakouri, G.H. The share of cooling electricity in global warming: Estimation of the loop gain for the positive feedback. Sci. Direct 2019, 79, 747-761.

[4] National Research Council (NRC). Advancing the Science of Climate Change; The National Academies Press: Washington, DC, USA, 2010.

[5] Farrok O., Koushik Ahmed, Abdirazak Dahir Tahlil, Mohamud Mohamed Farah, Mahbubur Rahman Kiran, Md. Rabiul Islam, Electrical Power Generation from the Oceanic Wave for Sustainable Advancement in Renewable Energy Technologies, Sustainability 2020, 12, 2178;

[6] Mandal, S.; Islam, S.; Biswas, A.H.; Akter, S. A mathematical model applied to investigate the potential impact of global warming on marine ecosystems. Appl. Math. Model. 2022, 101, 19–37.

[7] Da Silva, C.M.; da Silva, L.L.; Souza, T.D.C.; Dantas, T.C.; Correa, S.M.; Arbilla, G. Main Greenhouse Gases levels in the largest secondary urban forest in the world. Atmos. Pollut. Res. 2019, 10, 564–570.

[8] Otawa A., Skomudek W.: Innowacyjne rozwiązania w zakresie odnawialnych źródeł energii na wybranych przykładach, [w:] Knosala R.: Innowacje w Zarządzaniu i Inżynierii Produkcji, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Tom I, Opole 2018.

[9] Farrok, O.; Islam, M.R.; Sheikh, M.R.I.; Guo, Y.G.; Zhu, J.G. Design and Analysis of a Novel Lightweight Translator Permanent Magnet Linear Generator for Oceanic Wave Energy Conversion. IEEE Trans. Magn. 2017, 53, 1–4.

[10] Krawiec F.: Odnawialne źródła energii w świetle kryzysu energetycznego: wybrane problemy Wydawnictwo Difin, Warszawa, 2010.

- [11] Lewandowski W.M.: Proekologiczne odnawialne źródła energii. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2010.
- [12] Jagusiak B., Stochaj J., Energia odnawialna w zabezpieczeniu potrzeb energetycznych, Przegląd Naukowo-Metodyczny. Edukacja dla Bezpieczeństwa, 2018, vol. 1, nr 38, s.702-716.
- [13] REN21. Renewables 2016 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2016.
- [14] REN21. The First Decade: 2004–2014 – 10 Years of Renewable Energy Progress. Paris: REN21 Secretariat, 2014.
- [15] Młynarski Tomasz, Tarnawski Marcin, Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku, Difin, Warszawa 2016.
- [16] International Energy Agency. Implementing Agreement on Ocean Energy Systems. Annual Report 2007.
- [17] Curto, D.; Franzitta, V.; Guercio, A. Sea Wave Energy. A Review of the Current Technologies and Perspectives. *Energies* 2021, 14, 6604.
- [18] Cascajo, R.; García, E.; Quiles, E.; Correcher, A.; Morant, F. Integration of marine wave energy converters into seaports: A case study in the port of Valencia. *Energies* 2019, 12, 787.
- [19] Andruszkiewicz A., Wędrychowicz W., Wróblewska E.; Energia mórz i oceanów. Przegląd Naukowo-Metodyczny Edukacja dla Bezpieczeństwa. 2018, R. 11, nr 1, s. 727-744.
- [20] Neill, S.P.; Angeloudis, A.; Robins, P.E.; Walkington, I.; Ward, S.L.; Masters, I.; Lewis, M.J.; Piano, M.; Avdis, A.; Piggott, M.D.; et al. Tidal range energy resource and optimization—Past perspectives and future challenges. *Renew. Energy* 2018, 127, 763–778.
- [21] Thake, J. Development, installation and testing of a large-scale tidal current turbine. Technical report T/06/00210/00/REP, Department of Trade and Industry, UK, October 2005.
- [22] Yang, X.; Haas, K.A.; Fritz, H.M. Evaluating the potential for energy extraction from turbines in the gulf stream system. *Renew. Energy* 2014, 72, 12–21.
- [23] A. López Piñeiro, L. R. Núñez Rivas, Ramón, J. A. Somolinos Sánchez, 2014, Methodology and results of the sea trials for a second generation tidal converter. In: "International Conference o Engineering (MARTECH)", 15-17 October 2014, Lisbon, Portugal.
- [24] Tinaikar, A. Ocean thermal energy conversion. *Int. J. Energy Power Eng.* 2013, 2, 143–146.
- [25] World Energy Council. World Energy Resources: Marine Energy 2016; World Energy Council: London, UK, 2016; p. 79.
- [26] Albert S. Kim A.S.; Hyeon-Ju Kim, Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) - Past, Present, and Progress, IntechOpen, London, UK, 2021.
- [27] Loeb, 1975 ; Mishra, 2013 ; Kho, 2010 ; The European Commission ; 2004 ; Kumar et al., 2011, Helfer et al., 2013 ; Skilhagen et al., 2012 ; Skilhagen and Aaberg, 2012.
- [28] Helfer, F., Lemckert, C. & Anissimov, Y. G., 2014. Osmotic Power with Pressure Retarded Osmosis: Theory, Performance and Trends – A Review. *Journal of Membrane Science*, 453: 337-358.
- [29] Curto, D.; Franzitta, V.; Guercio, A. A review of the water desalination technologies. *Appl. Sci.* 2021, 11, 670.
- [30] Falcão, A.F.d.O. Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2010, 14, 899–918.
- [31] Molla, S.; Farrok, O.; Islam, M.R.; Muttaqi, K.M. Analysis and design of a high performance linear generator with high grade magnetic cores and high temperature superconducting coils for oceanic wave energy conversion. *IEEE Trans. Appl. Supercond.* 2019, 29.
- [32] Krzemień Z.; Wykorzystanie energii fal morskich do produkcji energii elektrycznej, Prace Instytutu Elektrotechniki, Zeszyt 262, 2013.
- [33] Rusu, E. & Onea, F. 2018 A review of the technologies for wave energy extraction. *Clean Energy* 2 (1), 10–19.
- [34] Laing, A.; Gemmill, W.; Magnusson, A.; Burroughs, L.; Reistad, M.; Khandekar,

- M.; Holthuijsen, L.; Ewing, J.; Carter, D. Guide to Wave Analysis and Forecasting; World Meteorological Organization: Geneva, Switzerland, 1998; Volume 1998.
- [35] Falnes J, Kurniawan A. Fundamental formulae for wave energy conversion. *R Soc Open Sci* 2015; 2:140305.
- [36] Mueller, M.A. Electrical generators for direct drive wave energy converters. *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 2002, 149, 446–456.
- [37] Clément, A.; McCullen, P.; Falcão, A.; Fiorentino, A.; Gardner, F.; Hammarlund, K.; Lemonis, G.; Lewis, T.; Nielsen, K.; Petroncini, S.; et al. Wave energy in Europe: Current status and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2002, 6, 405–431.
- [38] Farah, M.M.; Farrok, O.; Ahmed, K. Kool Mu Powder Core Used in a Flux Switching Linear Electrical Machine for Electricity Generation from the Oceanic Wave. In *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Power, Electrical, Electronics and Industrial Applications (PEELACON)*, Dhaka, Bangladesh, 2019.
- [39] Gunn, K.; Stock-Williams, C. Quantifying the global wave power resource. *Renew. Energy* 2012, 44, 296-304. [CrossRef] Gunn, K.; Stock-Williams, C. Quantifying the global wave power resource. *Renew. Energy* 2012, 44, 296-304.
- [40] Liberti, L.; Carillo, A.; Sannino, G. Wave energy resource assessment in the Mediterranean, the Italian perspective. *Renew. Energy* 2013, 50, 938-949.
- [41] Pelc, R.; Fujita, R.M. Renewable energy from the ocean. *Mar. Policy* 2002, 26, 471–479.
- [42] Rahm, M.; Bostrom, C.; Svensson, O.; Grabbe, M.; Bülow, F.; Leijon, M. Offshore underwater substation for wave energy converter arrays. *IET Renew. Power Gener.* 2010, 4, 602–612.
- [43] Drew, B.; Plummer, A.R.; Sahinkaya, M.N. A review of wave energy converter technology. *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy* 2009, 223, 887–902.
- [44] Rusu E. Evaluation of the wave energy conversion efficiency in arious coastal environments. *Energies* 2014; 7:4002-18.
- [45] Rodrigues, L. Wave power conversion systems for electrical energy production. *Renew. Energy. Power Qual. J.* 2008, 1, 601–607.
- [46] Zhang, D.; Li, W.; Lin, Y. Wave energy in China: current status and perspectives. *Renew. Energy* 2009, 34, 2089–2092.
- [47] Oceans of energy: European ocean energy roadmap 2010–2050. European Ocean Energy Association. Imprimerie Bietlot, Belgium, 2010.
- [48] Muetze, A.; Vining, J.G. Ocean wave energy conversion—A survey. In *Proceedings of the 2006 IEEE Industry Applied Conference Forty-First IAS Annual Meeting*, Tampa, FL, USA, 8–12 October 2006; pp. 1410–1417.
- [49] Siewiera A., Potencjał i możliwości pozyskiwania energii z elektrowni falowych, Przegląd budowlany 3/2015, s. 43-48.
- [50] Chenari, B.; Saadatian, S.S.; Ferreira, A. Wave energy systems: An overview of different wave energy converters and recommendation for future improvements. In *Proceedings of the 8th International Technology, Education Development Conference*, Valencia, Spain, 10–12 March 2014.
- [51] Amini, E.; Asadi, R.; Golbaz, D.; Nasiri, M.; Naeeni, S.T.O.; Majidi Nezhad, M.; Piras, G.; Neshat, M. Comparative Study of Oscillating Surge Wave Energy Converter Performance: A Case Study for Southern Coasts of the Caspian Sea. *Sustainability* 2021, 13, 10932.
- [52] Falcão, A.F.d.O. Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2010, 14, 899–918.
- [53] L. Duckers, "Wave Energy," in *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. Oxford University Press, Oxford (2004).
- [54] Frid C, Andonegi E, Depestele J, et al. The environmental interactions of tidal and wave energy generation devices. *Environ Impact Assess Rev* 2012; 32:133–39.
- [55] International Renewable Energy Agency (IRENA). Wave Energy Technology Brief. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2014.

Transformacja krajowego systemu elektroenergetycznego, a sieci elektroenergetyczne

Zbigniew Lubośny
Politechnika Gdańska

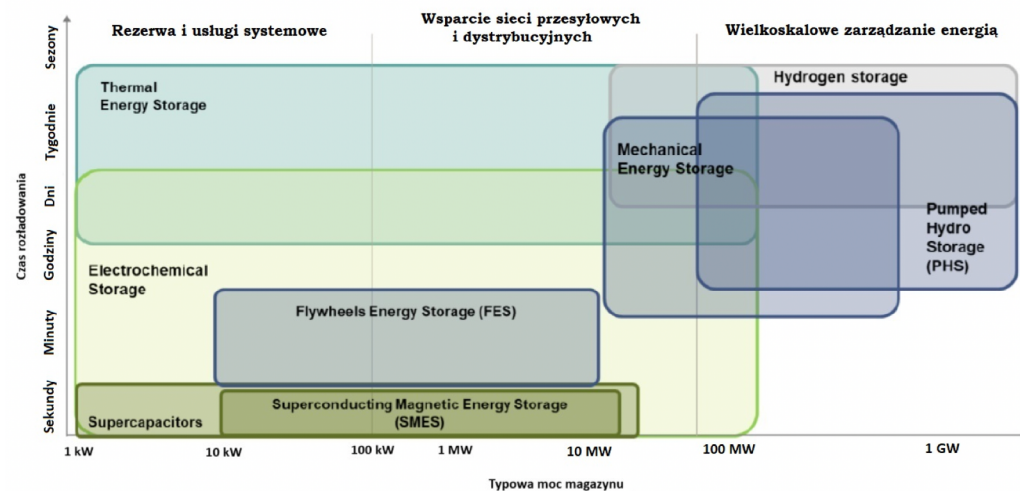
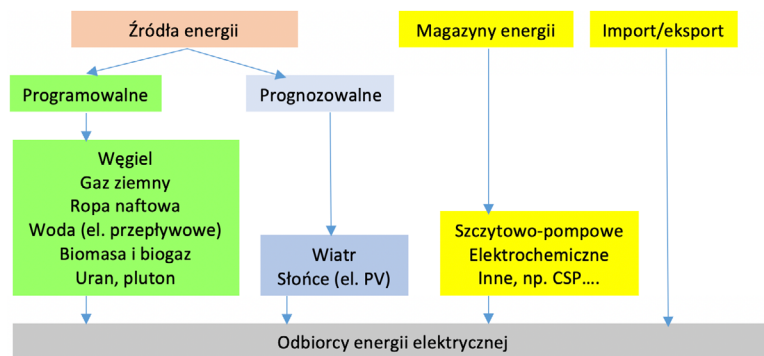
1. Wprowadzenie

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) może być zaspokojone przez własne (krajowe) źródła energii oraz import energii z innych systemów elektroenergetycznych. Ponadto energia elektryczna wytwarzana w KSE lub importowana z innych systemów może być magazynowana i dostarczana odbiorcom w odpowiednich okresach czasu. Ilustruje to rys. 1. Formalnie zatem w systemie elektroenergetycznym dysponujemy trzema typami „źródeł” energii elektrycznej umożliwiającymi bilansowanie mocy, tj. rzeczywistymi źródłami energii elektrycznej, magazynami energii oraz „importem”.

Źródła energii możemy podzielić na programowalne i prognozowalne. Programowalne to źródła, których wartość generowanej mocy czynnej w dowolnym przedziale czasu można zaprogramować (zadać). Należą do nich źródła wykorzystujące paliwa kopalne (węgiel, gaz, uran, pluton) i wodę. Źródła prognozowalne to takie, których wartość generowanej mocy czynnej w określonym przedziale czasu można określić z dokładnością do dokładności prognozy pogody. Należą do nich źródła wykorzystujące wiatr i promieniowanie słoneczne. Źródła te w literaturze nazywane są źródłami niestabilnymi (co należy uznać za nieporadne) lub niespokojnymi.

Jak wspomniano wyżej, źródłem energii elektrycznej są (mogą być) również magazyny energii. Źródłami takimi, w skali ogólnosystemowej, są elektrownie szczytowo-pompowe. Proces upowszechniania innego rodzaju magazynów energii (rys. 2), ze względu na koszt przy obecnym stanie rozwoju technologicznego, jest obecnie względnie powolny. Biorąc pod uwagę obecny stan technologii, oraz zakładając ich upowszechnienie, można przewidywać, że do krótkookresowego (godzinowego) magazynowania energii elektrycznej będą masowo stosowane elektrochemiczne magazyny energii, natomiast magazynowanie długookresowe (tygodnie i miesiące, np. zimowe) będzie możliwe wraz z rozwojem technologii wodorowych i metanowych.

Rys. 1. Ogólna struktura wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym



Rys. 2. Moce, czasy rozładowania i obszary zastosowań magazynów energii elektrycznej [14]

Energia elektryczna jest jednym z podstawowych rodzajów energii wykorzystywanych przez współczesne społeczeństwa. Wykorzystywana jest on bezpośrednio przez: przemysł, odbiorców indywidualnych (gospodarstwa domowe) oraz w transporcie. Wykorzystywana jest (i będzie) również pośrednio do produkcji związków chemicznych, które wykorzystywane są w różnego typu procesach. Związki te mogą być ponownie wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej do zużycia bezpośredniego, co de facto tworzy system z zasobnikiem energii. Odejście od energii elektrycznej wydaje się niemożliwe. Wręcz przeciwnie, elektryfikacja społeczeństw postępuje (i będzie postępować) przez: rozwój transportu samochodowego (samochody elektryczne i wodorowe), elektryfikację gospodarstw domowych (elektryczny sprzęt AGD, pompy ciepła) oraz wykorzystanie energii elektrycznej w przemyśle (produkcja wodoru, metanu, itp. dla potrzeb dalszych procesów technologicznych). Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną wskazują na jego potencjalnie duży wzrost. Wzrost ten w istotny sposób uzależniony jest od rozwoju transportu opartego o pojazdy elektryczne, od rozwoju technologii wodorowych oraz od rozwoju systemów ogrzewania z pompami ciepła.

2. Prognoza rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego

Przyczyną rozwoju sieci elektroenergetycznych było, w ogólności, zróżnicowanie geograficzne lokalizacji źródeł energii elektrycznej (wynikające zazwyczaj z lokalizacji nośników energii) i odbiorów. Sieci odczkowe pojawiły się jako potrzeba zwiększenia niezawodności dostawy energii elektrycznej. Wysokie napięcie zastosowano w sieciach, których zadaniem był przesył energii elektrycznej na duże odległości. W krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) za najwyższe napięcie sieci przyjęto napięcie 400 kV. Redundancję sieci stosuje się głównie w sieciach wysokiego napięcia (w KSE są to sieci o napięciu znamionowym: 400 kV, 220 kV i 110 kV), dbając o spełnienie warunków N-1, N-2, itd.

Rozważając (prognozując) rozwój sieci elektroenergetycznych w KSE nie sposób odstroić się od przewidywanego rozwoju źródeł energii elektrycznej jak i rozwoju odbiorów energii.

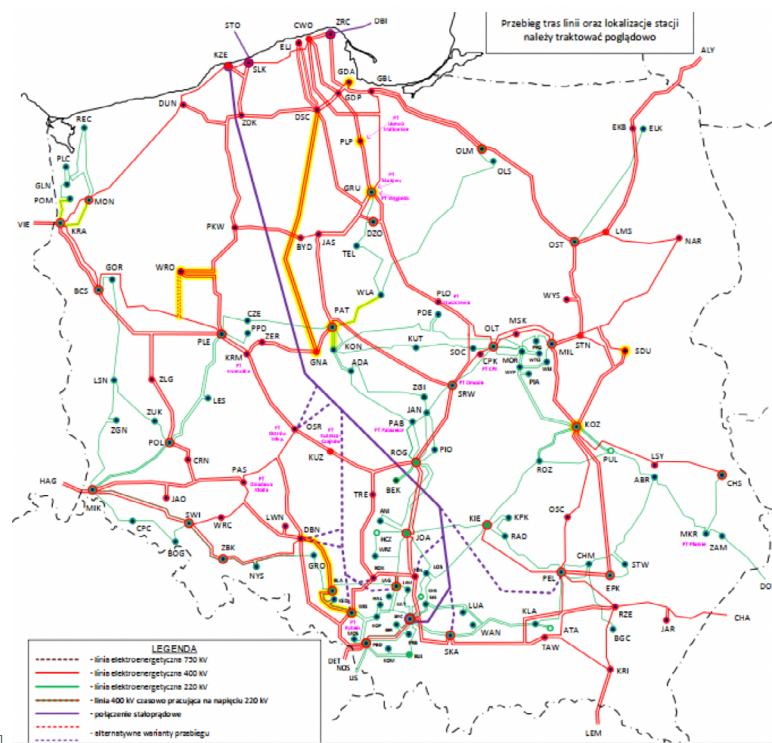
Przewiduje się, że zmiany w rozlokowaniu przemysłu nie będą duże. Duże ośrodki miejskie będą przyciągały nowych mieszkańców zmniejszając ich liczbę w ośrodkach mniejszych, przy równoczesnym wzroście i zmianie zapotrzebowania w obszarach podmiejskich (fotowoltaiczne źródła energii z magazynami energii: bateryjnymi lub przydomowymi wytwornicami wodoru z ogniwami paliwowymi). Sumarycznie zatem, w przyszłości, nie należy spodziewać się istotnych zmian geograficznego rozkładu odbiorców energii elektrycznej.

W przypadku klasycznych źródeł energii elektrycznej, opartych o paliwa kopalne i wodę nastąpi odchodzenie od wykorzystania węgla, zastępowanie niektórych bloków węglowych jednostkami gazowymi oraz utrzymanie generacji z elektrowni wodnych. Zatem w tym przypadku rozkład generacji tego typu w KSE nie ulegnie istotnym zmianom, natomiast wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez te źródła będzie malał. Natomiast prawdopodobieństwo rozwoju elektrowni biogazowych i biomasowych należy ocenić jako małe. Jeżeli jednak rozwój taki nastąpi to ich rozkład geograficzny w kraju będzie równomierny.

Z kolei rozwój lądowej elektroenergetyki wiatrowej nie będzie równomierny w sensie rozkładu geograficznego. Należy spodziewać się, że elektrownie wiatrowe lądowe nadal będą skoncentrowane w północno-zachodniej części kraju. Przy czym źródła te przyłączane będą głównie do sieci SN i 110 kV. Natomiast morskie elektrownie wiatrowe przyłączone będą do dwóch węzłów 400 kV w nadmorskiej części KSE. Planowana, sumaryczna moc znamionowa tych elektrowni to około 11 GW, a potencjał produkcyjny to 40 TWh rocznie.

Rozwój elektroenergetyki słonecznej będzie równomierny w sensie rozkładu geograficznego. Źródła te przyłączane będą zarówno do sieci nN (instalacje przydomowe) jak i sieci SN i WN.

I finalnie, zbudowana zostanie co najmniej jedna elektrownia jądrowa. Elektrownia ta będzie zlokalizowana w nadmorskiej części KSE. W przypadku budowy większej liczby elektrowni jądrowych, w tym SMERów, będą one lokalizowane w dotychczasowych lokalizacjach elektrowni klasycznych lub, w przypadku SMERów, w pobliżu dużych odbiorów energii elektrycznej (zakłady przemysłowe).



Rys. 3. Planowany stan krajowej sieci przesyłowej po roku 2023 [1]

Powyższe oznacza przesunięcie się źródeł wytwórczych w stosunku do odbiorców i tym samym konieczność przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na szeroko pojęte południe. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznych niezbędne jest zatem dostosowanie sieci przesyłowej do tych zmian. W praktyce oznacza to konieczność zbudowania nowych elementów infrastruktury sieciowej, tj. linii i stacji elektroenergetycznych. Plany rozwojowe PSE w tym zakresie przedstawia rys. 2. Widać na nim duży przyrost liczby linii 400 kV w okolicy przyłączenia morskich elektrowni wiatrowych i elektrowni jądrowej Choczewo oraz linię prądu stałego łączącą elektrownie morskie i elektrownię jądrową z aglomeracją śląską. Zmiany będą polegały tu na budowie nowych linii i przebudowie linii 400 kV na dwutorowe oraz na zastępowaniu linii 220 kV liniami 400 kV. Rozbudowie ulegnie również sieć przesyłowa w innych częściach KSE.

3. Prognoza rozwoju sieci w krajowym systemie elektroenergetycznym

Wzrost penetracji systemu elektroenergetycznego przez OZE w sieci WN, w okresach dużej generacji mocy przez te źródła, prowadzi do zmniejszenia liczby pracujących źródeł klasycznych (z generatorami synchronicznymi). To z kolei powoduje zmniejszenie inercji systemu (zmniejszenie energii zgromadzonej w masach wirujących turbo- i hydrozespołów). I dalej prowadzi do wzrostu wahań częstotliwości w systemach elektroenergetycznych. Jednym z rozwiązań problemu jest tu zastosowanie kompensatorów synchronicznych, szczególnie z odpowiednio dużymi masami wirującymi. Dodatkowo wsparciem może być tu tzw. sztuczna inercja, tj. odpowiednie algorytmy implementowane w ukła-

dach sterowania źródłami OZE i magazynami energii z przekształtnikami energoelektronicznymi (tworzącymi w pewnym sensie funkcjonalnie grupę urządzeń nazywaną IBRs).

Zmniejszenie liczby źródeł energii z generatorami synchronicznymi prowadzi również do zmniejszenia wartości prądów zwarciovych, co z kolei może prowadzić do ograniczenia pewności działania zabezpieczeń elektroenergetycznych. Niewyłączenie elementu sieci (linii, szyn zbiorczych, transformatorów, itd.) przez automatykę EAZ potencjalnie, w skrajnym przypadku skutkujące kaskadowym rozwojem zakłócenia, może prowadzić do blackout'u.

Wzrost nasycenia systemów OZE, i tym samym wprowadzenie mocy do węzłów ich przyłączenia, skutkuje wzrostem napięcia w węźle przyłączenia oraz w węzłach przylegających. Wzrost ten można skompensować poborem mocy biernej, co wymaga zastosowania układów kompensacji mocy biernej (zintegrowanych z źródłem energii lub odrębnych).

Podsumowując powyższe można stwierdzić, że zagrożenia dla pracy sieci WN można opanować stosując opanowane obecnie technologicznie urządzenia i systemy. Ponadto, biorąc pod uwagę cechy pozytywne tych sieci jak: odporność strukturalną i funkcjonalną (zapewnianą przez SCADA, a w przyszłości systemy WAMS), dużą sprawność transportu energii oraz długi czas życia, można przewidywać, że sieci elektroenergetyczne WN funkcjonalnie i strukturalnie w przyszłości nie będą istotnie różniły się od sieci współczesnych. Rozbudowane zostaną natomiast systemy SCADA i ich algorytmy, które będą musiały uwzględniać bardzo dużą liczbą źródeł i magazynów energii, a w tym obiektów takich jak np. elektrowni wirtualne.

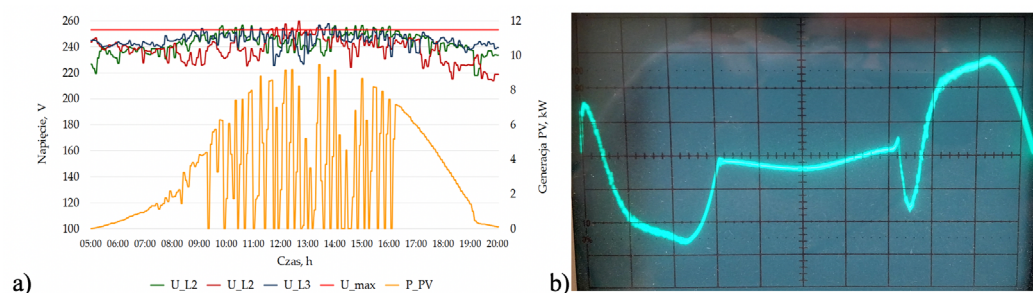
Sieci elektroenergetyczne SN i nN to obecnie sieci promieniowe lub pracujące promieniowo. Z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego wyłączenie gałęzi sieci SN, a tym bardziej gałęzi sieci nN, nie niesie z sobą żadnych negatywnych konsekwencji dla systemu jako całości. Taka konfiguracja pracy sieci upraszcza automatykę zabezpieczeniową i redukuje koszty budowy i eksploatacji sieci ale prowadzi do braku jej odporności strukturalnej jak i funkcjonalnej. Sieci SN obecnie są obecnie w sporej części obserwowalne i częściowo sterowalne. Obserwowalność sieci nN jest natomiast ograniczona, pomimo rozwoju systemów AMI, a sterowanie siecią nN nie jest praktycznie (poza stacjami SN/nN) realizowane.

Podobnie jak w przypadku sieci WN, wzrost nasycenia OZE prowadzi do wzrostów napięć w tych sieciach, a w skrajnych przypadkach do okresowego wyłączania się i załączania się inwerterów źródeł PV. Powyższe, jak i stosowanie inwerterów jednofazowych źródeł PV (zwiększanie niesymetrii pracy), prowadzi do pogorszenia jakości energii w tych sieciach.

Sieci SN i nN będą podlegały największym zmianom. Oprócz magazynów energii różnego typu, spodziewać należy się modyfikacji istniejących systemów sterowania oraz implementacji nowych algorytmów sterowania tymi sieciami.

Wzrost nasycenia sieci rozdzielczych układami IBRs, tj. OZE i magazynami energii prowadzi do występowania problemów technicznych i to zarówno po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych jak i po stronie odbiorców energii (w tym prosumentów):

- Problemy postrzegane przez OSD:
 - wzrost obciążenia sieci,
 - wzrost strat mocy i energii,
 - przepływy odwrotne (problemy z regulacją napięć),
 - wzrost wahań napięć (rys. 4a),
 - wzrost niesymetrii napięć i prądów,
 - pogorszenie jakości energii (rys. 4a),
- Problem postrzegane przez odbiorców energii i prosumentów:
 - względnie małe wykorzystanie energii z własnego źródła,
 - wyłączanie się źródeł energii w wyniku działania zabezpieczeń nadnapięciowych inwerterów (rys. 4a),
 - wyłączanie OZE przez OSD, zazwyczaj w kolejności: małe – średnie – duże, źródła energii,
 - dokładność pomiaru energii przez współczesne liczniki energii w przypadku dużego odkształcenia prądu lub napięcia (rys. 4b).

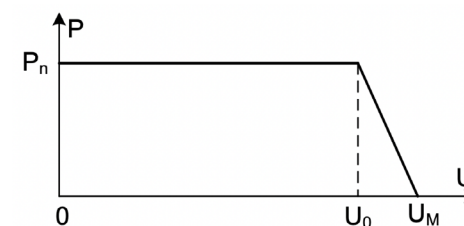


Rys. 4. Wyłączenie inwertera źródła PV przez zabezpieczenie nadnapięciowe (a), przykładowy prąd źródła światła LED (b)

Rozwiązanie powyższych problemów można upatrywać w następujących działaniach, które można traktować jako przewidywane kierunki (wizje) rozwoju sieci elektroenergetycznych SN i nN:

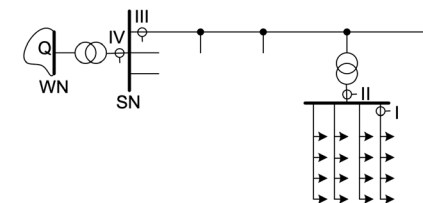
- W zakresie struktury sieci
 - Zamykanie pierścieni.
 - Aktywne sterowanie w różnych węzłach sieci SN i nN, rys. 6.
 - Podniesienie napięcia znamionowego sieci nN do wyższego niż 0,4 kV.
 - Stosowanie transformatorów symetryzujących.
 - Stosowanie magazynów energii (akumulatory np. Na-ion, H_2 , CH_4).
 - Stosowanie cable-pooling.
 - Rozwój technologii wodorowych – elektrolizery.
- W zakresie zarządzania energią (odbiorcy / prosumenci)
 - Wykorzystanie internetu zamiast PLC w sieciach SN i nN.
 - Profilowanie „odbiorcy” energii elektrycznej w celu efektywnego zarządzania.

- Wykrywanie uszkodzeń źródeł PV, magazynów energii, hydrolizerów, ogniw paliwowych, itd.
- Optymalizacja nastawień inwerterów urządzeń IBRs.
- Sterowanie odbiorami konsumenta energii / prosumenta (DSM, DSR).
- W zakresie sterowania lokalnego u prosumenta
 - Zdalne wyłączanie źródeł/ograniczanie generacji.
 - Dostosowywanie mocy wprowadzanej przez IBRs do sieci elektroenergetycznej niezależnie w każdej fazie.
 - Implementacja funkcji $P = f(U)$, $Q = f(P) = -P/\tan\psi$ w urządzeniach IBRs, rys. 5.



Rys. 5. Charakterystyka eliminująca bądź ograniczająca wyłączanie IBRsów

- W zakresie sterowania zdalnego. Sterowanie urządzeniami IBRs w celu: minimalizacji strat energii, symetryzacji prądów i napięć lub wartości i kierunku przepływu mocy (energii) w węzłach sieci, rys. 6.



Rys. 6. Sterowanie w sieciach SN i nN w przyszłości

4. Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że zmiany w sieciach elektroenergetycznych w KSE wymuszone zostaną przez zmiany w strukturze i technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Odnawialne źródła energii (OZE) jak i magazyny energii, przyłączane do sieci przez inwertery, lokowane będą w sieciach elektroenergetycznych na każdym poziomie napięcia. Staną się one dominujące ilościowo i (w dużym stopniu) mocowo w systemie elektroenergetycznym. Tym samym to one (poprzez ich algorytmy sterowania) będą decydowały o pracy, a w tym o właściwościach dynamicznych systemu elektroenergetycznego.

Źródła i magazyny energii o dużej mocy znamionowej, przyłączane będą (już zresztą są) do sieci WN, zastępując po części obecne klasyczne duże jednostki wytwórcze. Znacząco wzrośnie liczba źródeł i magazynów energii przyłączanych do sieci 110 kV, co spowoduje pewne rozproszenie źródeł wytwórczych

w stosunku do stanu obecnego (Pomijając koncentrację mocy wprowadzaną do KSE przez budowane morskie elektrownie wiatrowe i przyszłą elektrownię jądrową w Choczewie). Powyższe będzie skutkowało zachowaniem struktury sieci WN (sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV oczkowe), przy ich dalszym rozwoju w zakresie liczby linii i stacji elektroenergetycznych oraz rozwoju ich technologii.

Źródła i magazyny energii o małej i średniej mocy znamionowej przyłączane będą (już są) do sieci SN i nN. Rozwój sieci elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia w zakresie struktury będzie polegał na zwielokrotnianiu możliwości aktywnej (poprzez sterowanie automatyczne) lub pasywnej (działanie ręczne) rekonfiguracji tych sieci. Sterowanie zdalne będzie dotyczyło głównie sieci SN i stacji SN/nN, a ręczna rekonfiguracja sieci będzie realizowana w sieciach nN. Rozwój tych sieci w zakresie możliwości sterowania będzie polegał na maksymalizacji ich obserwowalności i sterowalności oraz na wyposażeniu tych sieci w układy regulacji automatycznej. W systemy sterowania włączona będzie bardzo duża liczba (powinna być znakomita większość) inwerterów OZE i magazynów energii poczynając od urządzeń prosumentów. Szeroki zakres możliwych zmian w tym obszarze przedstawiono w rozdziale 3. Postulować należy już obecnie wprowadzenie do wymagań operatorów szczególnie dla OZE o małych mocach i magazynów energii o małych mocach i energiach wymogu realizacji funkcji jak przedstawiona na rys. 5, możliwości sterowania mocą czynną niezależnie w każdej fazie, możliwości pracy w trybie regulacji napięcia/mocy biernej, ew. uzależnienia wartości generowanej mocy biernej od wartości generowanej mocy czynnej w celu eliminacji wzrostu napięcia w wyniku wprowadzenia do węzła mocy czynnej.

Literatura

- [1] Polityka energetyczna Polski do 2040 roku. Monitor Polski 2021 poz. 128.
- [2] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A., Nr 6, 2024, Warszawa, 2024.
- [3] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18.01.2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Dziennik Urzędowy UE, 2006, L 33/22 – L33/27.
- [4] Dyrektywa 2023/1791 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13.09.2023 r. w sprawie efektywności energetycznej. Dziennik Urzędowy UE, 2023, L 231/1.
- [5] Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022-2036. Urząd Regulacji Energetyki, 2023, <https://www.ure.gov.pl/-/Raport-Plany-inwestycyjne-w-nowe-moce-wytworcze-latach-2022-2036> (dostęp 24.04.2023).
- [6] Program polskiej energetyki jądrowej. Monitor Polski 2020, poz. 946.
- [7] Zaporowski B.: Sustainable Development of Generation Sources in National Power System. "Acta Energetica", nr 2/35, 2018, s. 57-63.
- [8] Rynek fotowoltaiki w Polsce. Instytut Energetyki Odnawialnej. Warszawa, 2024.
- [9] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. PSE SA, Warszawa 2022.
- [10] Hanzelka Z., Piątek K.: Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym. PWN, Warszawa 2024
- [11] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034. PSE SA, Warszawa 2024.
- [12] eferink R., Keyer C., Melentjev A.: Static Energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference. IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, No 5(4): 49-55, December 2017.
- [13] Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA, October 2021.
- [14] Energy storage: Enabling higher integration and utilisation of variable renewables. Eu-relectric position paper. October 2023.
- [15] Przygodzki M., Gwóźdź R., Jankowski B.: Analiza potrzeb wdrożenia magazynów energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, R. 100, NR 8/2024.
- [16] 2022 Grid Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. U.S. Department of Energy, 2022.
- [17] Magazynowanie energii elektrycznej. Raport URE. Warszawa, czerwiec 2024.

Analiza wpływu zmian rozliczeń instalacji fotowoltaicznych na ich efektywność techniczno- ekonomiczną

Izabela Prażuch
Politechnika Gdańska

Streszczenie

Globalna energetyka, zwłaszcza w krajach Europy znajduje się na progu radykalnej transformacji. Wymogi unijne mające na celu zminimalizowanie negatywnego oddziaływania zarówno na sieć elektroenergetyczną jak i środowisko oraz dofinansowania powodują, że instalacje fotowoltaiczne cieszą się nieustannym zainteresowaniem. Ze względu na rozwój oraz popularność technologii, koszt paneli maleje. W obliczu rosnących kosztów energii dla odbiorcy indywidualnego, jest to główna zachęta do inwestowania w tego typu źródła. Ponadto nie wymagają one stałego nadzoru, a koszty eksploatacji nie są wysokie. Dla sprawnej i efektywnej pracy indywidualnych instalacji fotowoltaicznych, przyjęty sposób rozliczeń jest zatem nadrzędnym aspektem wpływającym na zainteresowanie inwestycją w tego typu źródła. Zadaniem uwarunkowań formalno-prawnych jest stymulowanie działań mikro inwestorów.

Elementy współczesnych ekranowanych instalacji kablowych i połączeń wyrównawczych wspierające EMC - dobra praktyka i wytyczne producentów pierwotnych

Marek Trajdos
HELUKABEL Polska Sp. z o.o.

Wstęp

Obecnie zagadnienia kompatybilności elektromagnetycznej na terenie Europejskiego Obszaru Gospodarczego regulowane są za pomocą dyrektywy 2014/30/UE [1]. Wszystkie podmioty gospodarcze wprowadzające na ten rynek produkty kwalifikowane jako „aparatura” lub „instalacja stacjonarna” obojętnie czy drogą ich bezpośredniego wytworzenia, czy też importu urządzeń nowych lub użytkowanych uprzednio w innych obszarach są prawnie zobowiązane do spełnienia celów przez tę dyrektywę określonych.

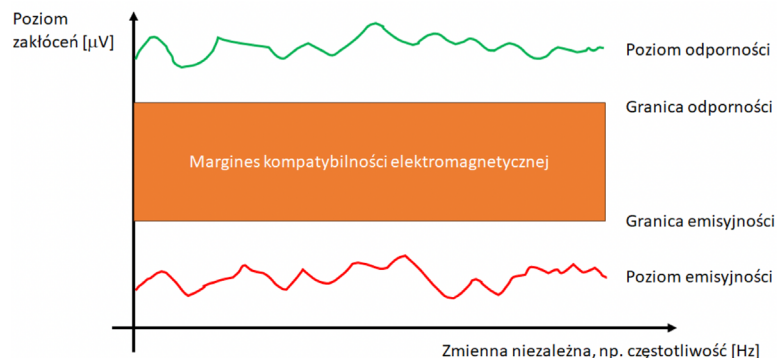
Generalnie chodzi o dopasowanie z jednej strony poziomu zakłóceń elektromagnetycznych wytwarzanych przez te produkty, a z drugiej taką ich konstrukcję, aby były one odporne na zakłócenia w ich otoczeniu, o ile są one utrzymywane (zgodnie z wymaganiami dyrektywy EMC) na określonym poziomie.

Mówiąc wprost dyrektywa stwarza ramy prawne do współistnienia urządzeń elektrycznych i elektronicznych na całym Europejskim Obszarze Gospodarczym.

Celem niniejszej pracy nie jest szczegółowa analiza norm EMC, lecz zwrócenie uwagi Czytelnika na istotność zachowania kompatybilności elektromagnetycznej i wskazanie podstawowych metod prowadzących do zachowania kompatybilności elektromagnetycznej.

W sensie gospodarczym, ponieważ całym na obszarze europejskim możliwy jest swobodny przepływ urządzeń muszą być spełnione zasadnicze wymagania bezpieczeństwa produktów i wzajemnego nie zakłócania swojej pracy (dopasowania) – rys. 1.

Rys.1. Poglądowe przedstawienie sposobu zapewnienia braku istotnego wzajemnego wpływu urządzeń na siebie w obszarze EMC.



Pojęcia podstawowe

Jak wspomniano we wstępie pod względem kompatybilności elektromagnetycznej wyróżniamy:

- „aparaturę” - czyli każde gotowe urządzenie lub ich kombinacje udostępnione na rynku jako pojedyncze jednostki funkcjonalne przeznaczone dla użytkownika końcowego i które mogą wytwarzać zaburzenia elektromagnetyczne, lub na których działanie takie zaburzenia mogą mieć wpływ i
- „instalacje stacjonarne” - czyli szczególne kombinacje kilku rodzajów aparatury oraz, w stosownych przypadkach, innych urządzeń, które są montowane, instalowane i których przeznaczeniem jest stałe użytkowanie w z góry określonym miejscu.

Z praktycznego punktu widzenia powyższy podział oznacza, że poziomy emitowanych zakłóceń oraz odporności na zakłócenia elektromagnetyczne w przypadku „aparatury” mogą być badane laboratoryjnie („aparatura” może być swobodnie przemieszczana i uznaje się iż jej właściwości elektromagnetyczne w wyniku przemieszczania nie ulegają istotnej zmianie), natomiast w przypadku „instalacji stacjonarnych” przemieszczenie w celu badania albo nie jest możliwe z powodu gabarytu (instalacji i laboratorium), albo zmiana miejsca zainstalowania spowoduje tak istotne zmiany poziomów zakłóceń i odporności, iż próba badania laboratoryjnego jest bezcelowa.

Zakłada się zatem, że kompatybilność elektromagnetyczną produktów potwierdza się w przypadku „aparatury” badaniami, a w przypadku „instalacji stacjonarnych” za pomocą poniższej zasady:

„Instalacja stacjonarna jest instalowana przy użyciu profesjonalnych metod inżynierskich i z uwzględnieniem informacji dotyczących użycia komponentów zgodnie z przeznaczeniem, mając na celu spełnienie zasadniczych wymagań [...]” [1].

Czytając powyższą definicję dostrzegamy kolejne bardzo ważne pojęcie: „użycie zgodne z przeznaczeniem”. Wiąże się ono ściśle z dwoma kolejnymi: producenta (pierwotnego) i zasadą „black box” (czarnej skrzynki). Ich zrozumienie pozwoli na skuteczne zaprojektowanie instalacji stacjonarnej.

Producent danego urządzenia, np. przemiennika częstotliwości ma pełną wiedzę o nim, również pod względem elektromagnetycznym. Urządzenie to musi spełniać (poza innymi wymaganiami) również zasadnicze wymagania EMC. Produkt w UE musi składać się z czterech elementów, aby te wymagania w sensie praktycznym i formalnym spełniać:

- produktu właściwego (tu: przemiennika częstotliwości)
- instrukcji (będącej właśnie wskazaniem sposobu użytkowania zgodnego z przeznaczeniem)
- deklaracji zgodności (będącej oświadczeniem producenta lub reprezentującego go podmiotu, że produkt spełnia wymagania EMC, na podstawie deklaracji producent przejmuje odpowiedzialność za dany wyrób)
- oznakowania CE na produkcie (będącego widocznym znakiem dla odbiorcy/użytkownika świadczącym o spełnieniu wymagań, tu: EMC; Uwaga: deklaracja zgodności UE dla kompatybilności musi być wystawiona przez producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela, lecz nie ma formalnego wymagania dołączania jej do każdego produktu, zatem decydujące jest oznakowanie CE).

Zatem użytkownik/projektant „instalacji stacjonarnej” na podstawie instrukcji jej poszczególnych komponentów ma prawo sądzić, że są one zgodne z dyrektywą EMC, oraz wie jak je prawidłowo użyć w instalacji, aby i ona wymagania EMC spełniała. Nazywamy to właśnie zasadą „black box”.

W procesach konstrukcji i projektowania bardzo ważne jest uwzględnienie docelowego środowiska elektromagnetycznego, w którym ma pracować dane urządzenie. Zgodnie z podstawowymi w tym zakresie normami [2, 3, 4, 5] wyróżniamy dwa środowiska:

- przemysłowe i
- mieszkalne, handlowe i lekko uprzemysłowione.

Generalnie można powiedzieć, że urządzenia przeznaczone do pracy w środowisku przemysłowym muszą cechować się z jednej strony większą odpornością na zakłócenia, a z drugiej mogą emitować większe zakłócenia. Urządzenia do pracy w środowisku mieszkalnym, handlowym i lekko uprzemysłowionym – odwrotnie. W obu przypadkach obowiązuje zasada przedstawiona poglądowo na rysunku 1.

Oczywiście producent powinien użytkownika jednoznacznie poinformować w instrukcji o przeznaczeniu danego urządzenia do określonego środowiska.

Trzy drogi osiągnięcia/potwierdzenia kompatybilności elektromagnetycznej [6]

Generalnie istnieją trzy sposoby projektowania instalacji – nie tylko w obszarze kompatybilności elektromagnetycznej (w tym rozdzielnic i sterownic jako ich głównych składowych):

- wykonywanie obliczeń,
- pomiary i
- stosowanie parametrów oraz metod powszechnie uznanych (obszar dobrej praktyki inżynierskiej).

Obliczenia niekiedy bywają trudne i obarczone są często znacznymi błędami będącymi skutkiem przyjęcia koniecznych założeń upraszczających.

Pomiary bywają kosztowne i nie zawsze są możliwe do przeprowadzenia („instalacje stacjonarne”) lub same metody pomiarowe mogą wprowadzać zakłócenia zmieniające wartości mierzone, zwłaszcza gdy nie dysponuje się wystarczającymi metodami laboratoryjnymi lub brak niekiedy bardzo zaawansowanych kwalifikacji merytorycznych.

Wydaje się, że stosowanie zaleceń producentów pierwotnych lub (znormalizowanych) zasad dobrej praktyki inżynierskiej stanowi w wielu przypadkach drogę optymalną.

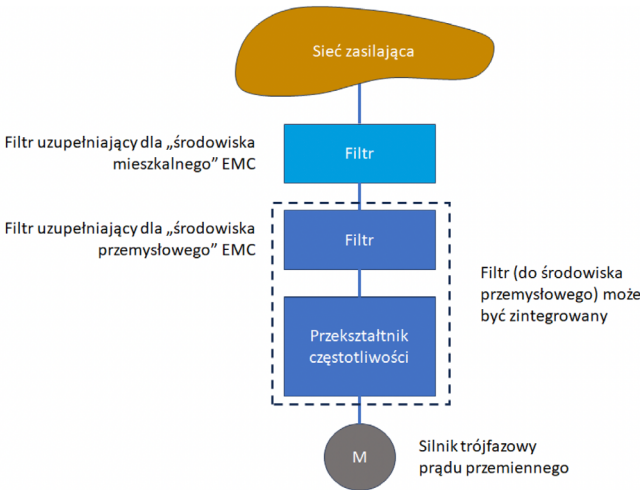
Często najlepszym rozwiązaniem jest jednak stosowanie metod hybrydowych: obliczeniowo-pomiarowo-inżynierskich (w oparciu o zasady znormalizowane uzupełnione wytycznymi producentów). Pozwala to na osiąganie najlepszych rezultatów przy najniższych kosztach.

Filtry sieciowe przekształtników częstotliwości

Liczne instalacje, np. grzewczo-wentylacyjno-klimatyzacyjne lub pompowe występować mogą w obu środowiskach EMC i w zależności od docelowego miejsca zainstalowania powinny spełniać różne kryteria, czyli zespół komponentów (aparatury) może być różny.

W wielu przypadkach (szczególnie przy mniejszych mocach przekształtników) spotyka się urządzenia ze zintegrowanymi filtrami od strony sieci zasilającej (określanymi często jako RF czy RFI). Filtry zintegrowane w celu zachowania jak największej elastyczności rynkowej produktu konstruuje się dla środowiska przemysłowego i udostępnia się do nabycia dodatkowe filtry (wzmacniające efekt filtracji) dla bardziej wymagającego środowiska mieszkalnego, handlowego i lekko uprzemysłowionego – rysunek 2.

Zatem projektując instalację stacjonarną należy bezwzględnie określić docelowe środowisko zastosowania.



Rysunek 2. Schemat poglądowy wyposażenia przekształtnika w filtry wejściowe.

Elementy systemu okablowania układu napędowego

Zgodnie z zasadami dobrej praktyki inżynierskiej można przyjąć następującą ogólną charakterystykę możliwych do zastosowania w układach przekształtnikowych rodzajów kabli [8] jak w tablicy (1).

Producenci pierwotni zestawów funkcjonalnych (tu: napędowych) rekomendują jakie wybrać kable/przewody i w jaki sposób je prowadzić. Projektanci/użytkownicy muszą się do tych wytycznych stosować, aby spełniać wymagania EMC (na zasadzie „black-box”).

Niezależnie od ekranowania kabli i przewodów należy skupić się na sposobie prowadzenia kabli [7, 8]:

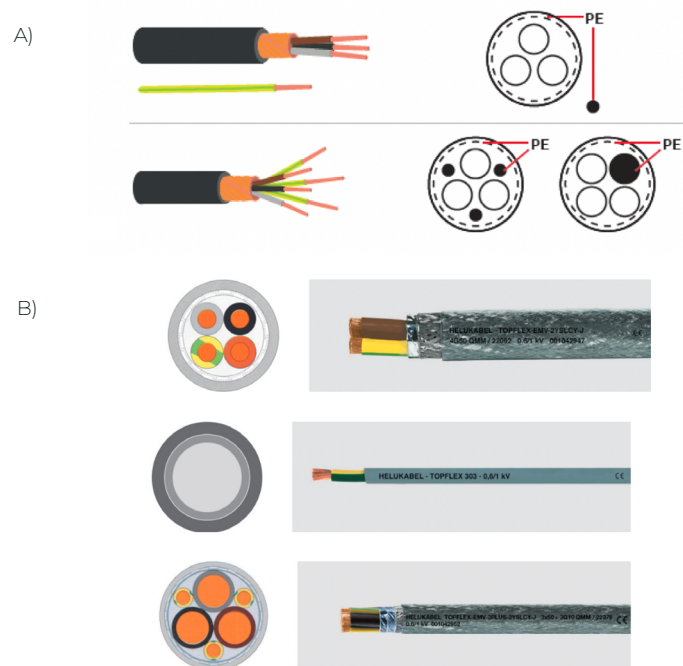
Tablica 1. Zestawienie generalnych właściwości elektromagnetycznych kabli spotykanych w praktyce.

Rodzaj kabla	Ogólne właściwości
Pojedyncze przewody	Nie zapewniają kompatybilności elektromagnetycznej. Pewną ochronę może zapewnić jedynie znaczne oddalenie kabli (na co w praktyce montażowej z reguły nie można sobie pozwolić z powodu braku miejsca)
Pojedyncze przewody ekranowane	Nie są powszechnie stosowane w przemyśle. Są używane do transmisji sygnałów wysokiej częstotliwości jako kable koncentryczne. Ekran jest tu stosowany jako żyła powrotna. Sygnały użyteczne są przekazywane do ekranu, co powoduje asymetryczne prądy zakłócające, szczególnie w systemach wieloprzewodowych. Ponadto takie przewody mają znaczną pojemność, która powoduje powstawanie znacznych prądów pasożytniczych
Przewody skręcone parami	Zapewniają one dobrą ochronę przed zakłóceniami magnetycznymi, jednak nie zapewniają ochrony przed polami elektrycznymi.
Przewody wielożyłowe	Zapewniają one dobrą ochronę przed zakłóceniami magnetycznymi, jednak nie zapewniają ochrony przed polami elektrycznymi. Niewielkie odstępy pomiędzy żyłami powodują znaczące efekty sprzęgania obwodów. Stanowi to problem, gdy żyły wykorzystujemy do wielu różnych obwodów elektrycznych.
Kable ekranowane	Prawidłowo zainstalowane zapewniają dobrą ochronę przed polami magnetycznymi i elektrycznymi.
Kable hybrydowe	Przenoszą sygnały o różnej czułości w ramach jednego kabla (np. kable enkoderowe, przenoszące również wartość temperatury silnika). Ich struktura jest zwykle dość złożona i producenci tego komponentu opracowują je do określonych zadań. Projektanci instalacji muszą dokładnie postępować według zaleceń producentów tych kabli.
Światłowodowy	Z punktu widzenia EMC są one idealne. Pola elektromagnetyczne ani połączenia wyrównawcze nie wpływają na jakość sygnałów. Nadają się zatem do obszarów, gdzie poziom zakłóceń jest ekstremalny i występują problemy z prawidłową ekwipotencjalizacją.

- wewnątrz szaf sterowniczych [8, 11]:
 - kable są izolowane elektromagnetycznie od wpływów zewnętrznych przez samą szafę,
 - połączenia kablowe są relatywnie krótkie,
 - połączenia kablowe powinny być w jak największym stopniu ekranowane, nawet na krótkich odcinkach,
 - kable przenoszące duże energie powinny być rozmieszczane w jak największej odległości od okablowania wrażliwego na zakłócenia (przenoszącego sygnały o małych energiach), w wypadku gdy kable/przewody te muszą się mijać, należy dążyć do takiego ich rozmieszczenia, aby działało się to pod kątemi jak najbardziej zbliżonymi do prostych,
 - kable ekranowane wprowadzane do szafy sterowniczej powinny zachowywać ekrany aż do samych urządzeń do których prowadzą, a filtry powinny być umieszczane jak najbliżej miejsc wprowadzenia kabli do wnętrza szafy sterowniczej,
 - kable należy prowadzić jak najbliżej płaszczyzn przewodzących,
 - ekrany należy łączyć z potencjałem masy na całym obwodzie ekranu (należy do tego celu wykorzystywać specjalistyczne komponenty, zgodnie z wytycznymi ich producentów,
 - w wypadku, gdy producenci komponentów oferują dodatkowe elementy wyposażenia służące do łączenia z masą, należy je stosować,
 - połączenia masy (i ekwipotencjalizujące elementów przewodzących) należy wykonywać w kształcie płaskim.
- na zewnątrz szaf sterowniczych [7, 8, 9, 11, rys. 3]:
 - kable należy prowadzić w metalowych korytach, najlepiej z jak najmniejszą perforacją,
 - kable wrażliwe należy na drogach kablowych układać tak, aby pomiędzy

nimi były jak największe dystanse,

- w przewodnikach kablowych należy korzystać z separatorów ustalających ich przebieg i odległości pomiędzy nimi,
- koryta kablowe należy łączyć na jak największych powierzchniach, w szczególności połączeniami płaskimi,
- kable szczególnie wrażliwe należy separować poprzez prowadzenie w oddzielnych korytach,
- biorąc pod uwagę, że pomiędzy kablami prowadzonymi blisko wspólnej powierzchni przewodzącej następuje sprzężenie oddziaływania poprzez niniejszą powierzchnię, należy rozważyć zastosowanie przewodów ekranowanych (metalowe koryto redukuje oddziaływanie kabli z otoczeniem wokół koryta, lecz wzmacnia oddziaływanie wewnątrz),
- ekrany kabli i przewodów należy łączyć z masą na obu końcach umożliwiając przepływ prądów pasożytniczych i ograniczając go do wybranej, minimalnej drogi. Jeżeli ekran posiada (jak w przypadku kabli dedykowanych do połączeń przekształtnik-silnik) znaczący przekrój poprzeczny i jest zdolny do przenoszenia znacznych wartości prądów (kilkadziesiąt amperów) to nie stanowi to problemu. W przypadku przewodów sygnałowych, również łączymy oba końce, lecz jeden z nich poprzez pojemność, aby stanowił on zwarcie (połączenie) jedynie dla wyższych harmonicznych,
- pomiędzy przekształtnikiem, a silnikiem można wykonać dodatkowe połączenie przewodem/kablem ochronnym, uzupełniając sumaryczny przekrój żył ochronnych wewnątrz kabla zasadniczego,
- kable do skrzynek zaciskowych silników powinny być wprowadzane za pomocą specjalnych dławic EMC [13].



Rysunek 3. Przekroje zalecanych
połączeń kablowych – A) wg [10];
B) wg [12]

Wnioski

1. Wraz ze wzrostem tempa postępu technicznego projektanci systemów elektrycznych i energoelektronicznych są zdani na rzetelne informacje pochodzące od producentów komponentów używanych w projektach. Jest to zasada „black box”.
2. Europejskie normy techniczne stanowią wykładnię dobrych praktyk inżynierskich i pozwalają na sprostanie wymaganiom dyrektywy EMC. Jest to zasada domniemania zgodności.
3. Systemy i urządzenia podlegające z racji swojej zasady działania wymaganiom dyrektywy EMC UE dzielimy na: aparaturę i instalacje stacjonarne, które mogą być projektowane zgodnie z zaleceniami producentów z pominięciem badań laboratoryjnych.

Literatura

- [1] DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2014/30/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej. Dziennik Urzędowy UE L 96 z dn. 29.03.2014, str. 79-106.
- [2] Norma PN-EN 61000-6-1:2008 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 6-1: Normy ogólne – Odporność w środowiskach: mieszkalnym, handlowym i lekko uprzemysłowionym. PKN Warszawa 2008
- [3] Norma PN-EN 61000-6-2:2008 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 6-2: Normy ogólne – Odporność w środowiskach przemysłowych. PKN Warszawa 2008
- [4] Norma PN-EN 61000-6-3:2008/A1:2012 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 6-3: Normy ogólne -- Norma emisji w środowiskach: mieszkalnym, handlowym i lekko uprzemysłowionym. PKN Warszawa 2008/2012
- [5] Norma PN-EN 61000-6-4:2008/A1:2012 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 6-4: Normy ogólne -- Norma emisji w środowiskach przemysłowych. PKN Warszawa 2008/2012
- [6] Norma PN-EN 61439-1:2021-10 Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe -- Część 1: Postanowienia ogólne. PKN Warszawa 2021
- [7] Norma PN-EN 60204-1:2018-12 Bezpieczeństwo maszyn -- Wyposażenie elektryczne maszyn -- Część 1: Wymagania ogólne.
- [8] Drive Engineering – Practical Implementation. EMC in Drive Engineering – Theoretical Principles – EMC-Compliant Installation in Practice, Edition. 04/2013, SEW Eurodrive.
- [9] Technical Guide No. 3 EMC compliant installation and configuration for z power drive system. ABB 2012
- [10] Application guide. Radio frequency interference in HVAC application. ABB 2018
- [11] Design Guide VLT AutomationDrive FC 301/032 0.25-75 kW, Danfoss A/S 2019.10
- [12] Kable i przewody. Katalog produktów ed. 28. Helukabel 2022.
- [13] Osprzęt kablowy (kompendium). Katalog produktów. Helukabel 2024

Przegląd doświadczeń z instalacją PV off-grid

Tomasz Nowak
Uniwersytet Morski w Gdyni

1. Wstęp

Rozwój elektroenergetyki w Polsce od jej zarania podlegał określonym fluktuacjom, zależnym od potrzeb i możliwości. W ujęciu historycznym w pierwszej kolejności powstawały systemy wyspowe oparte na dedykowanych elektrowniach ciepłych umieszczanych w poszczególnych miastach. Równolegle zaczęto wykorzystywać istniejącą infrastrukturę młynów wodnych i budowano małe elektrownie wodne o znaczeniu lokalnym jak również duże obiekty o znaczeniu państwowym. W czasach socjalistycznych elektroenergetyka była wyznacznikiem poziomu postępu, rozwoju kraju, bazowała na systemie scentralizowanym z dominującymi elektrowniami na paliwa kopalne. W czasach współczesnych, kiedy zagadnienia związane z obciążeniem środowiska oprócz kwestii technicznych systemu elektroenergetycznego stały się ważne, poszukiwanie rozwiązań mniej uciążliwych jest priorytetem współczesnych działań. Dostrzegając rozwijający się potencjał w elektroenergetyce odnawialnej a w szczególności w systemach fotowoltaicznych postanowiono w 2013 roku zbudować doświadczalną instalację off grid i poddać ją różnorodnym testom. Od tego czasu na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych wykonano stosowne prace modernizacyjne. Dziesięcioletni okres eksploatacji wymusił również wykonanie odpowiednich przeglądów i napraw. Ponadto jest on podstawą do weryfikacji założeń inwestycyjnych i oceny efektywności energetycznej badanej instalacji.

Przedstawione wyniki uzysku energetycznego są oparte na doświadczeniach wynikających z eksploatacji prezentowanej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja ta została wykonana w technologii z 2013 roku, tym samym odbiega parametrycznie od instalacji współczesnych. Po prezentowanym wstępie w rozdziale drugim przedstawiono podstawowe informacje na temat parametrów technicznych, usytuowania, pracy instalacji fotowoltaicznej. Rozdział trzeci poświęcony jest technicznej weryfikacji pracy instalacji pod kątem uzyskanej energii, sprawności, zwrotu nakładów, awaryjności i dodatkowych czynników. Artykuł zwięźczo podsumowaniem zawierającym analizę uzyskanych wyników wraz z odpowiednim komentarzem oraz przedstawiono bibliografię.

2. Obiekt

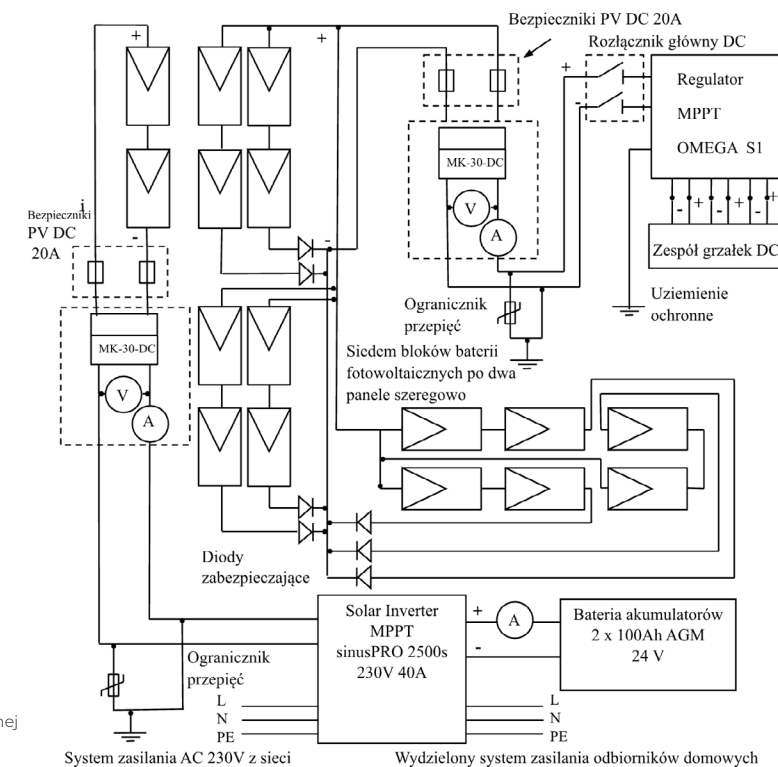
Prezentowana mikroinstalacja fotowoltaiczna poddana badaniom eksploatacyjnym została zamontowana na dachu budynku jednorodzinnego w Redzie w województwie pomorskim w listopadzie 2013 roku, a tym samym jej efektywna praca zaczęła się w roku następnym [1]. Założenia konstrukcyjne i projekt instalacji zakładał budowę układu autonomicznego z konwersją energii elektrycznej na energię ciepłą, kumulowaną w 120 litrowym wymienniku ciepła (bojlerze). Takie rozwiązanie przyjęto ze względów proceduralnych wówczas związanych z problemami dotyczącymi montażu dwukierunkowego licznika energii elektrycznej oraz chęcią wykorzystania 100% konwertowanej energii elektrycznej z energii słonecznej [2].

Pierwotny system fotowoltaiczny składał się z ośmiu (w 2013 roku topowych) paneli polikrystalicznych PV o maksymalnej mocy pojedynczego panelu 250 Wp. Szczytowa sumaryczna moc podstawowego układu fotowoltaicznego wyniosła 2 kWp. Koszt tej inwestycji w roku jej budowy wyniósł 12 tys. zł.

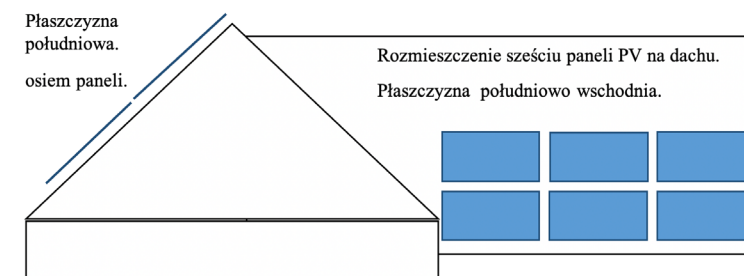
Niezadowolające wyniki eksploatacyjne tak skonfigurowanego systemu fotowoltaicznego (zbyt długa stała czasowa osiągania przez wodę akceptowalnych parametrów cieplnych) były powodem rozbudowy w 2019 roku, kosztem 3 tys. zł, układu fotowoltaicznego. System powiększono o cztery panele polikrystaliczne o mocy jednostkowej 270Wp. Tym samym zainstalowana moc maksymalna systemu wzrosła z 2 kWp do 3,08 kWp. Tak rozbudowany układ składał się z 12 paneli fotowoltaicznych połączonych w sześć sekcji równoległych po dwa panele połączone szeregowo. Dzięki temu pomimo braku symetryzatorów, system samoistnie, sprzętowo zmniejszał stopniowo moc proporcjonalnie do zaistniałych zacięń.

W 2022 roku na fali promocji systemów odnawialnych i chęci zbadania układu fotowoltaicznego współpracującego z elektrycznym bankiem energii dokonano kolejnej modernizacji, polegającej na dołożeniu do istniejącego układu dwóch niezależnych paneli polikrystalicznych o mocy 270 Wp, zamontowaniu dedykowanego układu solarnego UPS oraz zbudowaniu banku energii opartego na czterech akumulatorach AGM. Dedykowany układ zasilania podłączono do wydzielonych odbiorników domowych (rys.1.). Obecnie system składa się z 14 paneli zasilających dwa układy MPPT – napięciowy sterujący pracą grzałek banku ciepłego, prądowy sterujący zasilaniem wydzielonych odbiorników domowych i ładowania akumulatorów banku elektrycznego.

Panele na płaszczyźnie roboczej umieszczone są na dwóch wydzielonych partiach dachu o orientacji południowo - wschodniej i południowej w stosunku 43% (sześć paneli) na 57% (osiem paneli) mocy zainstalowanej. Panele rozmieszczone na klasycznym stelażu aluminiowym przytwierdzonym do dachu mocowaniami w postaci śrub wkręconych w krokwie (rys.2.). Ze względu na dopasowanie napięciowe (napięcie MPPT 52V) oraz sprzętową eliminację zacięń panele PV w początkowej fazie eksploatacji połączono w cztery sekcje. W 2019 roku powiększono układ o dwie sekcje a w 2022 o kolejną, lecz współpracującą z Inwerterem sinusoidalnym. Realny efektywny czas pracy mikroinstalacji przy dobrym nasłonecznieniu wynosi w czerwcu około 12 godzin, a styczniu 6 godzin. Czas pracy jest ograniczony ze względu na zacięcia występujące od pobliskiego lasu.



Rys. 1. Aktualny schemat badanej instalacji fotowoltaicznej PV (2024).



Rys. 2. Uproszczony schemat rozmieszczenia paneli fotowoltaicznych na dachu budynku mieszkalnego.

W tabeli 1 umieszczono podstawowe parametry elektryczne badanej instalacji fotowoltaicznej.

Nazwa	Typ / Ilość	Moc znamionowa	Napięcie, prąd znamionowy	Prąd zwarcia	Sprawność modułu	Współczynniki Temperaturowe ogniów	Wymiary paneli	Powierzchnia czynna systemu
Panel PV MaySun Solar	MS250P-60 8 sztuk	250 Wp ± 3 Wp	31 V 8,06 A	8,6 A	16,5 %	0,30%/°C napięcia jałowego, 0,04%/°C prądu maksymalnego, 0,40%/°C mocy maksymalnej,	1640 x 992 x 40mm	22,777 m²
	MS270P-60 6 sztuk	270 Wp ± 3 Wp	31 V 8,71 A	9,12 A	17 %			
-	Typ / Ilość	Napięcie,	Prąd znamionowy	Temperatura pracy	Łącze	Obudowa IP	-	-
Diody zabezpieczające	MC4-D15A 7 sztuk	1000 V / 600 V DC	15 A	-40°C + 85°C.	MC4	68	-	-
	Typ / Długość	Prze krój	Kolor izolacji	Napięcie	Rezy stanca izolacji	Napięcie probiercze badania 50Hz	Odporność na ogień	Normy
Kable solarne	Hi2222 APV 60 m	6 mm²	Czerwo-ny +, Czarny -	1,5 kV DC	1000 MΩ	3500 V	Dca	PN-EN 50618 PN-EN 60228
	Typ / Ilość	Max napięcie robocze	Prąd wyładowczy 8/20 μs	Poziomochronny	Zalecany bezpiecznik	Dopuszczalny prąd zwarcłowy	Czas reakcji	Temperatura otoczenia
Warystorowy ogranicznik przepięć	20T2T3-2-DC600 2 sztuki	600 V DC	40/20 kA	<3,2 kV	125 A gG	25 kA/AC	<25ns	-40 °C +80 °C
	Typ / Ilość	Napięcie,	Prąd znamionowy	-	-	-	-	-
Bezpieczniki	gPV 1000 V DC 20A 4 sztuki	1000 V DC	20 A	-	-	-	-	-
	Typ / Ilość	Napięcie pomiarowe,	Max prąd znamionowy	Max moc pomiarowa	Temperatura pracy	Rozmiar modułu	Napięcie zasilania modułu	Normy
Układy pomiarowe	PZEM-025 2 sztuki	0-300 V DC ± 1 %	100 A DC ± 1 %	30 kW DC ± 2 %	-	85,3 x 44 x 32 mm	115 - 230 V AC 50 Hz	-
	Circutor MK - 30 - DC 2 sztuki	0-125 V DC ± 0,5%,	30 A DC ± 0,5 %	4,5 kW DC ± 1%	0°C + 65°C.	-	5- 12 V DC	EC 61010-1, IEC 60664-1, EN 61000-6-3, EN 61000-6-1, IEC/EN 62053-3
	Typ / Ilość	Moc zespołu PV	Zakres regulacji MPPT	Histere za górna	Histere za dolna	Histereza CWU	Temperatura pracy	Grzałki 48V
Elektroniczny regulator MPPT instalacji CWU	Omega SI 1 sztuka	0,5-3,5 kW	40 – 90 V	0,5 – 8 V	0,5 - 25 V	0,5 – 5 °C	5°C + 40°C	H1 200 W H2 400 W H3 800 W
	Typ / Ilość	Moc chwilowa	Moc stała	Napięcie akumulatora	Prąd ładowania MPPT	Parametry wyjściowe przetwornicy	Napięcie instalacji PV	Zasilanie sieciowe
Inwerter Solarny z funkcją zasilacza awaryjnego z regulatorem	Sinus PRO S 2500S 1 sztuka	2500 VA	1800 W	24 V	40 A	230 V ± 3% 50 Hz ± 0,3Hz Tryby pracy PV-AC-BAT AC-PV-BAT PV-BAT-AC	30 – 100 V DC	140 - 270 VAC 45 - 65 Hz
	Typ / Ilość	Napięcie znamionowe	Pojemność	Waga	Oporność wewnętrzna	Efektywna pojemność w zależności od temperatury	Wymiary	Najwydajniejsza temperatura pracy
Akumulatory	PM-AGM-100AHM1 4 sztuki	12 V DC	100 Ah	27,7 kg	4,8 mΩ	40 °C - 103% 25 °C - 100% 0 °C - 86%	329 x 172 x 218 mm	25 ± 3°C

Tabela 1. Techniczna charakterystyka elektrycznych elementów składowych badanej instalacji PV

3. Historia pracy badanej instalacji fotowoltaicznej

Omawiana mikroinstalacja fotowoltaiczna od chwili uruchomienia została poddana dokładnym badaniom pod kątem sprawności technicznej i efektywności ekonomicznej. Z tego względu przeprowadzane są regularne przeglądy i oględziny oraz prowadzona jest automatyczna rejestracja parametrów elektrycznych pracy układu. Rejestracja obejmuje następujące parametry: aktualne napięcie, prąd, moc oraz zliczana jest uzyskana energia elektryczna. Dodatkowo pokazywane są parametry obsługi wymiennika CWU. W tabeli 2. przedstawiono roczne podsumowanej wyprodukowanej energii elektrycznej przed zwiększeniem mocy zainstalowanej. Tabela 3 prezentuje wyniki uzyskane po 30 % zwiększeniu mocy zainstalowanej układu zasilającego grzałki DC wymiennika ciepła. Ponadto w tabeli uwzględniono moc dostarczoną do systemu DC inwertera sinusoidalnego UPS SinusPRO zasilającego wybrane odbiorniki domowe (lodówka, zamrażarka, oświetlenie, piec CO), współpracującego z bankiem energii DC oraz siecią zasilającą. Układ ten ze względu na warunki nasłonecznienia pracuje w priorytetowym trybie PV - BAT - AC od marca do października oraz w trybie PV-AC-BAT w pozostałą część roku. W tabeli 4 umieszczono najistotniejsze zdarzenia eksploatacyjne zaistniałe podczas eksploatacji omawianej instalacji fotowoltaicznej.

I.p.	Data rocznego pomiaru	Energia wyprodukowana [kWh]	Suma energii wyprodukowanej [kWh]	Komentarz
1	13.12.2014	4	4	Dwa miesiące eksploatacji. Bardzo niekorzystne warunki nasłonecznienia.
2	15.12.2015	1420	1424	Klasyczna zmienna pogoda.
3	17.12.2016	1160	2584	Słoneczne i ponadprzeciętnie gorące lato.
4	16.12.2017	1301	3915	Klasyczna zmienna pogoda.
5	17.12.2018	1193	5108	Klasyczna zmienna pogoda.

Tabela 2. Roczna produkcja energii elektrycznej badanej instalacji fotowoltaicznej 2 kW przed rozbudową

I.p.	Data rocznego pomiaru	Energia wyprodukowana w układzie zasilania CWU [kWh]	Suma wyprodukowanej energii w układzie zasilania CWU [kWh]	Energia wyprodukowana w układzie zasilania SinusPRO [kWh]	Suma wyprodukowanej energii w układzie zasilania SinusPRO [kWh]	Suma całkowicie wyprodukowanej energii elektrycznej [kWh]	Komentarz
1	15.12.2019	1646	6754	-	-	-	Klasyczna zmienna pogoda.
2	15.12.2020	1775	8529	-	-	-	Klasyczna zmienna pogoda.
3	11.12.2021	1728	10257	-	-	-	Klasyczna zmienna pogoda.
4	11.12.2022	1571	11828	-	-	-	Klasyczna zmienna pogoda.
5	11.12.2023	1448	13276	616	616	13892	Klasyczna zmienna pogoda.
6	25.08.2024	1443	14719	403	1019	15737	Klasyczna zmienna pogoda.

Tabela 3. Roczna produkcja energii elektrycznej badanej instalacji fotowoltaicznej po zwiększeniu mocy do 3,1 kW (2019 r.) i do 3,6 kW (2022)

I.p.	Data zaistniałej sytuacji eksploatacyjnej	Problem	Konsekwencje	Rozwiązanie problemu	Uwagi
1	15.10.2014	-	-	-	Uruchomienie systemu
2	10.02.2016	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT Omega S1	Wyłączenie systemu uszkodzenie regulatora	Naprawa gwarancyjna	-
3	15.03.2018	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT Omega S1	Wyłączenie systemu	Zakup nowego akumulatora	Koszt 50zł Praca własna
4	15.10.2019	Nieszczelność dachu	Zacieki na suficie	Remont dachu i mieszkania	Zakup rusztowania remont Praca własna Koszt 4000zł
5	10.03.2020	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT Omega S1	Wyłączenie systemu	Zakup nowego akumulatora	Koszt 50zł Praca własna
6	19.07.2020	Pożar w rozdzielnicy PV	Uszkodzenie modułu pomiarowego Circutor MK – 30 – DC, rozłącznika, nadpalenie rozdzielnicy	Wymiana rozdzielnicy, modułu pomiarowego i innej aparatury o uszkodzonej obudowie	Koszt 1000zł Zaistnienie zagrożenia pożarowego budynku Naprawa praca własna
7	20.03.2022	Rozładowany akumulator zasilania regulatora MPPT Omega S1	Wyłączenie systemu	Zakup nowego akumulatora	Montaż podłączenia akumulatora w celu możliwości podładowywania zewnętrznego Praca własna Koszt 50zł
8	17.03.2022	Analiza połączeń elektrycznych instalacji	-	Wymiana uszkodzonych połączeń MC4	Koszt 50zł Praca własna
9	Cyklicznie co roku na wiosnę	Brudne panele	Obniżenie mocy paneli	Mycie	Wykorzystanie rusztowania Praca własna
10	Cyklicznie co roku na wiosnę	Mchy porosty pod panelami	Powód utrzymywania wilgoci Degradacja powierzchni dachu	Mechaniczne usuwanie	Wykorzystanie rusztowania Praca własna

Tabela 4. Zaistniałe problemy eksploatacyjne badanej instalacji fotowoltaicznej

Podstawowym kryterium budowy tej instalacji w 2013 r. była potrzeba zaopatrzenia gospodarstwa domowego w ciepłą wodę w okresie letnim przy wyłączonym piecu CO, przy jak najmniejszej ingerencji w istniejący system CWU oparty na podgrzewaniu wody grzałką elektryczną. Ponadto dodatkowym powodem była możliwość wykorzystania tej instalacji w celach badawczych.

Na podstawie zarejestrowanej efektywności energetycznej instalacji (tab. 2, 3) przeprowadzono stosowne analizy ekonomiczne w wariancie prostym i złożonym tzn. przy wykorzystaniu metody zwrotu bezpośredniego (metoda prostej stopy zwrotu kapitału) i metody decyzyjnej NPV [6]. W celu urealnienia sytuacji ekonomicznej przyjętego rozwiązania instalacji w dobie fluktuacji cen w rozpatrywanym czasie eksploatacji inwestycji przy wykorzystaniu metody NPV przyjęto wartość 5% stopy dyskonta, oraz 5% wzrost cen energii po 10 latach eksploatacji inwestycji. Dla

pierwszych 10 lat eksploatacji wprowadzono realne ceny energii na podstawie rachunków inwestora od 2014 roku.

W tabeli 5 przedstawiono wyniki analiz ekonomicznych dotyczących badanej instalacji przeprowadzonych przy pomocy ww. metod. Do obliczeń dla metody ekonomicznej prostej zwrotu kapitału przyjęto uśredniony koszt brutto 1 kWh dla taryfy G11 w omawianym okresie rejestrowanej pracy instalacji na poziomie 0,9 zł. Taki poziom uśrednienia wynika z analizy kosztów 1 kWh energii elektrycznej od 2014 roku i uwzględnieniu trendu kosztów w przyszłości w planowanym 25 letnim czasie eksploatacji instalacji. Dla metody NPV określono rzeczywisty koszt brutto 1kWh z 2014 roku i przyjęto 5% stopę zwrotu na podstawie danych maklerskich [3]. Aktualne poniesione koszty instalacji fotowoltaicznej (2024 r.) uwzględniające nakłady początkowe, dwie rozbudowy i konieczne naprawy wyniosły 27000 zł. (12000 zł pierwsza instalacja + 3000 zł pierwsza rozbudowa + 7000 zł druga rozbudowa + 5000 zł koszty eksploatacyjne). Analizę przeprowadzono w 2024 r. biorąc pod uwagę realnie poniesione koszty i uzyskane przychody energetyczne na dzień wykonania analizy ekonomicznej.

Rok	I.p.	Metoda zwrotu bezpośredniego bez kosztów eksploatacyjnych instalacji 2 kW [zł]	Metoda zwrotu bezpośredniego instalacji po pierwszej rozbudowie bez kosztów eksploatacyjnych 3,1 kW [zł]	Metoda zwrotu bezpośredniego instalacji po ostatecznej bez kosztów eksploatacyjnych 3,6 kW [zł]	Metoda zwrotu bezpośredniego instalacji po uwzględnieniu kosztów eksploatacyjnych 3,6 kW [zł]	Metoda NPV instalacji po ostatecznej bez kosztów eksploatacyjnych 3,6 kW [zł]	Metoda NPV instalacji po uwzględnieniu kosztów eksploatacyjnych 3,6 kW [zł]
2013	0	12000	15000	22000	27000	22000	27000
2014	1	-10718,4	-13718,4	-20718,4	-25718,4	-21114,2	-26114,2
2015	2	-9674,4	-12674,4	-19674,4	-24674,4	-20425,0	-25425,0
2016	3	-8503,5	-11503,5	-18503,5	-23503,5	-19638,3	-24638,3
2017	4	-7429,8	-10429,8	-17429,8	-22429,8	-18902,2	-23902,2
2018	5	-6287,2	-8948,4**	-15948,4**	-20948,8**	-17935,0	-22935,0
2019	5	-5144,7	-7350,9	-14350,9	-19351,3	-16875,3	-21875,3
2020	6	-4002,2	-5795,7	-12795,7	-17796,1	-15831,5	-20831,5
2021	7	-2859,7	-4381,8	-11381,8	-16382,2	-14821,3	-19821,3
2022	8	-1717,2	-2869	-9524,2***	-14524,6***	-13391,1	-18391,1
2023	9	-574,7	-1357	-9581,8	-12724,6	-12230,8	-17230,8
2024	10	567,8	-155	-7781,8	-10924,6	-10922,3	-15922,3
2025	11	1710,3	1357	-5981,8	-9124,6	-9613,8	-14613,8
2026	12	2285	2869	-4181,8	-7324,6	-8305,2	-13305,2
2027	13	3427,5	4381	-2381,8	-5524,6	-6996,7	-11996,7
2028	14	4570	5893	-581,8	-3724,6	-5688,2	-10688,2
2029	15	5712,5	7405	1218,2	-1924,6	-4379,7	-9379,7
2030	16	6855	8917	3018,2	-124,6	-3071,2	-8071,2
2031	17	7997,5	10429	4818,2	1675,4	-1762,7	-6762,7
2032	18	9140	11941	6618,2	3475,4	-454,2	-5454,2
2033	19	10282,5	13453	8418,2	5275,4	854,3	-4145,7
2034	20	11425	14965	10218,2	7075,4	2162,9	-2837,1
2035	21	12567,5	16477	12018,2	8875,4	3471,4	-1528,6
2036	22	13710	17989	13818,2	10675,4	4779,9	-220,1
2037	23	14852,5	19501	15618,2	12475,4	6088,4	1088,4
2038	24	15995	21013	17418,2	14275,4	7396,9	2396,9
2039	25	17137,5	22525	19218,2	16075,4	8770,8	3770,8

Tabela 5. Analiza ekonomiczna badanej instalacji fotowoltaicznej uwzględniająca różne zmiany modernizacyjne.

* Przyjęta średnia roczna wartość uzysku z instalacji 2 kW (1142,5 zł).
** Uruchomienie instalacji po pierwszej rozbudowie, przyjęta średnia roczna wartość uzysku z instalacji 3,1 kW (1512 zł), po czterech latach pomiaru.
*** Uruchomienie ostatecznego układu fotowoltaicznego z akumulatorowym bankiem energii, w następnych latach przyjęto średnią roczną wartość uzysku na poziomie 2000 kWh (1800 zł).

3. Podsumowanie

W literaturze, a w szczególności w mediach elektronicznych znajduje się szereg informacji na temat pracy różnych mikroinstalacji PV [3]. Większość zawartych tam tez (nie uwzględniając optymistycznych haseł głoszonych przez różnych zadowolonych właścicieli instalacji PV, nie popartych rzetelną analizą) kończy się następującą konkluzją iż, wykorzystanie tego rodzaju instalacji bez uzyskania dotacji jest nieopłacalne [4]. Dopiero dotacja sprawia, że inwestycja staje się interesująca dla inwestora, a średni okres zwrotu wynosi wtedy około 9 lat.

Wyżej przedstawiona analiza wyników uzyskana z eksploatowanej instalacji potwierdza takie wnioski. Jednocześnie praca instalacji wykazała iż, nie da się uniknąć kosztów eksploatacyjnych, które z czasem narastają znacznie pogarszając zakładane wyniki ekonomiczne.

Badana instalacja fotowoltaiczna została zrealizowana w okresie poprzedzającym szczyt zainteresowania inwestorów takimi rozwiązaniami energetycznymi. W całości została sfinansowana środkami własnymi inwestora. Ze względu na niezadawalające parametry pracy została poddana pierwszej modernizacji, następnie na fali rozwoju tej dziedziny elektroenergetyki głębokiej rozbudowie o system współpracujący z układem UPS opartym o elektryczny, akumulatorowy bank energii. Każda z tych modernizacji polepszyła parametry instalacji, jednocześnie podniosła znacznie koszty inwestycyjne. Szczególnie duży wzrost tych kosztów wynikł z wprowadzenia układu UPS z bankiem energii. Wszystko to sprawiło, iż zdyskontowany zysk z instalacji uzyska się po 19 latach eksploatacji a przy uwzględnieniu pojawiających się dodatkowych kosztów eksploatacyjnych po 23 latach eksploatacji (Układ nie poddany modernizacji zamortyzowałby się po 10 latach). Jednakże na korzyść tej inwestycji przemawia fakt, że pierwotna instalacja o mocy 2 kWp nie uwzględniając zmian wartości pieniądza w czasie zamortyzowała się po 10 latach pracy. Analizując w zasadzie słabe wyniki badanej instalacji należy uwzględnić parę faktów.

Po pierwsze jest to już długo pracująca instalacja, a więc komponenty jej są już przestarzałe i dodatkowo nie osiągają już parametrów znamionowych, gdyż uległy zużyciu eksploatacyjnemu.

Po drugie, duży wpływ na działanie instalacji ma jej budowa (podział na dwa kierunki świata) oraz występowanie zacienień. Analiza porównawcza osiąganych efektów, w stosunku do danych produkcyjnych wynikających z projektu, kształtuje się na poziomie 75% deklarowanej mocy.

Po trzecie wystąpienie dużych awarii po sześciu latach eksploatacji i konieczność ich usunięcia znacznie podważyły ekonomiczne podstawy pracy instalacji.

Po czwarte ostatnia modernizacja dotycząca rozbudowy o układ UPS z bankiem energii opartego o akumulatory AGM nie spełnia założeń. Po dwóch latach pracy tej części instalacji latem w konfiguracji priorytetu PV-BAT-AC a zimą PV-AC-BAT, akumulatory straciły już ponad 40% swojej pojemności i nie pracują efektywnie (układ przechodzi aktualnie na pracę AC po czterech godzinach po zmroku. Nowy układ czerpał energię z akumulatorów do świtu).

Jednak instalacja działa i po pierwsze zapewnia w okresie letnim tj od marca do października, dostarczanie energii do podgrzania CWU, po drugie jest źródłem energii dla układu UPS współpracującym z rozdzielonymi odbiornikami domowymi.

Niezadawalające efekty pracy tej instalacji wynikają również z faktu, iż powstała w okresie przed istniejącymi sposobami wsparcia rozwoju tej technologii i została wykonana w początkowej fazie jej rozwoju.

Bezpośrednie wnioski jakie się nasuwają to: najlepsza instalacja fotowoltaiczna to taka, która jest wykonana z wysokiej jakości materiałów, nowoczesna o dużej gęstości mocy i nie poddająca się szybko procesowi starzenia technologicznego, do której jest stosunkowo łatwy dostęp, umożliwiający realizację odpowiednich prac eksploatacyjnych. Wydaje się, iż takie kryteria spełniają nowoczesne instalacje zamontowane na pochylonych ramach umieszczonych na posesjach, placach, polach lub na dachach budynków gospodarczych lub płaskich dachach domów mieszkalnych [6].

Pomimo takiej konkluzji, na podstawie doświadczeń, należy pamiętać o tym, iż układy instalacji są układami podlegającymi procesom starzenia i wraz każdym rokiem eksploatacji rośnie prawdopodobieństwo zaistnienia awarii. Koszty jego usunięcia, mogą wydatnie wpłynąć na aspekt ekonomiczny inwestycji.

4. Literatura

- [1] <https://www.enis-pv.com/naslonecznienie-w-polsce.html> dostępność sierpień 2024
- [2] https://pdgr.urk.edu.pl/zasoby/98/2017_z4_a08.pdf dostępność sierpień 2024
- [3] <https://finanse-w-energetyce.cire.pl/pliki/2/20pstraspopr.pdf> dostępność sierpień 2024
- [4] <https://www.youtube.com/watch?v=LKxL4KyncVA> dostępność sierpień 2024
- [5] T. Nowak "Case study –based experience concerning technical and economical effectiveness resulting from the operation of photovoltaic installations" Scientific Journal of Gdynia Maritime University, No. 120/21, 7–21
- [6] M. Solińska, I. Soliński „Efektywność ekonomiczna proekologicznych inwestycji rozwojowych w energetyce odnawialnej” UWND Kraków 2003
- [7] David Martinko, Dusan Medved, Michal Kolcun, Damian Mazur: „Planowanie optymalnej wydajności domowej fotowoltaiki i magazynowania baterii z uwzględnieniem zwrotu z inwestycji” Przegląd elektrotechniczny, 01/2024, 105-111
- [8] Leszek Litzbarski, Marek Olesz, Konrad Seklecki: „Praktyka wykonywania pomiarów instalacji fotowoltaicznych prowadząca do określenia rzeczywistego stanu technicznego” Przegląd elektrotechniczny, 03/2024, 82-84

Dobór przetworników do mikroinstalacji PV

Konrad Seklecki
Leszek S. Litzbarski
Marek Olesz
Emanuel Gifuni
Grzegorz Redlarski
Politechnika Gdańska
Jacek Grochowski
Politechnika Poznańska

Streszczenie. Artykuł opisuje zalecenia związane z optymalnym doborem falowników do mikroinstalacji PV. Przedstawiono w nim różne rodzaje falowników stosowanych w instalacjach PV w zależności od ich typu i mocy. Niezależnie od przypadku należy zwrócić uwagę na maksymalne napięcie i natężenie prądu wejściowego danego urządzenia. Ważna jest odpowiednia jakość wykonania falownika oraz jego zgodność z obowiązującymi przepisami, o czym świadczą odpowiednie certyfikaty. Niedowymiarowanie mocy falownika w stosunku do szczytowej mocy instalacji PV skutkuje jego wydajniejszą pracą. Na podstawie analizy rzeczywistych przykładów mikroinstalacji PV stwierdzono, że w wielu przypadkach występuje problem z doborem odpowiednich falowników.

Abstract. The article describes recommendations related to the optimal selection of inverters for PV micro-installations. It presents different types of inverters used in PV installations depending on their type and power. Regardless of the case, attention should be paid to the maximum voltage and input current of the device. However, the appropriate quality of the inverter and its compliance with applicable regulations, as evidenced by appropriate certificates, are equally important. Undersizing the inverter in relation to the peak power of the PV installation results in its more efficient operation. Based on the analysis of real examples of PV micro-installations, it was found that in many cases there is a problem with the selection of appropriate inverters. [Selecting an inverter for a PV micro-installation]

Introduction

The main element of every photovoltaic installation are the PV panels, which are responsible for generating electricity. However, they would not be able to fulfil their task without other components such as: cabling, switches, mounting system, inverters, energy storage, etc. All these components, which contribute to the operation of the system, constitute an "equivalent system", usually indicated by the acronym BoS (Balance of System) [1]. A properly balanced PV system is characterized by high efficiency [2]. A modern PV installation should include a number of elements necessary for efficient and safe production of electricity. In addition to typical components such as PV panels, support structure, cabling and inverter, appropriate safety systems should also be included. In the case of some PV installations (off grid and hybrid), one of the BoS elements is also an energy storage facility enabling storage of generated surplus electricity (most often implemented in the form of battery rooms based on lead or lithium-ion batteries). The ratio of the BoS expansion costs to the expected financial benefits from such an investment should be analyzed for each individual case. A similar situation occurs with regard to systems increasing the safety of PV installation operation [3]–[6]. In certain situations, even significant financial outlays for additional safety systems may be justified in the face of potential losses resulting from a PV installation failures.

This article focuses on issues related to the correct selection of inverters for PV micro-installations (i.e. installations, which peak power do not exceed 40 kWp), which are the most common type of PV installation [7]. It describes the most frequently used technical solutions and the most important factors determining the optimal parameters of the inverter. In addition, it presents the results of experimental studies regarding the selection of the optimal power of the inverter. Furthermore, the selection of inverters was analyzed on the example of several real PV micro-installations located in different regions of Poland.

Types of inverters for PV micro-installations

Depending on the type of PV installation, inverters adapted to network operation, i.e. on-grid or island operation (off-grid) can be distinguished. The former enable connection to the power grid by adjusting the voltage of the photovoltaic installation to the grid voltage in order to transfer surplus electricity produced in it. The latter are used when it is not possible to connect to the power grid. In this case, surplus generated energy is stored in batteries constituting a local energy storage. There are also so-called hybrid inverters that combine the features of both of the above solutions.

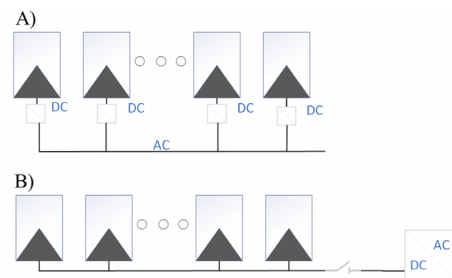


Fig. 1. PV micro-installation using: micro-inverters (A), central inverter (B)

Typical PV micro-installations are equipped with a central inverter to which PV modules are connected in series (Fig. 1A). This solution means that all modules must operate with the same power, which translates into a decrease in the efficiency of the system. An alternative is systems with microinverters, which involve the introduction of direct DC/AC conversion on individual panels (Fig. 1B). Their use improves the possibilities of expanding the installation and minimizes losses associated with partial shading of the panels. Microinverters sometimes have a module enabling remote communication, which allows monitoring the operation of each module separately. This allows for a detailed examination of the operating conditions of the installation and their optimization. Unfortunately, the use of microinverters is associated with an increase in installation costs and a reduction in its operating time [8]. These elements are exposed to operation in extreme conditions (large temperature gradients up to 120 °C, precipitation, etc.), which reduces their service life and increases the risk of failure. It should also be taken into account that all operating activities are significantly difficult due to the location of the microinverter directly next to the PV panel. According to many PV system installers, in most cases access to the microinverters is difficult. In order to perform service activities, it is usually necessary to dismantle one or even several PV panels, which significantly complicates and prolongs the repair process.

It should be also mentioned that there are single-phase and three-phase inverters. The former are most often used in low-power installations, because according to the recommendations of the EN 50438 standard, the rated current of a single phase should not exceed 16 A [9], which in the case of a standard voltage of 230 V translates into a power of 3.68 kW. The latter is used in higher power installations, as they allow for limiting the current value and evenly introducing energy into each phase. This affects smaller voltage fluctuations in the network and allows for the use of smaller cross-sections of wires.

Major criteria for inverter selection

The criteria for selecting an inverter for an installation vary depending on its type. In the case of an installation using microinverters, it should be checked whether the open circuit voltage (U_{oc}) and short circuit current (I_{sc}) of a single module do not exceed the maximum value supported by the device. Traditional PV micro-installations with a central inverter should be designed in such a way that the voltage generated by the individual strings falls within the range of the inverter input voltage. In addition, the permissible number of strings supported by a given inverter and its maximum input current should be taken into account. The International Protection Rating (IP) that determines the location of the inverter installation is also important - in the case of outdoor applications, IP65 or higher is required [10]. Regardless of which of the above technical solutions will be used, it is worth considering that they have appropriate certificates proving their quality, which translates into long-term failure-free operation. In addition, such devices provide output parameters compatible with the power grid and meet legal requirements. For economic reasons, it is also worth paying attention to the efficiency of the inverter, because devices with higher efficiency provide better energy conversion and lower losses. Additionally, it is worth considering the use of inverters with built-in protection (e.g. against overvoltages) and the ability to monitor the condition of the PV installation. This significantly improves the operational safety of a given PV system [11].

Another aspect is the issue of selecting the appropriate ratio of the peak power of the PV installation (P_{pv}) to the rated power of the inverter (P_{inv}). This problem concerns primarily systems with a central inverter. This issue is not regulated by law, but inverter manufacturers recommend that the value of $P_{inv}/P_{pv} < 1$. The need to undersize the inverter power results from ensuring optimal conditions for its operation - it achieves the highest efficiency when working under rated load [12]. The power of the PV installation is usually determined in the so-called STC (Standard Test Conditions) or NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) conditions, but in reality the achieved values of this parameter are significantly lower [13]. The actual performance of the PV installation should be determined based on properly conducted as-builts measurements [14].

Optimal selection of PV inverter power

In order to illustrate the issue of selecting the inverter power for a PV installation, an experiment was conducted using a three-phase HPT-4000 inverter ($I_{max} = 15.6$ A; 180 V $< U_{pv} < 850$ V; $P_{inv} = 4$ kW). The Keysight PV8921A PV installation simulator was used in the investigations, which has the following parameters: $U_{out} = 1500$ V; $I_{max} = 30$ A $P_{max} = 20$ kW. The measurements were carried out employing MI2292 power quality analyser. In Fig. 2 is presented the dependence of the inverter efficiency ($\eta = P_{ac}/P_{dc}$) in a function of a power generated by the PV installation. It can be observed, that the efficiency of the energy conversion process is highest when the inverter input is loaded with power close to its maximum power. Exceeding the P_{inv} results in the activation of the built-in protections, therefore the η value drops. The efficiency of the inverter also decreases when it is underloaded. In addition, the Total Current Distortion coefficient (THDI) increases, which reflects the quality of the generated electricity [15]. In Fig. 3 shown, that both the maximum and minimum values of the mentioned coefficient decrease with the load on the

inverter, which indicates a decrease in the share of higher harmonics in the waveform of the generated current.

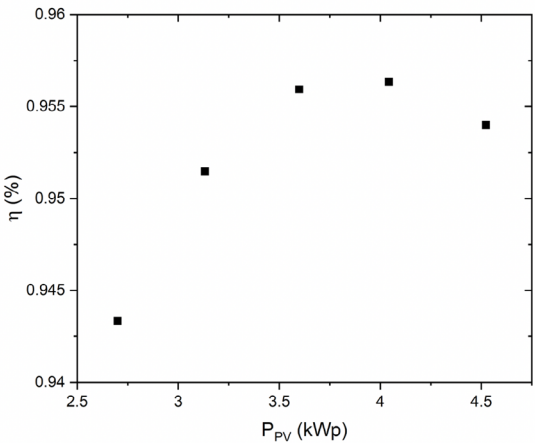


Fig. 2. The efficiency of PV inverter in a function of power of PV installation

It should be emphasized here, that the actual power of the PV installation is lower than P_{PV} , therefore it is recommended to use inverters with lower power. On the other hand, it is necessary to avoid a situation in which the inverter is unable to process the supplied electrical energy due to too low power. The optimal selection of the inverter is based on the fact that the energy losses resulting from the power limitation are lower than the increased energy gain resulting from the higher efficiency of the inverter.

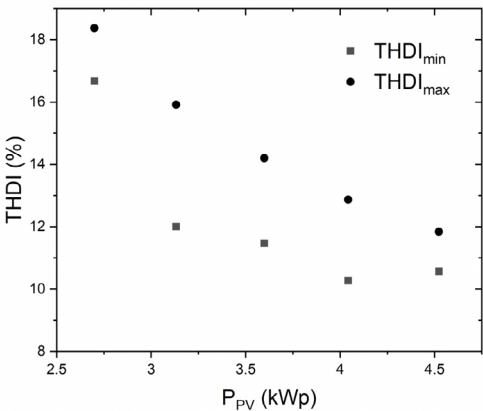


Fig. 3. The Total Current Distortion coefficient in a function of power of PV installation

PV Inverter Selection Case Study

In order to better illustrate the issue of selecting inverters for PV micro-installations, 14 real cases were analyzed. The research object was PV micro-installations located in northern Poland, which were checked in the context of the correctness of the inverter selection. The obtained results are gathered in Table 1.

P_{PV} [kWp]	P_{inv}/P_{PV}	$I_{PV} < I_{max}$	$U_{min} < U_{PV} < U_{max}$
1.92	1.07	NO	NO (U_{PV} too high)
2.40	1.07	NO	NO (U_{PV} too high)
6.40	1.13	NO	YES
7.04	1.07	NO	NO (U_{PV} too high)
7.36	1.03	YES	NO (U_{PV} too high)
8.00	1.01	YES	NO (U_{PV} too high)
11.20	1.04	YES	NO (U_{PV} too high)
12.00	1.07	YES	YES
14.4	1.06	YES	YES
18.56	1.02	YES	NO (U_{PV} too high)
21.6	1.04	NO	NO (U_{PV} too high)
26.88	1.04	NO	NO (U_{PV} too high)
29.12	1.06	NO	NO (U_{PV} too high)
36.80	1.03	NO	NO (U_{PV} too high)

Table 1. Summary of real cases of PV micro-installations in the context of the correctness of the inverter selection

It can be observed that the main problem related to the selection of inverters is their oversizing in relation to the PV installation. In all the cases examined, the P_{inv}/P_{PV} ratio was higher than 1, which, as shown above, is associated with reduced installation efficiency, i.e. lower power generated to the power system. In addition, the use of an oversized inverter increases the cost of the PV installation, thus extending the payback period. Another issue concerns exceeding the maximum permissible inverter current (I_{max}), which occurred in more than 57% of cases. This situation is potentially dangerous because it can lead to overheating of the inverter components and, consequently, to fire. It is also worth mentioning that in almost 79% of the examined cases the maximum permissible voltage (U_{max}) was exceeded, which may result in a shortened lifespan of the inverters.

Conclusions

The appropriate selection of an inverter for a PV micro-installation is crucial due to aspects related to efficiency and operational safety. The principles of selecting inverters vary depending on the type of PV installation (installation with a central inverter or microinverters) and its power (in the case of installations with higher power, three-phase inverters are usually used). Nevertheless, care should be taken not to exceed the maximum permissible values of input voltage and current for a given device. Moreover, the designer should ensure that the components

used are characterized by high quality of workmanship and comply with applicable regulations, as evidenced by appropriate certificates. It is also worth choosing inverters with higher efficiency. Another issue is the selection of the optimal power of the inverter for a PV micro-installation. Undersizing the inverter in relation to the power of the PV installation results in a higher electrical energy yield due to its more efficient operation. Furthermore, in the long term, P_{pv} decreases due to the aging processes of PV modules, which additionally reduces the efficiency of micro-installations with underloaded PV inverters. Analysis of real cases has shown that there are problems with the appropriate selection of inverters for PV micro-installations (especially with the appropriate selection of P_{inv}/P_{pv}). In this matter, specialist software such as BlueSol [16] can be helpful, however, the final decision on the selection of specific components always remains with the designer.

Thanks to ERKON Tech Sp. z o.o. for providing the data necessary for the analyses described in this article.

References

- [1] F. Baumgartner, "5 - Photovoltaic (PV) balance of system components: Basics, performance," in *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, N. Pearsall, Ed. Woodhead Publishing, 2017, pp. 135–181.
- [2] N. G. Dhere, "Reliability of PV modules and balance-of-system components," in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005, 2005, pp. 1570–1576, doi: 10.1109/PVSC.2005.1488445.
- [3] L. Litzbarski, M. Olesz, K. Seklecki, and M. Nowak, "Ryzyko strat odgromowych a systemy fotowoltaiczne," *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 293–295, 2023.
- [4] H. Boryń, "Ochrona odgromowa fotowoltaicznych źródeł energii elektrycznej," *Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki i Autom. Politech. Gdańskiej*, pp. 21–26, 2010.
- [5] K. Seklecki, L. Litzbarski, K. Wójcik, Z. Cieślakowska, M. Włas, and J. Grochowski, "Instalacje fotowoltaiczne w budownictwie wielorodzinnym," *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 79–81, 2024.
- [6] M. C. Falvo and S. Capparella, "Safety issues in PV systems: Design choices for a secure fault detection and for preventing fire risk," *Case Stud. Fire Saf.*, vol. 3, pp. 1–16, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.csfs.2014.11.002>.
- [7] M. Sarniak, "Fotowoltaika w układach zasilania budynków," *Elektro Info*, vol. 9, pp. 64–68, 2015.
- [8] Ö. Çelik, A. Teke, and A. Tan, "Overview of micro-inverters as a challenging technology in photovoltaic applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3191–3206, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.024>.
- [9] K. Sereja and R. J. Kedrychowski, "System zarządzania siecią nn w świetle wymagań normy PN-EN 50438," *Pozn. Univ. Technol. Acad. Journals*.
- [10] PN EN 60529 : 2003 AC 2017 Degrees of protection provided by enclosures (IP Code). 2003.
- [11] K. Sarita, R. K. Saket, and B. Khan, "Reliability, availability, and condition monitoring of inverters of grid-connected solar photovoltaic systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 17, no. 7, pp. 1635–1653, 2023, doi: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12700>.
- [12] M. Pilinski, "Optymalny dobór falownika do instalacji PV," *GLOBEnergia: Odnawialne Źródła Energii*, no. 2, 2018.
- [13] H.-F. Tsai and H.-L. Tsai, "Implementation and verification of integrated thermal and electrical models for commercial PV modules," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 654–665, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.11.014>.
- [14] L. Litzbarski, M. Olesz, and K. Seklecki, "Measurement practice of photovoltaic installations leading to the determination of the actual technical condition; [Praktyka wykonywania pomiarów instalacji fotowoltaicznych prowadząca do określenia rzeczywistego stanu technicznego]," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 2024, no. 3, pp. 82 – 84, 2024, doi: 10.15199/48.2024.03.14.
- [15] J. A. Pomilio, J. P. Bonaldo, H. K. Morales-Paredes, and P. Tenti, "About power factor and THDi in the smart micro-grid scenario," in *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/COBEP.2015.7420183.
- [16] K. Kut Paweł and Nowak, "Design of Photovoltaic Systems using Computer Software," *J. Ecol. Eng.*, vol. 20, no. 10, pp. 72–78, 2019, doi: 10.12911/22998993/112907.

Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – wybrane aspekty

Waldemar Dołęga
Politechnika Wrocławska

Wprowadzenie

Krajowa sieć elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nN (0,4 kV). Sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej i odgrywa kluczową rolę w zasilaniu odbiorców, decydując o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych [1].

W kraju użytkowanych jest łącznie 875 861 km linii elektroenergetycznych, w tym 34 376 km linii 110 kV, 321 089 km linii SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia [2]. Stanowi to odpowiednio: 3,9%, 36,7% i 57,6% łącznej ich długości. Ponadto użytkowanych jest łącznie 273 278 stacji elektroenergetycznych, w tym 1 597 stacji 110 kV oraz 271 571 stacji SN, co stanowi to odpowiednio: 0,58% i 99,38% łącznej ich liczby [2]. W stacjach 110 kV użytkowanych jest 2915 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 268 695 transformatorów SN/hn i 1 251 transformatorów SN/SN [2].

Nadzór nad siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., oraz Stoen Operator Sp. z o.o. [2].

Właściwe funkcjonowanie krajowej sieci dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sieć ta funkcjonuje w dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach. Wprawdzie krajowa sieć dystrybucyjna jest obecnie przystosowana do występujących typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynika bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek coraz częściej występujących na terenie kraju ekstremalnych warunków pogodowych [3]. W przyszłości natomiast obecna dystrybucyjna infrastruktura sieciowa będzie niewystarczająca w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i w świetle transformacji sieci dystrybucyjnej. Konieczna będzie jej intensywna rozbudowa i przebudowa oraz gruntowna modernizacja, co będzie stanowiło ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej jak i finansowej.

Transformacja energetyczna

Transformacja energetyczna oznacza proces modyfikacji gospodarki krajowej na bardziej zrównoważony, a więc mniej zależny od paliw kopalnych i bardziej efektywny energetycznie. W perspektywie długoterminowej wiąże się to z przejściem do gospodarki zeroemisyjnej i ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych. W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w obszarze wytwarzania wiąże się to z odchodzeniem od źródeł energii opartych na paliwach kopalnych i zastąpienie ich przez odnawialne źródła energii (OZE), co oznacza m.in. zmianę miksu energetycznego w krajowym sektorze wytwórczym.

Zagadnienie transformacji energetycznej należy obecnie do najważniejszych wyzwań stojących przed Polską. W procesie tym jedną z istotnych ról będzie odgrywała sieć elektroenergetyczna zarówno przesyłowa jak i dystrybucyjna, która również musi zostać poddana procesowi efektywnej transformacji polegającej na jej rozbudowie, przebudowie, modernizacji oraz intensyfikacji jej wykorzystania.

W obszarze sieci dystrybucyjnej obserwuje się dynamiczne zmiany na rynku energii, dotyczące bezpośrednio działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, co można uznać już za początkową fazę transformacji. Intensywnie wzrasta liczba i moc zainstalowana instalacji OZE, szczególnie instalacji prosumenckich, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Następuje znaczny rozwój elektromobilności i instalowane są punkty ładowania pojazdów elektrycznych. Następuje przyłączanie pierwszych magazynów energii. Trwa proces instalowania na masową skalę liczników zdalnego odczytu. Realizowane są intensywne działania mające na celu uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych, szczególnie w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu [1]. Jest realizowany proces kablowania sieci, zwłaszcza w odniesieniu do sieci SN. Zwiększa się poziom automatyzacji sieci dystrybucyjnej i coraz częściej wykorzystuje się systemy sterowania i nadzoru (dyspozytorskie). Stosuje się rozwiązania mające na celu zapewnienie: łączności, cyberbezpieczeństwa i niezakłóconej obsługi stale rosnącej liczby odbiorców końcowych. W sieciach dystrybucyjnych jest realizowana współpraca ze znaczną liczbą podmiotów. To tylko niektóre ze zjawisk i procesów, które występują obecnie. W powiązaniu z prognozami dotyczącymi wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną oraz koniecznością poprawy jakości, niezawodności i bezpieczeństwa dostawy energii do odbiorców końcowych wymaga to realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji sieciowych w obszarze sieci dystrybucyjnej związanych z rozbudową, przebudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury sieciowej. Przy czym w pierwszej kolejności powinny one obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nN i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich [3].

Krajowa sieć dystrybucyjna musi sprostać dodatkowo wyzwaniom stawianym przez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej i podjąć nowe działania, które polegają m.in. na konfigurowaniu dwukierunkowej pracy sieci, zapewnieniu wysokiej elastyczności systemu, czy umożliwianiu lokalnego bilansowania [4].

Efektywna transformacja sieci dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści dla gospodarki, nadaje bowiem energetyce wymiar lokalny i umożliwi docelowo świadczenie profesjonalnych, nowoczesnych, innowacyjnych usług dla końcowych odbiorców energii [4].

Podstawą transformacji jest wieloletni proces inwestycji rzeczowych w obszarze sieci dystrybucyjnych, którego zakres i dynamika są ściśle powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą operatorzy systemów dystrybucyjnych.

Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej powinna być realizowana w sposób zaplanowany, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne [4].

Transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej

Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają świadomość wyzwań w obszarze transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej przed jakimi stoją, dlatego podpisali w dniu 07.11.2022 r. Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki [4], która ma na celu skuteczne przeprowadzenie realnej i efektywnej transformacji energetycznej sektora dystrybucji. Aby było to możliwe przeprowadzono diagnozę kluczowych potrzeb rozwojowych i inwestycyjnych OSD do 2030 r., zidentyfikowano narzędzia (scenariusze inwestycyjne), określono sposoby i źródła finansowania (taryfa, środki pomocowe), dokonano ocenę wpływu realizacji programu inwestycyjnego na otoczenie (wpływ na taryfę i beneficjentów), zaproponowano zmianę i dostosowanie modelu regulacyjnego OSD umożliwiające wsparcie aktywności inwestycyjnej OSD oraz przedstawiono wymagane zmiany legislacyjne ułatwiające inwestycje sieciowe i pozyskiwanie na nie środków pomocowych.

W ramach tej karty określono priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych. Obejmują one działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu (smart metering, AMI) oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD [4-6].

Elektryfikacja ma związek zarówno z przyłączaniem do sieci nowych odbiorców jak i wzrostem zapotrzebowania na moc przyłączeniową u odbiorców istniejących. Elektromobilność obejmuje przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych i innych środków transportu oraz infrastruktury kolejowej i tramwajowej. Wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii dotyczy przyłączania do sieci zarówno OZE jak i magazynów energii oraz tworzenia potencjału dla takiego przyłączania. Wzrost odporności sieci na działanie ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych wiąże się z realizacją inwestycji zwiększających bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej. Odtworzenie i modernizacja infrastruktury sieciowej z uwzględnieniem zmiany technologii wiąże się z realizacją inwestycji wynikających ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury sieciowej. Cyfryzacja i automatyzacja obejmuje aktywne zarządzanie systemem dystrybucyjnym. W obszarze sieciowym wiąże się to z automatyzacją sieci i tworzeniem sieci inteligentnych, natomiast w obszarze łączności

i informatyki dotyczy bezpieczeństwa cybernetycznego, systemów łączności krytycznej i rozwoju innych systemów informatycznych niezbędnych dla właściwego funkcjonowania OSD. Działania dotyczące liczników zdalnego odczytu wiążą się z zabudową liczników zdalnego odczytu, zarówno u odbiorców jak i w stacjach elektroenergetycznych należących do operatorów systemów. Pozostałe projekty wspierające działalność OSD obejmują infrastrukturę wspierającą realizację procesów biznesowych operatorów systemów dystrybucyjnych i dotyczą m.in.: budynków i budowli, transportu, narzędzi i sprzętu specjalistycznego, diagnostyki sieci.

Realizacja wymienionych działań przez operatorów systemów dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści. W przypadku rozwoju sieci niezbędnego dla przyłączania nowych odbiorców, odnawialnych źródeł energii, magazynów energii elektrycznej czy elektromobilności korzyści wynikają m.in. z: rozbudowy sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączania, co tworzy potencjał dla rozwoju gospodarczego i bytowo-komunalnego, lokalnych rynków pracy itd.; przejścia na gospodarkę niskoemisyjną; rozwoju transportu elektrycznego; ograniczenia emisji gazów cieplarnianych; tworzenia nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla odnawialnych źródeł energii. W przypadku zmiany struktury sieci elektroenergetycznej z napowietrznej na kablową korzyści obejmują m.in.: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej; poprawę parametrów jakości energii elektrycznej oraz poprawę komfortu życia i efektywności prowadzenia działalności gospodarczej. W przypadku cyfryzacji i automatyzacji korzyści obejmują: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; poprawę parametrów i wskaźników jakości energii elektrycznej; zwiększenie efektywności zarządzania siecią elektroenergetyczną; poprawę elastyczności pracy sieci; umożliwienie aktywnego udziału odbiorców w rynku energii. W przypadku liczników zdalnego odczytu korzyści obejmują: zwiększenie możliwości dostępu do informacji pomiarowych; zwiększenie efektywności zarządzania siecią; stworzenie możliwości oferowania nowych usług na rynku energii; ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej; zwiększenie świadomości odbiorców w zakresie zarządzania energią elektryczną oraz umożliwienie aktywnego udziału klientów w rynku energii.

Każdy z operatorów systemów dystrybucyjnych ma zróżnicowaną grupę projektów inwestycyjnych, które uznaje za kluczowe i realizuje je w pierwszej kolejności przeznaczając na nie możliwie najwięcej środków finansowych. W przypadku operatora - PGE Dystrybucja kluczowe projekty inwestycyjne obejmują: program kablowania sieci SN; program instalacji liczników zdalnego odczytu; program budowy sieci łączności specjalnej na potrzeby świadczenia różnych usług LTE450; projekt budowy Centralnej Dyspozycji Mocy - PGE Dystrybucja do zarządzania liniami 110 kV należącymi do operatora; system informatyczny wspomagający realizację kluczowych dla operatora procesów związanych z ewidencją, utrzymaniem i rozwojem zarządzanej infrastruktury sieciowej - System Technicznego Zarządzania Majątkiem Sieciowym oraz przygotowanie systemów informatycznych do nowego modelu wymiany informacji na rynku energii - Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE) [7]. Powstanie CSIRE ma kluczowe znaczenie dla rozwoju rynku energii elektrycznej w kraju i poprawy wykorzystania zasobów KSE.

Zagrożenia transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga, jak wspomniano, realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji w obszarze sieci dystrybucyjnej. Szacuje się, że wymagają one poniesienia nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 130 mld zł do 2030 r. [6]. Takie środki pozwolą na rozwój sieci dystrybucyjnej niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów energii oraz elektromobilności, który umożliwi na zwiększenie mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii (łącznie z udziałem prosumentów) do poziomu ok. 50 GW [6]. Ponadto środki te pozwolą na cyfryzację i automatyzację sieci dystrybucyjnej i usług realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych co pozwoli na zwiększenie elastyczności sieci, wsparcie transformacji rynku energii, w tym zwiększenia aktywności uczestników rynku oraz rozwoju nowych produktów i usług. Dodatkowo środki te pozwolą na zainstalowanie liczników zdalnego odczytu (smart metering): rozliczeniowych u wszystkich końcowych odbiorców energii elektrycznej i bilansujących we wszystkich stacjach SN/nn. Ponadto środki te pozwolą na realizację strategicznych inwestycji przyłączeniowych oraz przyłączeń o ponad 2 mln nowych odbiorców [6].

Wymieniona kwota środków finansowych jest bardzo duża i przekracza znacznie możliwości finansowe OSD wynikające z modelu regulacyjnego (taryfa) i planowanych dostępnych środków pomocowych. Obecne środki pozwalają jedynie na częściowe sfinansowanie koniecznych inwestycji, brakuje bowiem ok. 38 mld zł [6]. Dlatego konieczna jest zmiana obecnego modelu regulacyjnego wraz z jednoczesnym zwiększeniem poziomu środków pomocowych.

Obok aspektów finansowych podstawowym zagrożeniem dla procesu transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej są istniejące regulacje prawne dotyczące przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych, które znacznie utrudniają realizację procesu inwestycyjnego stwarzając bariery i utrudnienia w każdym obszarze.

Przepisy prawne dotyczące budowy, rozbudowy i modernizacji linii i stacji elektroenergetycznych są rozproszone w wielu ustawach, nieprecyzyjne, niespójne, niekiedy sprzeczne i często się zmieniają na skutek wielokrotnych nowelizacji [8]. Odnoszą się głównie do obiektów kubaturowych, a nie liniowych. Utrudnienia z nich wynikające powodują powstanie barier prawnych i administracyjnych skutecznie ograniczających szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego i stanowiących znaczne obciążenie finansowe dla OSD.

Niewłaściwe uregulowania prawne dotyczące budowy, rozbudowy i modernizacji linii i stacji elektroenergetycznych są zawarte w ustawach: Prawo Budowlane, o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym; o gospodarce nieruchomościami; o drogach publicznych, o ochronie gruntów rolnych i leśnych; Kodeks Postępowania Administracyjnego oraz Kodeks Cywilny [8].

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga stworzenia warunków dla właściwej realizacji procesu inwestycyjnego w obszarze sieci dystrybucyjnych. Wymaga to dokonania wielu istotnych zmian w szerokim zakresie we wspomnianych regulacjach prawnych, które muszą uwzględnić specyfikę obiektów liniowych.

Wnioski

Transformacja energetyczna stanowi obecnie jedno z najważniejszych wyzwań stojących przed gospodarką krajową. W procesie tym jedną z kluczowych ról będzie odgrywała krajowa sieć dystrybucyjna, w której obserwuje się dynamiczne zmiany techniczne i technologiczne.

Rozbudowa, przebudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnej w kraju. Stanowi ponadto ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej jak i finansowej, które wymaga znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego i harmonizacji kierunków wsparcia.

Obecnie priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych obejmują działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD.

Literatura

- [1] Dołęga W., Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. Przegląd Elektrotechniczny (2020), nr 3, s. 21–24.
- [2] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2021, ARE, Warszawa 2022.
- [3] Dołęga W., Krajowa sieć elektroenergetyczna – analiza stanu i zagrożeń funkcjonowania. Rynek Energii (2023), nr 3, s. 3-10.
- [4] Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. URE, Warszawa, 2022.
- [5] Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Załącznik 2. PTPIREE, Poznań, grudzień 2021.
- [6] Kluczowe cele, uwarunkowania i efekty transformacji energetycznej w sektorze dystrybucji energii elektrycznej. Broszura informacyjna. URE, Warszawa, 2022.
- [7] Prezentacje. Konferencja poświęcona inwestycjom w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Senat RP, 10.01.2023.
- [8] Dołęga W. Wybrane aspekty realizacji inwestycji sieciowych. Polityka Energetyczna-Energy Policy Journal (2016), zeszyt 3, s. 121-131.
- [9] Krajowa sieć elektroenergetyczna – analiza stanu i zagrożeń funkcjonowania. Rynek Energii (2023), nr 3, s. 3-10.

XXX-lecie czasopisma Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych „INPE”

**Przewodniczący Rady
Programowej INPE,
Redakcja INPE**

Miesięcznik INPE wydawany jest nieprzerwanie grudnia 1994, zatem 2024 r. jest trzydziestym rokiem wydawania czasopisma. Jubileusz ten zostanie zaznaczony podczas najbliższych Gdańskich Dni Elektryki 7 listopada 2024 r., w ramach których planowane jest posiedzenie Rady Programowej czasopisma. INPE jest ogólnopolskim czasopismem, które dostarcza wiedzy o aktualnych normach i przepisach w zakresie szeroko rozumianej elektryki. Zawarte w nim informacje tworzą systematyczny zbiór stanowiący poradnik, niezbędny we współczesnej inżynierii, która wymaga korzystania z ciągle aktualizowanych zasad wiedzy technicznej, zawartych w normach, przepisach technicznych i aktach prawnych.

W INPE publikowane są informacje i komentarze dotyczące nowych dokumentów normalizacyjnych i przepisów, ale również na temat tych, które są wycofywane bądź zastępowane, co zwłaszcza w aktualnej sytuacji związanej z procesami harmonizacji z normami europejskimi i międzynarodowymi jest bardzo ważne. Czasopismo INPE jest pomocne elektrykom zajmującym się projektowaniem, wykonawstwem oraz eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych. Jest ono adresowane do osób pełniących samodzielne funkcje techniczne w budownictwie, osób zatrudnionych na stanowisku dozoru i eksploatacji sieci, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych, osób i firm prowadzących usługi w zakresie elektryki oraz do inwestorów i użytkowników obiektów budowlanych, a także osób uczących się w szkołach technicznych, studiujących bądź przygotowujących się do egzaminów na uprawnienia budowlane.

Aktualnie wydanych zostało 301 numerów czasopisma, w których zamieszczono łącznie przeszło 830 artykułów autorstwa ponad 440 autorów. Wydano również 60 zeszytów monotematycznych towarzyszących czasopismu INPE.

Redaktorzy Naczelni INPE



Tadeusz Malinowski

Pierwszym Redaktorem Naczelnym, a jednocześnie inicjatorem i założycielem czasopisma INPE był mgr inż. Tadeusz Malinowski. Urodził się on 24 stycznia 1930 r. na kresach wschodnich w Jundziłowie, obecnie Białoruś. Zmarł 13 grudnia 2021 r. Studiował na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, gdzie uzyskał tytuł inżyniera elektryka. Edukację kontynuował na Uniwersytecie Łódzkim, gdzie obronił pracę magisterską w dziedzinie ekonomii. Pracę zawodową rozpoczął w Łódzkim Przedsiębiorstwie Elektryfikacji Rolnictwa. Później kon-

tynuował ją w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren. W latach 1969-1974 był pracownikiem dydaktycznym Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej. Następnie został przeniesiony służbowo do Biura Pełnomocnika Rządu do spraw Budowy Bełchatowskiego Zagłębia Górniczo-Energetycznego, a w 1975 roku został zatrudniony w Elektrowni Bełchatów na stanowisku kierownika Wydziału Elektrycznego, Automatyki i Telekomunikacji, a następnie Głównego Inżyniera – Głównego Specjalisty do spraw Elektrycznych i kierownika Działu Nadzoru Elektrycznego. W pełni można Go nazwać zasłużonym budowniczym Elektrowni Bełchatów. Na zasłużoną emeryturę przeszedł w 1996 r.

Do Stowarzyszenia Elektryków Polskich wstąpił w 1956 roku, był jego członkiem przez 65 lat! Na początku swojej aktywności zainicjował założenie koła SEP przy Łódzkim Przedsiębiorstwie Elektryfikacji Rolnictwa i został jego prezesem. Następnie – w 1975 roku – zainicjował utworzenie koła SEP przy Elektrowni Bełchatów w budowie, którego prezesem był przez 7 kadencji. Koło to prowadziło bardzo bogatą działalność i było nagradzane w konkursie na „Najaktywniejsze koło SEP”. Przewodniczył Komitetowi Organizacyjnemu Oddziału Piotrkowskiego i również został jego pierwszym prezesem. Na przestrzeni lat pełnił w Stowarzyszeniu liczne funkcje; był członkiem Zarządu i Prezydium ZG SEP, Centralnej Komisji Upnień Zawodowych, Komisji Wyborczej, a także przewodniczącym Centralnej Komisji Kół i Oddziałów SEP oraz członkiem Rady Programowej miesięczników: „Energetyka”, „Wiadomości Elektrotechniczne” oraz „Inżynier budownictwa”.

Za swoją aktywną pracę i działalność społeczną był wielokrotnie nagradzany licznymi odznaczeniami państwowymi i resortowymi oraz wyróżnieniami SEP i NOT. Wśród najważniejszych wymienić należy: Złoty Krzyż Zasługi, Krzyż Kawalerski Orderu Odrodzenia Polski, Złota Odznaka Zasłużony dla Energetyki, Złota Odznaka Zasłużony dla Budownictwa i Przemysłu Materiałów Budowlanych, Honorowe Odznaki za Zasługi dla Województwa Łódzkiego i Piotrkowskiego, Medal 250-lecia Bełchatowa oraz medale SEP, a tym m.in. medal im.

prof. Mieczysława Pożaryskiego czy im. Kazimierza Szpotańskiego oraz Medal 100-lecia SEP. Otrzymał również Złote Odznaki Honorowe SEP i NOT. Był także laureatem konkursu na „Wyróżniającego się opiekunka i sojusznika młodzieży”.



Edward Musiał

Drugim Redaktorem Naczelnym czasopisma był dr inż. Edward Musiał. Urodził się on 26 grudnia 1937 r. we Francji. Studia ukończył w 1959 r. na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej. Stopień doktora nauk technicznych uzyskał w roku 1967 na tej samej uczelni. Pracę zawodową, naukową i dydaktyczną rozpoczął pod kierunkiem prof. Jana Piaseckiego.

Specjalizuje się w dziedzinie elektroenergetyki przemysłowej, instalacji i urządzeń elektrycznych oraz oświetlenia elektrycznego. Najbliższa jest mu

problematyka zabezpieczeń sieci i instalacji oraz ochrony przeciwporażeniowej i ochrony od innych zagrożeń natury elektrycznej.

Równocześnie z pracą w uczelni pracował w Stoczni Gdańskiej (1960÷1964). W latach 1974÷1978 był profesorem w Université Nationale du Zaïre w Kinshasie i kierownikiem jego departamentu elektrycznego, a także uczestniczył w pracach nad elektryfikacją kraju jako maître de recherches w Institut de Recherche Scientifique, Centre Spécialisé d'Énergie et Technologie. W latach 1982÷1985 pracował jako maître de conférences w Université des Sciences et de la Technologie d'Oran w Algierii. W ramach pracy na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej pełnił w szczególności następujące funkcje: prodziekana ds. Studiów dla Pracujących (1991÷1993), kierownika studium podyplomowego Projektowania Elektrowni Jądrowych, zastępcy kierownika Zakładu Elektroenergetyki oraz społecznego inspektora pracy.

Od roku 1975 technika i inne szkoły zawodowe korzystają z kolejnych wersji jego podręcznika „Urządzenia elektroenergetyczne”, a od roku 1998 podręcznika „Instalacje i urządzenia elektroenergetyczne”. Książka ta miała kilka wydań w języku litewskim („Elektros energetiniai įrenginiai ir instaliacija”) i decyzją litewskiego ministerstwa edukacji została wprowadzona jako obowiązujący podręcznik w technikach elektrycznych. W roku 1992 ukazała się książka „Zagrożenia pochodzące od urządzeń elektrycznych”, a w latach 2001÷2010 Wydawnictwo Verlag Dashöfer publikowało kolejne części poradnika „Instalacje elektryczne i teletechniczne”, w którym autorstwa E. Musiała jest rozdz. 5 „Zabezpieczenia w instalacjach elektrycznych”. Edward Musiał jest autorem ponad 200 artykułów i referatów i ponad 100 opracowań niepublikowanych (ekspertyz, analiz, opinii i recenzji). Wiele z Jego artykułów ukazało się na łamach czasopisma INPE, a artykuł „Prądy zwarciovowe w niskonapięciowych instalacjach i urządzeniach prądu przemiennego” został wyróżniony II nagrodą przez Jury Konkursu im.

Prof. Mieczysława Pożaryskiego na najlepsze artykuły opublikowane w czasopiśmie SEP w 2001 roku. Współautor opracowania „Warunki techniczne jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne niskiego napięcia w zakresie ochrony przeciwporażeniowej” zawartego w przepisach budowy urządzeń elektroenergetycznych wydanych w 1997 r. przez Wydawnictwo Przemysłowe WEMA. Jest autorem „Dziejów Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG” oraz redaktorem książki „Wielkość i skromność. Pamięci Profesora Stanisława Szpora”.

Od roku 1961 jest członkiem SEP. Przez jedną kadencję był członkiem Zarządu Głównego, przez wiele kadencji (łącznie 30 lat) członkiem Zarządu Oddziału Gdańskiego. Jest rzeczoznawcą SEP w działach 01 Aparatura elektryczna, 07 Technika świetlna i 08 Instalacje i urządzenia elektryczne oraz weryfikatorem SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne. Członek Komitetu Technicznego nr 75 ds. Bezpieczników Elektroenergetycznych w PKN.

Za swoją pracę i działalność społeczną otrzymał odznaczenia i wyróżnienia:

- państwowe – Złoty Krzyż Zasługi (1980), Krzyż Kawalerski Orderu Odrodzenia Polski (1990), Medal Komisji Edukacji Narodowej (2002),
- związkowe – Złota Odznaka Związku Nauczycielstwa Polskiego (1973),
- stowarzyszeniowe – Srebrna Odznaka Honorowa SEP (1969), Złota Odznaka Honorowa SEP (2003), Medal Pamiątkowy im. Prof. Alfonsa Hoffmanna (2002), Medal Pamiątkowy im. Prof. Mieczysława Pożaryskiego (2006), Medal Pamiątkowy im. Prof. Stanisława Szpora (2007), Członek Honorowy SEP (2022).

Edward Musiał funkcję redaktora naczelnego czasopisma INPE pełnił w latach 2016÷2021. W trakcie pełnienia tej funkcji sam napisał wiele artykułów opublikowanych w INPE, odpowiadał na pytania Czytelników, a także zainicjował i prowadził cykl Technical English. Czuwał nad dopracowaniem redakcyjnym artykułów innych autorów, dawał im cenne wskazówki, dzięki czemu ich teksty były przejrzyste i łatwo się je czytało. To wszystko przyczyniło się do wzmocnienia pozycji czasopisma INPE na rynku wydawniczym, które jest jednym z kluczowych dla elektryków zajmujących się projektowaniem oraz eksploatacją instalacji i urządzeń elektroenergetycznych.

Trzecim i obecnym Redaktorem Naczelnym INPE jest dr hab. inż. Marcin Wardach. Urodził się on 15 lipca 1980 r. w Barlinku. Ukończył Liceum Ogólnokształcące w Myśliborzu. W 1999 r. rozpoczął studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Szczecińskiej, które ukończył w 2004 r. broniąc pracę magisterską pt. Projektowanie mechatroniczne maszyny elektrycznej z komutacją elektro-niczną do zastosowania w zdalnie sterowanych aparatach podwodnych małej mocy. W 2009 r. uzyskał stopień doktora na podstawie rozprawy pt. Maszyny elektryczne z magnesami trwałymi o zminimalizowanych pulsacjach momentu elektromagnetycznego. W latach 2010÷2011 pracował jako asystent w Katedrze Elektroenergetyki i Napędów Elektrycznych na Wydziale Elektrycznym Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego w Szczecinie, a w 2011 r. został zatrudniony na stanowisku adiunkta. 30 września 2019 r. decyzją Rady Wydziału Elektrycznego ZUT w Szczecinie otrzymał stopień doktora habilitowanego. Od 2020 r. pracuje na stanowisku profesora uczelni.



Marcin Wardach

Tematyka naukowa, jaką się zajmuje, to maszyny i napędy elektryczne. Opublikował ok. 120 artykułów naukowych. Jest współautorem czterech patentów oraz kilkunastu zgłoszeń patentowych. Uczestniczył w pracach kilku projektów międzynarodowych oraz krajowych, w pięciu z nich pełniąc funkcję kierownika. Recenzent kilkudziesięciu artykułów opublikowanych w czasopiśmie polskich i międzynarodowych. Promotor ponad 100 oraz recenzent ok. 280 prac dyplomowych inżynierskich lub magisterskich. Członek Stowarzysze-

nia Elektryków Polskich i Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej. Opiekun Akademickiego Koła SEP oraz koła Student Branch IEEE przy Wydziale Elektrycznym ZUT w Szczecinie. Obecnie, w kadencji 2024÷2028, Marcin Wardach pełni funkcję prodziekana ds. organizacji i rozwoju Wydziału Elektrycznego ZUT oraz kierownika Katedry Maszyn i Napędów Elektrycznych. Jest ponadto prezesem Oddziału Szczecińskiego SEP w kadencji 2022÷2026. Odznaczony Srebrną (2011) i Złotą Odznaką SEP (2016), odznaką Zasłużony dla m. Gorzowa Wielkopolskiego (2018), laureat konkursu na „Wyróżniającego się opiekuna i sojusznika młodzieży”, a także wyróżniony medalem im. Michała Doliwo-Dobrowolskiego.

Literatura

- [1] www.redinpe.com.
- [2] INPE nr 268-269 z 2022 r.
- [3] www.edwardmusial.info.
- [4] pl.wikipedia.org.

Zakres i forma projektu urządzenia przeciwpożarowego na przykładzie przeciwpożarowego wyłącznika prądu

Łukasz Gorgolewski
Rzecznawca Budowlany SEP,
HELIOS Projektowanie instalacji
elektrycznych Poznań

Wstęp

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi urządzenie przeciwpożarowe powinno być wykonane zgodnie z projektem uzgodnionym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych. Nie określono przy tym wymagań dotyczących szczegółowego zakresu i formy takiego projektu. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku indywidualnej dokumentacji technicznej wymaganej przy dopuszczeniu do jednostkowego zastosowania urządzenia przeciwpożarowego jako wyrobu budowlanego.

Nie oznacza to, że istnieje całkowita dowolność co do zawartości obu tych opracowań. Wymagania wynikają pośrednio z szeregu przepisów.

W referacie przedstawiono, na przykładzie przeciwpożarowego wyłącznika prądu, obowiązujące regulacje prawne oraz dobre praktyki, wynikające z zasad wiedzy technicznej, dotyczące wymagań stawianych projektowi oraz indywidualnej dokumentacji technicznej urządzenia przeciwpożarowego i ich autorom.

2. Urządzenia przeciwpożarowe

2.1. Definicja

W świetle przepisów rozporządzenia w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (RPOż) [1] urządzenia przeciwpożarowe to stałe lub półstałe, uruchamiane ręcznie lub samoczynnie urządzenia służące do:

- zapobiegania powstaniu,
- wykrywania,
- zwalczania

pożaru lub ograniczania jego skutków.

2.2. Urządzenia przeciwpożarowe w instalacjach elektrycznych

Integralną lub samodzielną częścią instalacji elektrycznych obiektu budowlanego są takie urządzenia przeciwpożarowe jak:

- przeciwpożarowy wyłącznik prądu,
- instalacja awaryjnego oświetlenia ewakuacyjnego i podświetlanych znaków bezpieczeństwa,
- elektryczne systemy pożarowe:
 - dźwiękowy system ostrzegawczego DSO,
 - systemu sygnalizacji pożarowej SSP
 oraz instalacje i urządzenia wchodzące w ich skład, w tym
 - urządzenia sygnalizacyjno-alarmowe,
 - urządzenia odbiorcze alarmów pożarowych i sygnałów uszkodzeniach.

Ich projekty są częścią projektu instalacji elektrycznych obiektu budowlanego podobnie jak zasilania prądem elektrycznym innych, wymagających tego, urządzeń przeciwpożarowych.

2.3. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu

Termin „przeciwpożarowy wyłącznik prądu” (PWP) funkcjonuje w aktach prawnych i normach od co najmniej 30 lat. Jest utrwalony i rozpoznawalny zarówno przez uczestników procesu budowlanego, stosowne służby jak i zarządców nieruchomości, mimo że określenie to nie oddaje faktycznie pełnionej funkcji i zastosowanego aparatu elektrycznego.

Przeciwpożarowy wyłącznik prądu nie zapobiega powstaniu, nie wykrywa i nie zwalcza pożaru.

Jego podstawowym zadaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa prowadzącym działania ratownicze przez wyeliminowanie lub zminimalizowanie zagrożenia porażeniem elektrycznym od uszkodzonej, na skutek pożaru i/lub prowadzonej akcji, instalacji elektrycznej.

Zastosowany aparat elektryczny realizujący funkcję PWP (urządzenie wykonawcze) może być wyłącznikiem lecz najczęściej jest rozłącznikiem izolacyjnym.

W 2016 r. w rozporządzeniu w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych (RMB) [2] wprowadzono nowe pojęcia:

- przeciwpożarowe wyłączniki prądu – zestawy
- przeciwpożarowe wyłączniki prądu – elementy składowe:
 - urządzenia uruchamiające,
 - urządzenia sygnalizujące,
 - urządzenia wykonawcze.

Nie podano przy tym ich definicji. Od tego czasu występujące w dotychczasowych przepisach określenie „przeciwpożarowy wyłącznik prądu” wymaga dodatkowej interpretacji: czy dotyczy zestawu, czy też któregoś z jego elementów składowych.

3. Projekt urządzenia przeciwpożarowego

3.1. Regulacje prawne

Przepisy dotyczące projektu urządzenia przeciwpożarowego występuje w kilku aktach prawnych. Pierwszy z nich to ustawa o ochronie przeciwpożarowej (UPoż) [3] gdzie zapisano:

„Art. 6b. Projekt (...) urządzenia przeciwpożarowego wymaga uzgodnienia z rzeczoznawcą pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej (...)”.

Kolejny to rozporządzenie w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (RPOż) [1]:

„§ 3. 1. Urządzenia przeciwpożarowe w obiekcie powinny być wykonane zgodnie z projektem uzgodnionym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych (...)”.

Najwięcej informacji na temat projektu urządzenia przeciwpożarowego zawiera rozporządzenie w sprawie uzgadniania projektów pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej (RUZGPoż) [4]. Określono w nim warunki jakie powinny być spełnione, aby uzgodnienie projektu technicznego było równoznaczne z uzgodnieniem projektu urządzenia przeciwpożarowego.

Należy podkreślić, że wymagania zawarte w regulacjach prawnych powinny być spełnione zarówno w przypadku obowiązku zastosowania urządzeń przeciwpożarowych jak i wtedy, kiedy ich zastosowanie jest ponadnormatywne (dobrowolne).

3.2. Projekt techniczny instalacji elektrycznych

Projekt techniczny, do którego odwołano się w § 8 rozporządzenia w sprawie uzgadniania projektów (RUZGPoż) [4], jest oddzielnym, istotnym elementem projektu budowlanego, podobnie jak projekt zagospodarowania działki lub terenu czy projekt architektoniczno-budowlany.

Przepisy ustawy Prawo budowlane (PB) [5] określają w jakich przypadkach konieczne jest opracowanie projektu budowlanego. Jego zakres obejmuje m.in. projektowane niezbędne rozwiązania techniczne oraz materiałowe, w tym urządzenia przeciwpożarowe.

Projekt techniczny powinien być opracowany przez projektanta w sposób zgodny z:

- wymaganiami ustawy PB [5],
- ustaleniami określonymi w decyzjach administracyjnych dotyczących zamierzenia budowlanego,
- obowiązującymi przepisami,
- zasadami wiedzy technicznej

i sprawdzony pod względem zgodności z przepisami, w tym techniczno-budowlanymi przez projektanta sprawdzającego. Obowiązek sprawdzenia nie dotyczy projektów obiektów budowlanych o prostej konstrukcji, jak:

- budynki mieszkalne jednorodzinne,
- niewielkie obiekty gospodarcze, inwentarskie i składowe.

W tych obiektach zwykle nie występują urządzenia przeciwpożarowe.

Projektant i projektant sprawdzający powinni posiadać uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności bez ograniczeń.

Wymagania dotyczące zakresu i formy projektu technicznego zawarto w rozporządzeniu w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (RZPB) [6].

Zgodnie z nim projekt techniczny powinien zawierać w części opisowej m.in.

- rozwiązania niezbędnych elementów wyposażenia budowlano-instalacyjnego, w szczególności instalacji i urządzeń budowlanych m.in. elektroenergetycznych i ochrony przeciwpożarowej;
- sposób powiązania instalacji i urządzeń budowlanych obiektu budowlanego, z sieciami zewnętrznymi wraz z założeniami przyjętymi do obliczeń instalacji oraz podstawowe wyniki tych obliczeń, z doбором rodzaju i wielkości urządzeń,
- rozwiązania i sposób funkcjonowania zasadniczych urządzeń instalacji technicznych,
- dane dotyczące warunków ochrony przeciwpożarowej.

W części rysunkowej powinien zawierać co najmniej zasadnicze elementy wyposażenia instalacyjno-budowlanego, umożliwiającego użytkowanie obiektu budowlanego zgodnie z jego przeznaczeniem, w tym m.in. instalacje i urządzenia budowlane elektroenergetyczne oraz ochrony przeciwpożarowej.

3.3. Projekt techniczny instalacji elektrycznych jako projekt urządzenia przeciwpożarowego

Zgodnie z §8 rozporządzenia RUZGPOż [4] uzgodnienie projektu technicznego jest równoznaczne z uzgodnieniem projektu urządzenia przeciwpożarowego, o ile spełnione są łącznie następujące warunki:

1. zakres zawartych w projekcie technicznym danych o projektowanych rozwiązaniach dotyczących urządzenia przeciwpożarowego obejmuje co najmniej:

- jego budowę, zakres i cel stosowania,
- parametry techniczno użytkowe,
- sposób działania w warunkach normalnych i w przypadku pożaru,
- sposób powiązania z innymi instalacjami i urządzeniami budowlanymi obiektu budowlanego, instalacjami i urządzeniami technologicznymi oraz sieciami (urządzeniami) lub instalacjami zewnętrznymi,

w stopniu szczegółowości umożliwiającym prawidłowe wykonanie, oraz warunki poddawania przeglądowi technicznemu i czynnościom konserwacyjnym;

2. przy uzgodnieniu projektu technicznego rzeczoznawca zamieścił adnotację, których urządzeń przeciwpożarowych dotyczy to uzgodnienie.

Jeżeli projekt techniczny spełnia postawione warunki, to nie zachodzi potrzeba opracowywania oddzielnego projektu urządzenia przeciwpożarowego.

Należy podkreślić, że przepis §8 rozporządzenie odnosi się wyłącznie do projektu technicznego. Inne elementy projektu budowlanego np. projekt architektoniczno-budowlany, nawet jeżeli spełniają powyższe warunki nie są projektem urządzenia przeciwpożarowego.

Projekt urządzenia przeciwpożarowego może być oddzielnym tomem projektu technicznego (RZPB [6]).

3.4. Oddzielny projekt urządzenia przeciwpożarowego

Oddzielny projekt urządzenia przeciwpożarowego (nie będący projektem technicznym ani jego tomem) wymagany jest tylko w sytuacji, kiedy:

- projekt techniczny nie spełnia warunków zawartych w § 8 rozporządzenia RUZGPOż [4] lub
- ustawa PB [5] nie wymaga wykonania projektu budowlanego (w tym technicznego).

To ostatnie ma miejsce np. w przypadku braku konieczności uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę lub zgłoszenia wykonywania robót budowlanych.

Dotyczy to m.in. robót budowlanych polegających na instalowaniu wewnątrz i na zewnątrz użytkowanego budynku (poza wpisanymi do rejestru zabytków) instalacji elektrycznych np. wyposażenia w przeciwpożarowy wyłącznik prądu.

Zakres i forma oddzielnego projektu urządzenia przeciwpożarowego nie są zdefiniowane w przepisach, ale przez analogię, należy uznać, że powinien spełniać wymagania dotyczące projektu technicznego wynikające z ustawy PB [5] i rozporządzenia RZPB [6] oraz warunki i wymagania zawarte w rozporządzeniu RUZGPOż [4].

Wymagania te powinny być spełnione zarówno w przypadku obowiązku zastosowania urządzeń przeciwpożarowych jak i wtedy, kiedy ich zastosowanie jest ponadnormatywne (dobrowolne).

4. Projekt przeciwpożarowego wyłącznika prądu

4.1. Obowiązki projektanta instalacji elektrycznych

Zgodnie z art. 20. ust.1 ustawy PB [5] na projektancie urządzenia przeciwpożarowego spoczywa obowiązek wykonania projektu w sposób zgodny z:

- obowiązującymi przepisami,
- ustaleniami określonymi w decyzjach administracyjnych dotyczących zamierzenia budowlanego,
- zasadami wiedzy technicznej.

Zakres projektu urządzenia przeciwpożarowego jakim jest przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien, zgodnie z rozporządzeniem RUZGPOż [4], zawierać dane o przyjętych rozwiązaniach dotyczących urządzenia przeciwpożarowego obejmujące co najmniej:

- jego budowę, zakres i cel stosowania,
- parametry techniczno-użytkowe,
- sposób działania w warunkach normalnych i w przypadku pożaru,
- sposób powiązania z innymi instalacjami i urządzeniami budowlanymi obiektu budowlanego, instalacjami i urządzeniami technologicznymi oraz sieciami (urządzeniami) lub instalacjami zewnętrznymi,

w stopniu szczegółowości umożliwiającym prawidłowe wykonanie a także, warunki poddawania przeglądowi technicznemu i czynnościom konserwacyjnym.

Dotyczy to zarówno projektowanego jednostkowo jak i „certyfikowanego” przeciwpożarowego wyłącznika prądu.

W każdym przypadku na projektancie spoczywa obowiązek doboru urządzenia ze względu na parametry elektryczne. Przypomniało o tym CNBOP-PIB w *Komunikacie z dnia 15 lutego 2024 r. w sprawie wymagań dla wyrobu budowlanego - Przeciwpożarowego Wyłącznika Prądu i wydawanych dla niego przez Instytut dokumentów* [7].

Napisano w nim, że Krajowa Ocena Technicznej wydawana przez CNBOP-PIB w swoim zakresie potwierdza spełnienie przez wyrób budowlany zasadniczych charakterystyk w zakresie bezpieczeństwa pożarowego. Posiadanie KOT, krajowego certyfikatu stałości właściwości użytkowych oraz wydanej na wyłączną odpowiedzialność producenta krajowej deklaracji właściwości użytkowych nie zwalnia producenta, a w konsekwencji i projektanta wyrobu, ze spełnienia innych, mających zastosowanie do wyrobu przepisów prawa czy wymagań, np. tych dotyczących bezpieczeństwa elektrycznego.

4.2. Dobór przeciwpożarowego wyłącznika prądu

Zgodnie z przepisami ustawy o wyrobach budowlanych (UWB) [8] zestaw PWP (jak i jego elementy składowe) może być:

- wprowadzony do obrotu lub udostępniany na rynku krajowym, po oznakowaniu znakiem budowlanym (art. 5 ust. 2 ustawy UWB), na podstawie krajowej deklaracji właściwości użytkowych (KDWU) wyrobu budowlanego

zgodnej z krajową oceną techniczną (KOT) lub

- dopuszczony do jednostkowego stosowania w obiekcie budowlanym (art. 10 ustawy UWB).

W drugim przypadku „jednostkowy” nie oznacza wystąpienia szczególnych okoliczności, a tego że dotyczy wyrobu zaprojektowanego i wytworzonego (wyprodukowanego) dla jednego, konkretnego przypadku zastosowania (jednorożow, bez możliwości zastosowania w innym obiekcie, niepowtarzalnego). Nie jest on produkowany seryjnie z przeznaczeniem do powszechnego stosowania. Nie może stanowić przedmiotu swobodnego wprowadzania do obrotu handlowego i udostępniania na rynku.

Oba powyższe sposoby zastosowania są dopuszczalne i równorzędne.

Zestaw PWP może składać się zarówno z elementu dopuszczonego do jednostkowego stosowania w obiekcie (np. urządzenia wykonawczego) oraz wyrobu budowlanego objętego obowiązkiem sporządzania krajowej deklaracji właściwości użytkowych KDWU i zgodnej z krajową oceną techniczną KOT, oznakowanego znakiem budowlanym (np. przycisk uruchamiający). Decyzja i wybór rozwiązania należy do projektanta.

Niezależnie od przyjętego sposobu zastosowania wszystkie elementy składowe zestawu PWP muszą spełniać wymagania warunków środowiskowych i eksploatacyjnych w miejscu zainstalowania.

Zarówno projektowane jednostkowo jak i „certyfikowane” urządzenia PWP powinny także spełniać zasadnicze wymagania dyrektyw UE:

- 2014/35/EU Dyrektywa Niskonapięciowa (LVD) Low Voltage Directive,
- 2014/30/EU Dyrektywa Kompatybilności Elektromagnetycznej (EMC) EMC Directive.

Stosowanie przez producenta wyrobu norm produktowych:

- PN-EN 60947 [9] dla aparatury rozdzielczej i sterowniczej niskonapięciowej,
- PN-EN 61439 [10] dla rozdzielnic i sterownic niskonapięciowych

nie jest obowiązkowe, ale spełnienie zawartych w nich wymagań stwarza domniemanie zgodności wyrobu z w/w dyrektywami.

W przypadku urządzenia wykonawczego PWP dobór musi również uwzględniać wymagane parametry elektryczne aparatów elektrycznych:

dla pracy niezakłóceniorowej:

- napięcie znamionowe aparatu,
- prąd znamionowy ciągły cieplny,
- prąd znamionowy wyłączalny

dla pracy zakłóceniorowej:

- prąd znamionowy zwarciorowy krótkotrwały,
- prąd znamionowy zwarciorowy szczytowy,

- prąd znamionowy załączalny,
- a w przypadku wyłącznika także:
 - prąd znamionowy wyłączalny,
 - zakresy nastaw zabezpieczeń (wyzwalaczy zwarciovych i przeciążeniowych),
 - selektywność zadziałania

Natomiast dla rozdzielnic w której aparaty są zamontowane parametry:

dla pracy niezakłóceńowej:

- napięcie znamionowe izolacji,
- prąd roboczy,

dla pracy zakłóceńowej:

- prąd znamionowy zwarciovych krótkotrwały,
- prąd znamionowy zwarciovych szczytowy,

Dobór parametrów zwarciovych powinien odpowiadać prądom zwarciovym występującym w miejscu zainstalowania.

Jak widać samo wstawienie do projektu „certyfikowanego” wyrobu nie wystarcza.

Występujące obecnie na rynku „certyfikowane” zestawy lub urządzenia wykonawcze PWP są w rzeczywistości rozdzielnicami. Aby je zastosować w obiekcie należy znać ich wszystkie wymagane i wskazane wyżej parametry elektryczne i środowiskowe dotyczące zarówno rozdzielnic jak i zainstalowanych w niej aparatów. Niektórych z tych istotnych informacji producenci wyrobów „certyfikowanych” nie podają.

5. Indywidualna dokumentacja techniczna

Artykuł 10 ustawy o wyrobach budowlanych UWB [8] zezwala na udostępnienie wyrobu jakim jest przeciwpożarowy wyłącznik prądu (zestaw lub element składowy) przez dopuszczenie do jego jednostkowego stosowania w obiekcie budowlanym.

W przypadku dopuszczenia do jednostkowego stosowania w obiekcie budowlanym spełnione muszą następujące warunki:

- wykonanie według indywidualnej dokumentacji technicznej,
- sporządzenie indywidualnej dokumentacji technicznej przez projektanta obiektu lub jej uzgodnienie z nim,
- złożenie przez producenta pisemnego oświadczenie, że zapewniono zgodność wyrobu budowlanego z dokumentacją oraz z przepisami.

W przypadku PWP dopuszczony może zostać zarówno cały zestaw jak i element lub elementy składowe zestawu.

Indywidualna dokumentacja techniczna PWP (zarówno zestawu jak i elemen-

tu lub elementów składowych) jest wyciągiem z:

- projektu technicznego (elementu projektu budowlanego) spełniającego warunki zawarte w § 8 rozporządzenia RUZGPOż [4] lub
- oddzielnego projektu urządzenia przeciwpożarowego (jeżeli projekt budowlany nie jest wymagany lub projekt techniczny nie spełnia warunków zawartych w § 8 rozporządzenia RUZGPOż).

W przypadku urządzenia wykonawczego PWP dokumentacja powinna zawierać co najmniej:

- schemat jednokreskowy rozdzielnic w której łącznik będzie zainstalowany,
- wymagane parametry elektryczne (takie jak wymieniono dla projektu urządzenia przeciwpożarowego),
- schemat układu sterowniczo-sygnałowego (o ile występuje),
- wymagania wynikające z warunków środowiskowych i eksploatacyjnych w miejscu zainstalowania.

Indywidualna dokumentacja techniczna powinna być opracowana przez projektanta obiektu budowlanego, w którym wyrób będzie zamontowany, posiadającego uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności lub przez niego uzgodniona.

Na podstawie indywidualnej dokumentacji technicznej producent wykonuje wyrób i następnie składa pisemne oświadczenie o zgodności tego wyrobu budowlanego z dokumentacją oraz z obowiązującymi przepisami.

6. Współpraca projektanta z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych

Zgodnie z rozporządzeniem RUZGPOż [4] uzgodnienia projektów dokonuje się w trakcie ich sporządzania przez projektanta posiadającego uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności, w toku wzajemnej współpracy z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych polegającej na:

- konsultacji rozwiązań projektowych w zakresie oceny ich zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej,
- wymianie uwag i stanowisk w zakresie projektowanych technicznych środków zabezpieczenia przeciwpożarowego.

W oparciu o zasadę stosowania dobrych praktyk powinna ona się odbywać z wzajemnym poszanowaniem kompetencji dwóch specjalistów – każdego w swojej dziedzinie.

Współpraca projektanta branżowego z rzeczoznawcą powinna zaczynać się już na etapie opracowywania projektu architektoniczno-budowlanego.

Wyboru konkretnych rozwiązań technicznych dokonuje projektant posiadający uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności.

Rzecznik ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych nie powinien ich narzucać projektantowi ponieważ nie posiada stosownych uprawnień w tym zakresie (i nie ponosi wynikającej z nich odpowiedzialności).

7. Podsumowanie

1. Nie ma aktów prawnych określających wprost szczegółowy zakres i formę projektu urządzenia przeciwpożarowego czy indywidualnej dokumentacji technicznej niezbędnej przy dopuszczeniu do jednostkowego zastosowania urządzenia przeciwpożarowego jako wyrobu budowlanego. Wymagania te wynikają pośrednio z szeregu różnych przepisów.

2. Integralną lub samodzielną częścią instalacji elektrycznych obiektu budowlanego są takie urządzenia przeciwpożarowe jak:

- przeciwpożarowy wyłącznik prądu,
- instalacja awaryjnego oświetlenia ewakuacyjnego i znaków bezpieczeństwa,
- elektryczne systemy pożarowe takie jak SSP i DSO.

Ich projekty a także projekty zasilania prądem elektrycznym innych, wymagających tego, urządzeń przeciwpożarowych są częścią projektu instalacji elektrycznych obiektu budowlanego.

3. Projekt techniczny instalacji elektrycznych może być projektem urządzenia przeciwpożarowego po spełnieniu dodatkowych warunków określonych w rozporządzeniu w sprawie uzgadniania projektu pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej.

4. Projekt urządzenia przeciwpożarowego może być oddzielnym tomem projektu technicznego instalacji elektrycznych.

5. Oddzielny projekt urządzenia przeciwpożarowego (nie będący projektem technicznym ani jego tomem), powinien spełniać wymagania dotyczące szczegółowego zakresu i formy projektu technicznego będącego projektem urządzenia przeciwpożarowego (jak wyżej w punkcie 3)

6. Indywidualna dokumentacja techniczna urządzenia przeciwpożarowego jako wyrobu budowlanego dopuszczonego do jednostkowego stosowania w obiekcie budowlanym jest wyciągiem z projektu tego urządzenia (wg punktów 3 lub 5).

7. Decyzję o zastosowaniu urządzenia projektowanego jednostkowo lub „certyfikowanego” jako elementu składowego PWP podejmuje projektant. Oba sposoby zastosowania są dopuszczalne i równorzędne.

8. Wszystkie elementy składowe zestawu PWP, zarówno urządzenia projektowane jednostkowo jak i „certyfikowane”, powinny być dobrane tak, aby spełniały, poza innymi, wymagania dotyczące parametrów elektrycznych oraz warunków środowiskowych i eksploatacyjnych w miejscu ich zainstalowania.

9. W projekcie urządzenia przeciwpożarowego (także PWP) należy określić warunki poddawania urządzenia przeglądowi technicznemu i czynnościom konserwacyjnym.

10. Współpraca projektanta z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych powinna się odbywać z wzajemnym poszanowaniem kompetencji dwóch specjalistów – każdego w swojej dziedzinie.

11. Współpraca projektanta branżowego z rzeczoznawcą powinna zaczynać się już na etapie opracowywania projektu architektoniczno-budowlanego. Wyboru konkretnych rozwiązań technicznych dokonuje projektant posiadający uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności.

Rzecznik ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych nie powinien ich narzucać projektantowi ponieważ nie posiada stosownych uprawnień w tym zakresie (i nie ponosi wynikającej z nich odpowiedzialności).

8. Bibliografia

W nawiasach kwadratowych podano skróty tytułów stosowane w tekście referatu.

- [1] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 07 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (j.t. Dz.U. 2023 poz.822) [ROPoż].
- [2] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 17 listopada 2016 roku, w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (j.t. Dz.U. 2023 poz. 873) [RMB].
- [3] Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 roku o ochronie przeciwpożarowej (j.t. Dz.U. 2024 poz.275) [UPoż].
- [4] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 5 sierpnia 2023 r. w sprawie uzgadniania projektu zagospodarowania działki lub terenu, projektu architektoniczno-budowlanego, projektu technicznego oraz projektu urządzenia przeciwpożarowego pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej (Dz.U. 2023 poz. 1563) [RUZGPoż].
- [5] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 roku Prawo Budowlane (j.t. Dz.U. 2024, poz. 725 z późn.zm.) [PB]
- [6] Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 11 września 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (j.t. Dz.U. 2022 poz. 1679 z późn.zm.) [RZPB].
- [7] Komunikat CNBOP-PIB w sprawie wymagań dla wyrobu budowlanego - Przeciwpożarowego Wyłącznika Prądu (PWP) i wydawanych dla niego przez Instytut dokumentów z dnia 15 lutego 2024 roku.
- [8] Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 roku o wyrobach budowlanych (j.t. Dz.U. 2021 poz. 1213) [UWB].
- [9] PN-EN 60947 Aparatura rozdzielcza i sterownicza niskonapięciowa (norma wieloczęściowa).
- [10] PN-EN 61439 Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe (norma wieloczęściowa).

Elektrownia fotowoltaiczna w bezpośredniej współpracy z trakcją miejską – wyzwania i wdrożenie

Paweł Milewski
AREX

Streszczenie

W referacie omówiono zagadnienia związane z wdrożeniem systemu o mocy ok. 0,5 MWp wykorzystującego energię promieniowania słonecznego do redukcji kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby trakcji trolejbusowej. Zdefiniowano techniczne wyzwania wynikające z charakterystyki trakcji miejskiej w bezpośredniej współpracy z elektrownią fotowoltaiczną. Wykazano zalety realizacji systemu w odniesieniu do rzeczywistych danych pomiarowych ze stacji przekształtnikowej PVT-01. Pokazano architekturę systemu, główne jego elementy oraz zaprezentowano możliwości rozbudowy o inne komponenty SEMS.

Montaż koryt kablowych w systemach automatyki przemysłowej

Artur Garczewski
EPCIDO

Streszczenie

Koryta kablowe wykorzystywane na instalacjach w automatyce przemysłowej.
Wszystkie dostępne elementy do budowy, łączenia i montażu.

Istotne wymagania środowiskowe a bezpieczeństwo instalacji PV na obiektach i farmach

Artur Block
HELUKABEL Polska Sp. z o.o.

Streszczenie

Aktualny poziom wiedzy w zakresie okablowania instalacji PV w Polsce opiera się głównie na doświadczeniach krajów wykorzystujących energię słoneczną o większym nasłonecznieniu. Celem niniejszej prezentacji jest uświadomienie znaczenia doboru kabli i przewodów dla zwiększenia udziału „zielonej energii” w bilansie energetycznym odbiorców indywidualnych, przedsiębiorstw a w efekcie końcowym – energetyki na terenie Polski.

Wszyscy biorący udział w procesie – od legislacji normatywnej aż po odbiorcę końcowego / użytkownika wskażą te dobre i złe, bądź niekoniecznie korzystne aspekty.

Wśród nich będzie kwestia ograniczenia sieci energetycznych jak i węzłów lokalnych do spożytkowania energii w szczycie jej powstawania i możliwości magazynowania jej.

Poruszana problematyka nie ma na celu analizy tego stanu, ale uświadomienia zachodzących związków pomiędzy doбором rozwiązania wytwarzania energii, magazynowania, ale bez właściwego okablowania/ połączenia elementów w jedną bezpieczną i bezawaryjną strukturę jako nie możliwe do realizacji.

Tematyka prezentacji jest rozwinięciem cyklu spotkań realizowanych w ramach Akademii wiedzy Helukabel Polska prowadzonych systemem webinarów – część dostępna na stronie internetowej firmy.

W czasie prezentacji poruszone zostaną aspekty:

- Stan prawny na dzień prezentacji - dotyczy okablowania,
- Trendy normatywne a rzeczywistość realizacyjna
- Udział nowych tworzyw w kablach i przewodach
- Oczekiwania inwestycyjne a środowiskowe
- Rozwiązania gwarantujące bezawaryjną pracę aplikacji
- Okablowanie DC
- Okablowanie aplikacji indywidualnych / „domowych”
- Małe przedsiębiorstwa – dostosowanie
- Farmy energetyczne – wytwarzanie / przesył energii.

Dlaczego nie artykuł – trwała wiedza? Otóż od ponad 8 lat cała gałąź przemysłu kablowego w Polsce i zarazem w krajach UE nie posiada wspólnego i spójnej oceny zagrożeń dla okablowania w obiektach energetycznych. Tak od turbin pionowych, instalacji PV aż po energetykę „wodną”. Nie pomijając wszelkich innych aspektów.

Zatem dyskusja trwa. Jaki będzie kształt ostateczny?

To w dużej mierze zależy od Projektantów w tej branży. Ich oceny lokalnych (krajowych) zagrożeń dla procesu wytwarzania, przesyłu ale i bezpiecznej obsługi technicznej.

Stawiane tezy jak i rozwiązania problemowe są oparte na wieloletniej praktyce w tej kwestii, zebrane i analizowane w zespołach problemowych zrzeszonych wokół producentów elementów składowych aplikacji a w tym też HELUKABEL Polska.

Ładowanie samochodów elektrycznych w budynkach wielorodzinnych

Konrad Seklecki
Kamil J. Balcarek
Marek Olesz
Kornel Borowski
Leszek S. Litzbarski
Politechnika Gdańska

Streszczenie. Artykuł opisuje kluczowe aspekty rozwoju punktów ładowania pojazdów elektrycznych w garażach podziemnych budynków wielorodzinnych w Polsce. Przedstawia analizę aktualnych przepisów prawnych. W kwestiach prawnych oprócz zaprezentowania niezbędnych kroków zalecamy kontakt z prawnikiem. Prezentujemy również wyniki pomiarów obciążeń ładowarek samochodowych. [Stacje ładowania w garażach budynków wielorodzinnych w Polsce: stan obecny, wyzwania i perspektywy rozwoju]

Abstract. The article describes key aspects of the development of electric vehicle charging points in underground garages of multi-family buildings in Poland. It presents an analysis of current legal regulations. In legal matters, in addition to presenting the necessary steps, we recommend contacting a lawyer. We also present the results of load measurements of EV charging points. [Charging points in underground garages of multi-family buildings in Poland: current status, challenges and development prospects]

Introduction

The dynamic rise of electromobility is one of the key challenges of contemporary urban planning and energy policy. The growing number of electric cars on Polish roads implies the need to adapt the infrastructure to the needs of electric vehicle (EV) users. In 2022 there were about 50 thousand EV in Poland and more than 2 thousand public charge points [1]. At the end of June 2024, the number of EV reached almost 120,000 passenger cars with electric drive, of which about 62,000 were fully EV and 57,000 were plug-in hybrids. The number of public charge points at this moment was 7255 [2]. One of the key elements of this infrastructure, which is crucial for the dissemination of EV are charging points [3], [4]. Issues related to public charging stations have been widely described in the literature e.g. [5]–[8]. Nevertheless, particular attention should be paid to the installation of charging points in the residential areas [9]. In the case of multi-family buildings, where a significant part of the population of Polish cities lives, the most common solution is to place charging points in underground garages. This approach brings a number of benefits, including increased access to vehicle charging, however it is also associated with numerous technical challenges. In the context of the Polish housing market, issues related to the adaptation of existing power infrastructure, meeting fire safety requirements and harmonizing solutions with building and energy law regulations are of particular importance.

The aim of this publication is to analyze the current status and development prospects of charging points in underground garages of multi-family buildings in Poland. Furthermore, there are presented results of load measurements of EV charging points.

Technical aspects of EV charging points

The charging processes for electric vehicles are defined in the IEC 61851 [10] and IEC 62196 [11] standards, which outline four types of charging systems:

- Type 1 (AC Charging) - This is a basic charging system using standard outlets, with a maximum of 16 A and 250 V. It is considered slow or semi-fast and lacks dedicated safety features or communication between the vehicle and charger.
- Type 2 (AC Charging) - A more advanced system than Type 1, including portable chargers with added protection like a control box, offering safer and more efficient charging.
- Type 3 (AC Charging) - This system allows slow or semi-fast charging with dedicated vehicle connections (e.g., TYPE 2) and advanced control functions. It supports up to 32 A and includes safety devices like an RCD in the charger.
- Type 4 (DC Charging) - A fast charging system using dedicated connectors (e.g., Combo 2), with the AC/DC converter built into the charger. It offers higher charging power and advanced control for quick and safe charging.

From the point of view of operational safety, it is very important to select appropriate protection. In the PN-HD 60364-7-722:2019-01 standard [12], it can be found guidelines on the need to use at least a residual current device (RCD) with a rated differential current not exceeding 30 mA. In addition, appropriate overcurrent protection should be selected. In the case of three-phase powered charging devices, the following relationship can be used:

$$(1) I_c = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi),$$

where I_c is the calculated nominal current, P is a nominal power of charger, U is its nominal input voltage and $\cos\phi$ is a power factor. Based on the calculated I_c value, the overcurrent protection with the closest (higher) nominal current should be selected. It should also be noted that the overload tripping current cannot exceed the long-term load capacity of the charging point's power supply cable. There are several options for connecting an EV charging point, including: connecting it to the apartment's electrical switchboard, installing a new metering system in the building's main switchboard, integrating it with the existing metering system of the premises, or setting up a new dedicated power connection. Furthermore, the installation must comply with technical requirements related to fire safety hazards. The above premises clearly indicate that, the installation of the charging point requires an individual approach depending on the case, therefore it is recommended to entrust this task to suitably qualified persons with the necessary authorizations and experience.

Load measurements of EV charging points

During the tests, two types of charging points were analyzed:

- Solution No. 1 - maximum charging current of 16 A, nominal power 11 kW, Type 2;
- Solution No. 2 - maximum charging current of 32 A, nominal power 22

kW, Type 3, remotely controlled via app (power regulation);

The mentioned above charging points were used to charge the batteries of a Tesla Model 3. The car allows the user to set and limit the charging current level. The user has constant access to the battery charge level and the current charging current value. Despite the higher nominal power of charging point No. 2, for unknown reasons, the vehicle's monitoring system limited the charging current to just 6 A. In both cases, the Metrel MI 2292 power quality analyzer was used to measure active, reactive, and apparent power, as well as to monitor currents, voltages, and their distortions during 1-second averaging periods. The startup process of the charging point in both cases indicates a sequential loading of individual phases of the power supply system at intervals of several seconds. The total startup time of both charging points in the analyzed vehicle is approximately 20 seconds, and overcurrent conditions may occur (only for charging point No. 2, e.g., in a transient state, the current may reach 8 A with a set charging current of 6 A). In both cases, the power drawn from the grid in the steady state is stable, and no changes in current intensity occur (see Fig. 1).

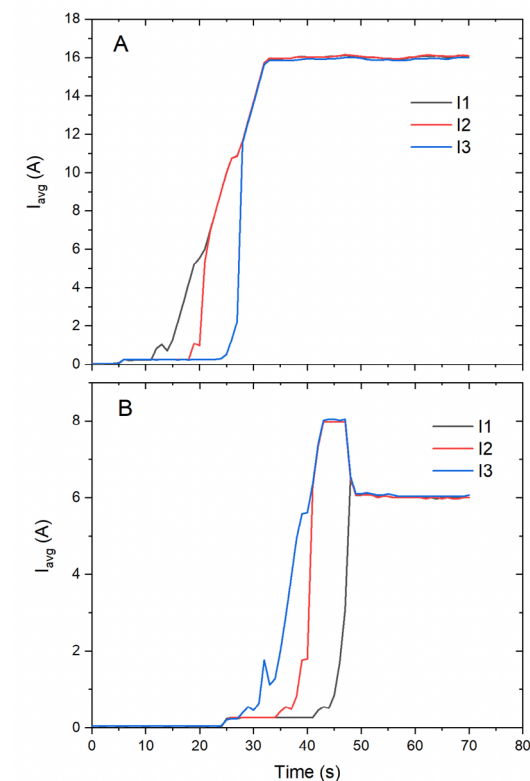


Fig. 1. Changes in current drawn from the mains after starting the charging process in the EV in the case of charging point no. 1 (A) and no. 2 (B)

Basically, in both types of charging points, a typical dependence of current harmonic emissions was observed, which decreases with the increase in the system load to the rated value. The changes in harmonics in the supply voltage (THDU in the range 1÷4.2%) shown in Figure 2 result from the specificity of the LV power grid connection point. Due to the change in voltage harmonics at the supply point, current harmonics fluctuate proportionally. Charging points used for the power electronic circuit systems proposed by the manufacturer and the filters used are characterized by different levels of current harmonic emissions. Their level may be subject to separate tests and should be carried out when installing voltage sources with a specified level of voltage harmonic emission stability.

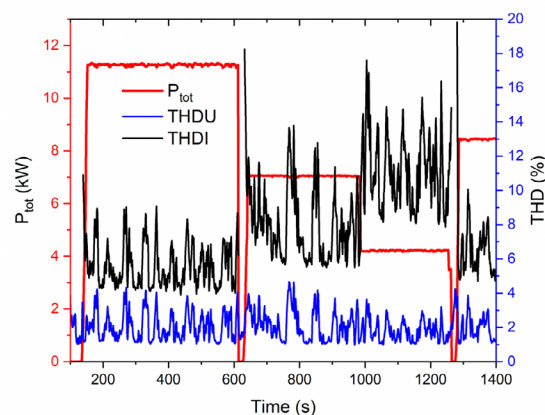


Fig. 2. Power drawn from the supply network and the total content of higher voltage and current harmonics of phase L1

Current Legal Regulations Overview

Nowadays, the most popular place of charging electrical car is a home garage, which is also often the most financially affordable option. It is a very intuitive solution, especially if there are no laws regulating such an activity for a garage that is subject to a single-family home. However, the situation of charging an electric vehicle in underground garages of multi-family buildings is more complicated.

The regulations in force in Poland do not define detailed regulations governing the charging of electric cars in underground garages of multi-family buildings. In the other hand, the Act of 11 January 2018 on electromobility and alternative fuels [13] requires that newly constructed multi-family residential buildings, or any new public utility building, with their external and internal parking spaces is obliged to have the connection power that shall enable them to be equipped with vehicle charging installations with a minimum power of 3.7 kW. Despite this, many drivers face challenges due to a lack of permission from building managers to charge or park their electric vehicles. The most common reason for denial is the concern over fire hazards associated with charging or even parking an electric vehicle. Although the fire risk probabilities of electric and conventional cars are similar [14], an electric vehicle fire is potentially much more difficult to control and dangerous due to the release of significantly more heat and substances that are harmful or toxic to human health [15].

The building manager has the right to deny access to parking spaces and charging points if there are technical limitations or insufficient power reserves to support the installation of a charging point. Therefore, it is strongly recommended arranging parking and charging conditions with the manager beforehand. It's essential to understand that even using an Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE), which is not classified as a charging point under Polish law, requires prior arrangement as well. According to the mentioned above Electromobility Act, a charging point is defined as "a device enabling the charging of a single electric vehicle, hybrid vehicle, or zero-emission bus, as well as a location where the battery used to power such a vehicle is replaced or charged" [13]. This law also provides guidelines for installing charging points in buildings constructed before the act was passed. Before purchasing a charger or charging point, it's advisable to consult with the building manager to determine the appropriate device parameters, ensuring that it is both suitable and safe for the building. The technical expertise must clearly confirm that the installation of a charging point in the building is feasible. Additionally, in accordance with Polish law, if the building or area is listed in the Polish register of monuments, permission from the provincial conservator of monuments is required before any installation. The applicant must also secure permission from the building owner.

It is important to note that an appraisal is not mandatory. Once the application is submitted, the building manager has 30 days to order an expert opinion on the construction of the charging station. This assessment must be carried out by someone with construction qualifications in electrical and power grid installations. The cost of the expert opinion is covered by the applicant. However, this opinion is not required if a charging point already exists on the property. Once the application is submitted, the building manager reviews it and, if favorable, forwards it to the Residents' Council for consideration. Approval requires consent from the Housing Community Board, the owner of the second apartment in two-apartment communities, or at least half of the residents in communities of three or more apartments. Notably, for charging points with a power of 11 kW or more, the consent of at least half of the residents is required, whereas for lower power points, only the approval of the Housing Community Board is necessary. It's also important to highlight that the power limit for EV charging points is nearly double that of photovoltaic (PV) installations. For PV systems, the limit is set at 6.5 kW, and any installation exceeding this power must be reviewed and approved by a fire safety expert. [16]. The Board or apartment owners may reject the application if the applicant has not agreed to cover the installation costs or, if the expert opinion shows, modifications to the electricity network are needed. Other reasons for refusal, as outlined by Polish law, include the applicant's lack of legal title to the apartment or exclusive-use parking space, lack of the apartment owner's consent, or a negative expert opinion regarding the installation. This procedure applies to both internal and external charging points. It is strongly recommended to consult with a lawyer before beginning the application process for installing a charging point.

Conclusions

With the rapid growth of electric and hybrid vehicles in Poland, the demand for more charging points is increasing significantly. According to the Act on Electromobility and Alternative Fuels of 11 January 2018, all newly constructed multi-family residential buildings and public utility facilities with internal and external parking spaces must be equipped to support vehicle charging installations with a minimum power of 3.7 kW. This article outlines the procedure for installing new charging points in both indoor and outdoor parking areas. If the planned charging station's power is below 11 kW, the Housing Community Board can approve the application without needing the consent of at least half of the residents. For photovoltaic installations, the power limit is 6.5 kW. During the activation of battery charging in an electric vehicle, short-term current surges may occur due to the design and applied algorithms of the charging current regulators. The tested charging points, in their steady-state operation, demonstrated stable and symmetrical current draw from the low-voltage electrical grid. The level of current harmonic emissions depends on the design features of the device and decreases as the power drawn from the grid increases.

References

- [1] "Stacjomat.pl Przyłącz się... Ładowanie samochodu elektrycznego w bloku i garażu podziemnym," 2022, [Online]. Available: <https://stacjomat.pl/ladowanie-samochodu-elektrycznego-w-bloku-i-garazu-podziemnym/>.
- [2] "GRAMWZIELONE.PL Ile elektryków jeździ po polskich drogach? Znamy najnowsze dane." <https://www.gramwzielone.pl/auto-ekologiczne/20209439/ile-elektrykow-jezdzi-po-polskich-drogach-znamy-najnowsze-dane>, .
- [3] G. Patil, G. Pode, B. Diouf, and R. Pode, "Sustainable Decarbonization of Road Transport: Policies, Current Status, and Challenges of Electric Vehicles," *Sustainability*, vol. 16, no. 18, 2024, doi: 10.3390/su16188058.
- [4] S. Borroy Vicente et al., "Assessment of the Technical Impacts of Electric Vehicle Penetration in Distribution Networks: A Focus on System Management Strategies Integrating Sustainable Local Energy Communities," *Sustainability*, vol. 16, no. 15, 2024, doi: 10.3390/su16156464.
- [5] X. Yang, R. Du, Z. Ji, Q. Wang, M. Qu, and W. Gao, "A Management Framework and Optimization Scheduling for Electric Vehicles Participating in a Regional Power Grid Demand Response under Battery Swapping Mode," *Electronics*, vol. 13, no. 20, 2024, doi: 10.3390/electronics13203987.
- [6] Y. Cheng and T. W. Ching, "Distributed Real-Time Feedback Optimization for Renewable Energy Sources and Vehicle-to-Grid Power Compensation of Electric Vehicle Chargers in Distribution Systems," *Sustainability*, vol. 16, no. 6, 2024, doi: 10.3390/su16062432.
- [7] S. Deb, K. Kalita, and P. Mahanta, "Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid," in 2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy), 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397215.
- [8] H. S. Das, M. M. Rahman, S. Li, and C. W. Tan, "Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, p. 109618, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109618>.
- [9] F. Braeuer, M. Kleinebrahm, E. Naber, F. Scheller, and R. McKenna, "Optimal system design for energy communities in multi-family buildings: the case of the German Tenant Electricity Law," *Appl. Energy*, vol. 305, p. 117884, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117884>.
- [10] IEC 61851-23:2023 Electric vehicle conductive charging system - Part 23: DC electric vehicle supply equipment. 2023.
- [11] "IEC 62196-1:2022 Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements," 2022.
- [12] PN-HD 60364-7-722:2019-01 (Polish version) Low-voltage electrical installations - Part 7-722: Requirements for special installations or locations - Power supply for electric vehicles. 2019.
- [13] Journal of Laws 2018 item 317, Act of 11 January 2018 on electromobility and alternative fuels. 2018.
- [14] A. Lecocq, M. Bertana, B. Truchot, and G. Marlair, "Comparison of the fire consequences of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle," in 2. International Conference on Fires In Vehicles - FIVE 2012, 2012, pp. 183–194, [Online]. Available: <https://ineris.hal.science/ineris-00973680>.
- [15] Y. Cui, J. Liu, B. Cong, X. Han, and S. Yin, "Characterization and assessment of fire evolution process of electric vehicles placed in parallel," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 166, pp. 524–534, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.08.055>.
- [16] K. Seklecki, L. Litzbarski, K. Wójcik, Z. Cieślukowska, M. Włas, and J. Grochowski, "Instalacje fotowoltaiczne w budownictwie wielorodzinnym," *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 79–81, 2024.

Pole elektryczne wokół słupa linii 110 kV z układem łączności

Marek Olesz
Mikołaj Nowak
Leszek Litzbarski
Politechnika Gdańska
Paweł Szwarczewski
Orlen Projekt S.A.

Wstęp

Pola elektryczne i magnetyczne generowane przez linie wysokiego napięcia są ważnym tematem badawczym i pomiarowym z uwagi na ich oddziaływanie na środowisko wokół obiektów liniowych i konstrukcji zawierających infrastrukturę energetyczną [2 – 5]. Wartość natężenia pola zależy od różnych czynników, takich jak ukształtowanie terenu, konfiguracja słupów, rozmieszczenie i fazowanie przewodów, wartość napięcia i prądu obciążenia linii w stanie normalnej oraz awaryjnej pracy.

Obliczanie trójwymiarowego natężenia pola elektrycznego w obszarze pod linią wysokiego napięcia z uwzględnieniem skomplikowanej konstrukcji słupowej wymaga przy zastosowaniu szybkich komputerów o znacznej zdolności obliczeniowej, dużego nakładu pracy i czasu na wykonanie analiz symulacyjnych. Badania te, w ramach niniejszego opracowania optymalizowano pod kątem czasu obliczeń przy wykorzystaniu algorytmu iteracyjnej weryfikacji błędów obliczeniowych oraz stosując obliczenia w dziedzinie zespolonej napięć linii elektroenergetycznej.

W referacie przedstawiono wyniki analizy rozkładu pola elektrycznego wokół zaimplementowanej w oprogramowaniu OPERA konstrukcji słupa elektroenergetycznego PLN111 T z zainstalowanym na nim osprzętem łączności (w postaci dookólnej anteny nadawczo-odbiorczej) oraz dodatkowym układem elektroenergetycznym umożliwiającym bezpośrednie zasilanie z sieci 110 kV przez przekładnik napięcia współpracujący z projektowanym energoelektronicznym układem zasilania. Wymieniona konstrukcja jest jednym z nowatorskich rozwiązań projektowych pochodzących z projektu pt. Nowatorskie konstrukcje specjalnego przeznaczenia jedno i dwutorowych słupów dla linii wysokich napięć wraz z układem łączności zasilanym bezpośrednio z linii wysokiego napięcia (PYLON 2) realizowanego w latach 2020 – 2023 w konsorcjum Energa Invest (aktualnie Orlen Projekt) i Politechniki Gdańskiej,

W rozwiązaniu tym zaproponowano na słupie linii 110 kV instalację anteny oraz układu zasilania dla systemów łączności. Rozwiązanie to umożliwi wykorzystanie tych linii do pokrycia terenów obecnie nieobjętych zasięgiem, szczególnie tam gdzie nie jest możliwe zasilanie takich obiektów z typowej sieci niskiego napięcia. Rozwiązanie zakłada innowacyjny sposób zasilania układów łączności z wykorzystaniem przekładników napięciowych (tzw. mocy), umożliwiających zasilanie odbiorów niskonapięciowych z linii wysokiego napięcia bez konieczności budowy dodatkowej struktury zasilającej z linii niskiego napięcia.

W innych projektowanych konstrukcjach słupów dzięki wprowadzeniu poprzeczników izolatorowych uzyskano ograniczenie obszaru zajętego przez linię napowietrzną 110 kV - mniejszy pas technologiczny; minimalizacja czasu dotyczy budowy nowych linii elektroenergetycznych – łatwiejszy montaż poprzecznika, istotne zmniejszenie wagi słupa i minimalizację kosztów budowy nowych linii.

Założenia do obliczeń i wykorzystywane oprogramowanie symulacyjne

Wprowadzony do oprogramowania model obliczeniowy odzwierciedlał rzeczywistą konstrukcję słupową. Obliczenia prowadzono metodą elementów skończonych. Do analizy wybrano słup PLN111 T z uwagi na spodziewaną optymalizację natężenia pola elektromagnetycznego. Obecność przewodów jednotorowej linii elektroenergetycznej z jednej strony słupa pozwala ograniczyć oddziaływanie pola na układ antenowy jak i zminimalizować wartości rejestrowane pod konstrukcją słupową.

W ramach prac obliczeniowych przeprowadzono proces przygotowania i obliczeń modelu przęsła linii WN w oparciu o model kratownicowy słupa z uwzględnieniem rzeczywistych przekrojów i zwisu linii WN (tabela 1).

Obliczenia przeprowadzono za pomocą oprogramowania numerycznego korzystającego z metody elementów skończonych Opera 3D Simulia ze zintegrowaną nakładką na oprogramowanie CST Studio 2022, korzystającą z modułu obliczeń elektrycznych i magnetostatycznych w dziedzinie zespolonej. Model 3D przęsła opracowano we wbudowanym do oprogramowania module Modelera. Weryfikacji błędu obliczeniowego dokonano na podstawie zastosowania algorytmu minimalizacji błędu obliczeń w trakcie kolejnych iteracji obliczeń jądra modelu.

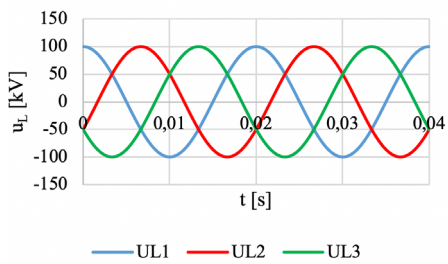
Przyjęto następujące założenia obliczeniowe:

- przedmiotem symulacji jest pojedyncze przęsło z jednym słupem typu PLN 111 T w wersji przelotowej oraz dwoma odcinkami linii WN 110 kV (napięcie maksymalne 123 kV (RMS)) o trójkątnym układzie przewodów,
- przyjęto wartość maksymalną zwisu przewodów fazowych, uzyskując odległość 5,85 m nad ziemią dla przewodów podwieszonych najniżej,
- wprowadzono minimalną długość przęsła linii, tj. 180 m,
- uwzględniono zamocowanie anteny dookólnej na szczycie konstrukcji słupa.

W ramach badań zrealizowano następujące prace:

- zdefiniowano wymagania do założeń obliczeniowych, pozyskano dane wejściowe,
- zbudowano model 3D słupa PLN 111 T jak najbardziej zbliżony do konstrukcji rzeczywistej na podstawie dostarczonej dokumentacji i obliczono rozkład składowej elektrycznej pola EM dla modelu przęsła.

W przeprowadzonych badaniach symulacyjnych założono odzwierciedlenie zbliżonych do istniejących w rzeczywistości warunków odniesienia dla modelu obliczeniowego, umiejscowionego w wydzielonym obszarze obliczeniowym równym wielkości przęsła linii WN z uwzględnieniem pasa wokół linii o szerokości min. 30 m. Rejestracji pola dokonywano na wysokości 2 m nad ziemią według wytycznych rozporządzenia dotyczącego dopuszczalnych wartości pola elektromagnetycznego [3]. W obliczeniach uwzględniono podstawową harmoniczną (50 Hz) przebiegów napięciowo - prądowych zasilających rozpatrywaną linię elektroenergetyczną (Rys. 1) z możliwością wyodrębnienia rozkładu pola elektrycznego dla dowolnego kąta fazowego.



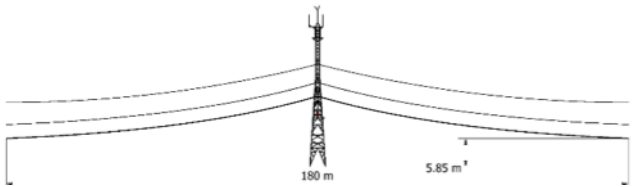
Rys. 1. Przebiegi napięcia w liniach fazowych modelu przęsła linii WN 110 kV

W tabeli 1 przedstawiono zestawienie parametrów technicznych oraz wymiarów modelu słupa, linii fazowych oraz odgromowych.

Lp.	Przewód	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Odległość od osi słupa	Wysokość zawieszenia	Odległość do ziemi w środku przęsła
		-	[mm²]	[m]	[m]	[m]
1	L1	311-A1F/32-20SA	342,25	3,6	20,5	10,2
2	L2			2,75	16,5	5,85
3	L3			6,6	16,5	5,85
4	odgromowy	61-A1/ 36-ST1A	97,03	2,25	27,3	16,5

Tabela 1. Zestawienie wymiarów przewodów i ich położenia

Antenę dookólną umieszczoną na szczycie modelu słupa odseparowano od konstrukcji przewodzącej słupa. Ze względu na nieokreślony rozkład potencjału wykonano podłączenie do konstrukcji za pomocą znacznej rezystancji o wartości ok. 100 MΩ, co stanowi wartość zbliżoną do impedancji wspólnej wzmacniacza oraz symetryzatora antenowego.



Rys. 2. Model geometryczny słupa PLN111 T w przęsle (wymiarów charakterystyczne między punktami maksymalnego zwisu linii)

Korzystając z oprogramowania symulacyjnego dokonano przypisania materiałów, potencjałów linii i innych elementów czynnych, prądów roboczych w liniach oraz określenia warunków brzegowych typu otwartego II rodzaju (na składową styczną natężenia pola elektrycznego $E_t = 0$ w płaszczyźnie ziemi oraz wpływu i wypływu linii z obszaru obliczeniowego oraz warunek otwarty asymptotyczny w płaszczyźnie prostopadłej). Zdefiniowano również niemagnetyczną i półprzewodzącą płaszczyznę „ziemi” o zadanym zerowym potencjale odniesienia.

Na Rys. 2 przedstawiono widok modelu geometrycznego słupa i linii. w modelu tym wydzielono podprzestrzenie obliczeniowe niezbędne do sterowania gęstością siatki elementów skończonych oraz konieczne do implementacji

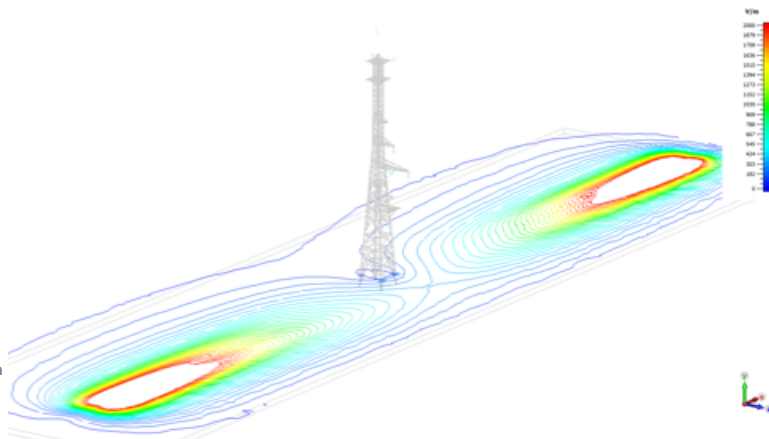
algorytmu kontroli błędów obliczeń. Średnia wielkość charakterystyczna siatki elementów skończonych na powierzchni słupa wyniosła ok. 0,1 m, natomiast w przestrzeni obliczeniowej swobodnej: ok. 0,4 m. W objętości modelu ok. 420 tys. m^3 ostatecznie zastosowana, optymalna liczba węzłów siatki elementów skończonych wyniosła około 17,2 mln.

Wyniki obliczeń rozkładu pola elektrycznego

Na podstawie zaimplementowanego modelu przęsła ze słupem PLN111 T dokonano szeregu symulacji rozkładu pola elektrycznego w przestrzeni obliczeniowej. W celu wyznaczenia wartości narażeń połowych wokół linii wykonano wizualizację rozkładu składowej elektrycznej E pola elektromagnetycznego:

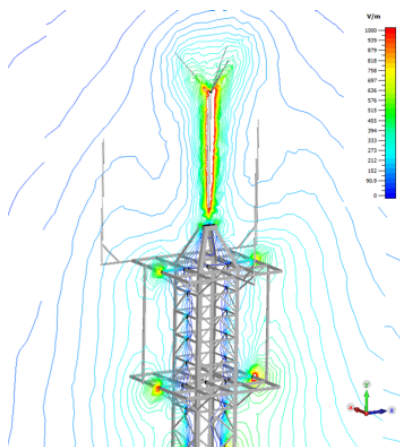
- na wysokości 2 m nad poziomem terenu dla terenu płaskiego w całym obszarze obliczeniowym oraz wokół konstrukcji słupowej (rys. 3, 5, 6),
- w obszarze anteny dookólnej (rys. 4).

Rys. 3. Izolinie rozkładu natężenia pola elektrycznego pod modelem słupa PLN111 T na wysokości 2 m nad ziemią

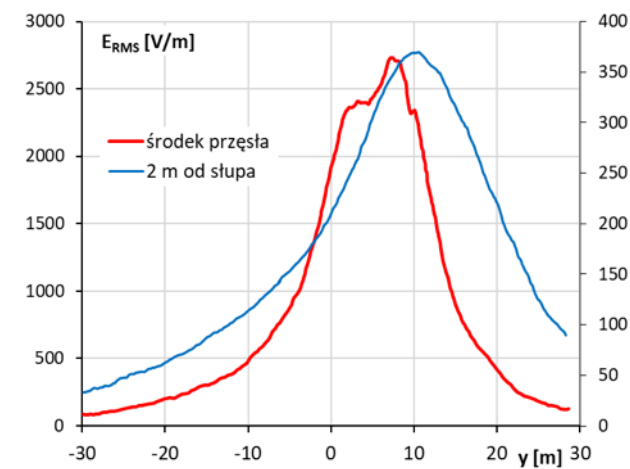


Jako wartość definiującą narażenie na oddziaływanie pola obrano wartość skuteczną (średniokwadratową) definiowaną za okres napięcia sieciowego (20 ms).

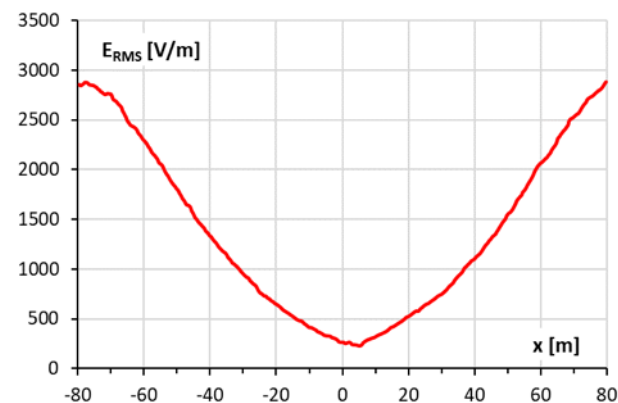
Rys. 4. Wizualizacja rozkładu wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola elektrycznego E w przekroju anteny wzdłuż toru linii – mapa izolinii



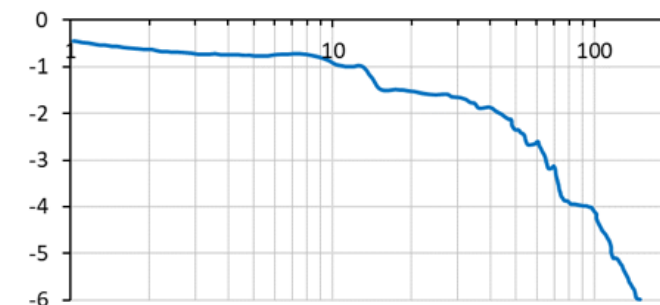
Rys. 5. Wizualizacja rozkładu wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola elektrycznego E na wysokości 2 m nad ziemią w osi poziomej prostopadłej do toru linii WN w środku przęsła (skala po lewej) i 2 m od słupa (skala po prawej)



Rys. 6. Wizualizacja rozkładu wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola elektrycznego E na wysokości 2 m nad ziemią w osi poziomej wzdłuż toru linii WN (0 m na osi odciętych wyznacza położenie konstrukcji słupa)



Na Rys. 7 przedstawiono zależność błędów obliczeń (zaokrąglenia) w funkcji numeru iteracji obliczeniowej. Dla modelu obliczeniowego zoptymalizowano proces obliczeń osiągając już po 140 iteracjach akceptowalny błąd obliczeniowy rzędu 10-6 wartości względnej potencjału skalarnego lub wektorowego, co w praktyce oznacza błąd procentowy wartości pola E poniżej 1%.



Rys. 7. Wizualizacja wartości błędów obliczeń w funkcji liczby iteracji algorytmu obliczeniowego

Wnioski

Na podstawie obliczeń symulacyjnych rozkładu pola elektrycznego w obszarze obliczeniowym składającym się z linii WN oraz konstrukcji słupowej PLN111 T na obszarze całego przęsła (o długości minimalnej 180 m) nie stwierdzono przekroczenia wartości dopuszczalnych długotrwale. Dodatkowo konstrukcja słupa PLN111 T wykazuje korzystne cechy ekranujące dla częstotliwości podstawowej harmonicznej i umożliwia skuteczne umiejscowienie systemów radiokomunikacji na szczycie konstrukcji.

Przedstawione na rysunkach 3-6 wyniki symulacji numerycznych metodą elementów skończonych pozwalają jednoznacznie stwierdzić, że dla przyjętych konfiguracji przewodów konstrukcji słupowych PLN111 serii T maksymalne wartości natężenia pola elektrycznego na wysokości 2 m pod linią i w otoczeniu słupa nie przekraczają wartości dopuszczalnych, dla miejsc dostępnych dla ludzi w ograniczonym czasie przebywania określonych przepisami i wynikających z norm, tj. $IPNp-E = 10 \text{ kV/m}$.

Podziękowania: Mikołaj Nowak – laureat stypendium naukowego START korzystający z wsparcia finansowego Fundacji na rzecz Nauki Polskiej (FNP).

Praca dofinansowana z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (POIR.04.01.04-00-0060/20).

Literatura

- [1] Sztafrowski D., Bieńkowski P., Gumieła J., Ograniczenie natężenia pola elektrycznego pod linią napowietrzną 110 kV poprzez dedykowaną konfigurację geometryczną przewodów roboczych, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 93 NR 12/2017,
- [2] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30.10.2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. nr 192 z dnia 14.11.2003 r., poz. 1883).
- [3] Rozporządzeniu Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 29 listopada 2002 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy (Dz. U. nr 217, poz. 1833 z 2002 r.
- [4] PN-EN 50341-1:2013-03, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemienneego powyżej 1 kV - część 1: Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne.
- [5] PN-EN 50341-2-22:2016-04, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemienneego powyżej 1 kV - Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
- [6] Skomudek W., Szpindler P., Rozkład składowych pola elektromagnetycznego wokół przewodów linii napowietrznych wysokich napięć wykonanych na słupach pełnościennych, PAK vol. 59, nr 7/2013

Patronaty

Wojewoda Pomorski
Marszałek Województwa Pomorskiego
Prezydent Miasta Gdańska
Politechnika Gdańska
Urząd Regulacji Energetyki
Polskie Towarzystwo Elektrotechniki
Teoretycznej i Stosowanej (PTETiS)
Wydział Elektrotechniki
i Automatyki PG
Energetyka24
Radio Gdańsk
INPE
WysokieNapiecie.pl
CIRE.pl
Energetyka.plus
elektro.info
Optimal Energy
Automatyka, Elektryka, Zakłócenia

Patroni Honorowi



PATRONAT HONOROWY
**WOJEWODA
POMORSKI**
BEATA RUTKIEWICZ



PATRONAT HONOROWY:
MIECZYŚŁAW STRUK
MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



PATRONAT HONOROWY
**Prezydent
Miasta Gdańska**



PATRONAT HONOROWY
Rektor Politechniki Gdańskiej
prof. dr hab. inż. Krzysztof Wilde



**Urząd Regulacji
Energetyki**



Patroni Medialni

Energetyka 24

Radio Gdańsk



wysokie **N**apiecie.pl



**ENERGETYKA
PLUS**
www.energetyka.plus



optimalenergy

**AUTOMATYKA
ELEKTRYKA
ZAKŁÓCENIA**

Komitet Organizacyjny

Patryk Zawadzki

Przewodniczący
Komitetu Organizacyjnego

Kornel Borowski

Przewodniczący
ds. naukowo-programowych

Marek Behnke

Dyrektor Biura SEP Oddział Gdańsk

Karolina Siemińska

Specjalista ds. administracyjnych
i księgowości

Mateusz Zajączkowski

Główny koordynator

Jakub Szymański

Koordynator ds. kontaktu z firmami

Bruno Kulesza

Koordynator ds. kontaktu z firmami

Mikołaj Majewski

Koordynator ds. promocji

Dominik Mendelewski

Koordynator ds. grafiki

Krzysztof Szymański

Koordynator ds. cateringu

Kacper Lewandowski

Koordynator ds. konferencji

Wojciech Wijata

Koordynator ds. logistyki
i targów branżowych

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk



O.GDAŃSK

SEP O. Gdańsk to społeczność branży elektroenergetycznej na Pomorzu, której głównym celem jest wzajemna wymiana doświadczeń. Stowarzyszenie łączy doświadczenie zawodowe elektryków oraz młodą kadrę inżynierską wprowadzającą innowacyjne podejście w branży.

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej



**WYDZIAŁ
ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI**

Wydział Elektrotechniki i Automatyki składa się z 9 katedr i 2 laboratoriów badawczych: Laboratorium LINTE² oraz Ośrodka Doświadczalnego.

Oferta dydaktyczna wydziału obejmuje cztery kierunki studiów I stopnia oraz trzy kierunki studiów II stopnia. Corocznie studia na wydziale kończy ok. 300 absolwentów, uzyskując kwalifikacje pozwalające na zatrudnienie m. in. w spółkach zajmujących się zarządzaniem i obrotem energią elektryczną, w biurach projektowych i konstrukcyjnych oraz w strategicznych projektach branży energetycznej.

Wydział należy do najlepszych jednostek akademickich w Polsce, w 2017 r. uzyskał akredytację w kategorii A, a w 2022 r. w kategorii A+ w dyscyplinie automatyka, elektronika i elektrotechnika, nadane przez Komisję Ewaluacji Nauki. W zakresie uznania jakości kształcenia wydział posiada pozytywne oceny akredytacyjne Polskiej Komisji Akredytacyjnej oraz Komisji Akredytacyjnej Uczelni Technicznych.



O.GDAŃSK