



Fundusze Europejskie
dla Rozwoju Społecznego



Rzeczpospolita
Polska

Dofinansowane przez
Unię Europejską



Politechnika Świętokrzyska
Wydział Inżynierii Środowiska Geodezji i Energetyki
Odnawialnej

Kierunek studiów:
Odnawialne Źródła Energii

Łukasz Orman, Sylwia Wciślik

Materiały dydaktyczne do przedmiotu

ENERGETYKA ROZPROSZONA

opracowane w ramach realizacji Projektu
**„Dostosowanie kształcenia
w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb
współczesnej gospodarki”**
FERS.01.05-IP.08-0234/23

Kielce, 2025





Spis treści

1. Uwarunkowania geograficzne oraz polityczno - gospodarcze determinujące uzysk energii elektrycznej z mikroinstalacji fotowoltaicznych	3
2. Racjonalizacja wyboru instalacji PV	4
2.1. Rodzaje instalacji prosumenckich w Polsce	5
2.2. Produkcja energii elektrycznej w systemach PV on-grid, off-grid oraz tracking – studium przypadku	6
2.3. Wskaźnik autokonsumpcji mikroinstalacji PV	7
3. Analiza pracy mikroinstalacji PV dla warunków rzeczywistych, STC oraz NOTC	8
3.1. Instalacje prosumenckie	8
3.2. Charakterystyka parametrów pracy instalacji PV	9
3.3. Przykład obliczeniowy	13
4. Przykładowy program funkcjonalno-użytkowy farmy fotowoltaicznej	18
4.1. Informacje wstępne	18
4.2. Opis ogólny przedmiotu zamówienia	19
4.3. Wymagania w stosunku do przedmiotu zamówienia	21
4.3.1 Wymagany zakres opracowania (projekt, dokumentacja)	21
4.3.2 Wymagania dotyczące urządzeń i materiałów	22
4.3.2.1 Moduły fotowoltaiczne	22
4.3.2.2 Konstrukcja montażowa	22
4.3.2.3 Falowniki	23
4.3.2.4 Okablowanie	23
4.3.3 Wymagania dotyczące realizacji robót	23
4.3.4 Wymagania w zakresie ogrodzenia instalacji fotowoltaicznej i oświetlenia	25
4.3.5 Wymagania w zakresie stacji pogodowej i systemu monitoringu wizyjnego	25
4.3.6 Warunki odbioru robót	25
4.3.7 Wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej i BHP	26
4.3.8 Wymagania w zakresie szkoleń	26
4.3.9 Wymagania w zakresie gwarancji i serwisu	27
4.3.10 Wymagania dodatkowe	28
4.4. Wybrane elementy części informacyjnej	28
Spis literatury	31



Fundusze Europejskie
dla Rozwoju Społecznego



Rzeczpospolita
Polska

Dofinansowane przez
Unię Europejską



Materiały dydaktyczne objęte licencją Creative Commons BY 4.0.

Licencja dostępna pod adresem: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



1. Uwarunkowania geograficzne oraz polityczno - gospodarcze determinujące uzysk energii elektrycznej z mikroinstalacji fotowoltaicznych

Wydaje się, że najważniejszym czynnikiem mającym wpływ na efektywność mikroinstalacji PV jest nasłonecznienie. Kraje południowe, takie jak Hiszpania, Włochy i Grecja, mają najwyższe roczne nasłonecznienie (ponad 1800 kWh/(m²rok)), podczas gdy w Polsce wynosi ono średnio 1000-1200 kWh/(m²rok) [1,2]. Natężenie promieniowania słonecznego wpływa na ilość energii, jaką można uzyskać z jednostki powierzchni paneli fotowoltaicznych - PV. W Północnej i Środkowej Europie, również w Polsce, zachmurzenie oraz krótkie zimowe dni zmniejszają efektywność produkcji energii z instalacji PV w porównaniu z południem kontynentu. Z drugiej strony, niższe temperatury mogą poprawiać sprawność paneli, ze względu na ich efektywne chłodzenie. Ponadto, w regionach leśnych i górskich mogą występować ograniczenia związane z zacienieniem. Unia Europejska promuje rozwój odnawialnych źródeł energii w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (ang. European Green Deal) [3] oraz dyrektywy RED II (ang. Renewable Energy Directive) [4]. Polska, jako członek UE, zobowiązała się do zwiększenia udziału OZE wpisując się tym samym w założenia inicjatywy Komisji Europejskiej mającej na celu przekształcenie Unii Europejskiej w gospodarkę neutralną dla klimatu do 2050 roku. W zaktualizowanej wersji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu z 2024 roku [5], skierowanej do konsultacji publicznych, przewiduje się wzrost mocy fotowoltaicznej do 27 GW do 2030 r., co sprzyja rozwojowi mikroinstalacji PV. W Polsce mikroinstalacje PV są wspierane przez różne mechanizmy finansowe, takie jak:

- program „Mój Prąd” – dofinansowanie instalacji PV dla prosumentów,
- ulga termomodernizacyjna – możliwość odliczenia kosztów instalacji
- od podatku,
- system net-billingu – umożliwia sprzedaż nadwyżek energii do sieci,
- wsparcie lokalnych samorządów – dotacje i ulgi podatkowe dla inwestorów w OZE.

W pozostałych krajach UE również funkcjonują podobne programy wsparcia, jednak różnią się one pod względem modelu rozliczeń i poziomu dotacji. W Polsce rentowność inwestycji w mikroinstalacje jest coraz lepsza i wynosi obecnie około 6-8 lat, co jest konkurencyjnym wynikiem na tle innych państw UE. Na koniec 2024 roku w Polsce łączna moc zainstalowana mikroinstalacji wyniosła 12,7 GW, co stanowiło znaczną część całkowitej mocy zainstalowanej w fotowoltaice, czyli 21,2 GW.



Na koniec 2024 roku w Polsce do sieci elektroenergetycznych podłączonych było 1 544 574 mikroinstalacji, których łączna moc osiągnęła 12 749,891 MW.

Mikroinstalacje, głównie fotowoltaiczne, odpowiadały za około 95% mocy (12 045 MW) i 97,2% energii wprowadzonej do sieci ze wszystkich mikroinstalacji [6].

Do wskaźników, które odgrywają kluczową rolę w analizie opłacalności produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji PV w danym państwie należą:

- LCOE (ang. Levelized Cost of Electricity) - mierzy całkowity koszt produkcji energii elektrycznej w przeliczeniu na jednostkę energii (np. kWh, MWh). Uwzględnia koszty inwestycyjne, operacyjne, konserwacyjne oraz czas życia instalacji. W przypadku mikroinstalacji PV, LCOE zależy od: kosztów początkowych instalacji (np. paneli, inwerterów, itd.), efektywności systemu PV oraz warunków nasłonecznienia w danym regionie, a także od kosztów utrzymania i eksploatacji;
- WACC (Weighted Average Cost of Capital) - jest to średni ważony koszt kapitału, który odzwierciedla koszt finansowania projektu (zarówno z kapitału własnego, jak i długu). WACC wpływa na LCOE, ponieważ wyższy koszt kapitału zwiększa całkowite koszty inwestycji, co podnosi wartość LCOE. W krajach o stabilnym rynku finansowym i niskim ryzyku inwestycyjnym WACC jest zwykle niższy, co sprzyja inwestowaniu w mikroinstalacje PV.

Dla krajów Europejskich, wskaźnik LCOE dla energii słonecznej waha się od 30 do 60 EUR za 1MWh, w zależności od nasłonecznienia, kosztów instalacji i prowadzonej przez rząd polityki wsparcia [7]. Natomiast, WACC wynosi zwykle od 3% do 8%, w zależności od stabilności rynku finansowego i ryzyka inwestycyjnego. W Polsce wskaźnik WACC dla operatorów systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej jest określany przez Urząd Regulacji Energetyki. Na lata 2023–2028 ustalono jego wartość na stałym poziomie 7,478%. Polska wpisuje się zatem w te średnie wartości dla krajów Europy [8].

2. Racjonalizacja wyboru instalacji PV

Dynamiczny rozwój mikroinstalacji PV w Polsce wymaga modernizacji oraz dostosowania sieci energetycznej do możliwych zmian napięcia. W Polsce rośnie problem przeciążeń sieci dystrybucyjnej, co może ograniczać możliwość przyłączania nowych instalacji. Rozwiązaniem może być rozwój magazynów energii, które umożliwią lepsze zarządzanie nadwyżkami wyprodukowanej energii. Najnowszy proponowany przez Rząd system wsparcia finansowego



dla prosumentów mikroinstalacji OZE zakłada konieczność inwestycji w magazyn energii lub ciepła [9].

Ponadto, wszystkie instalacje fotowoltaiczne przyłączone do sieci energetycznej do 31 marca 2022, które wprowadzają do niej energię, zostały objęte dotychczasowym systemem opustów (program prosument; net-metering – bank energii) na okres 15 lat. Mniej korzystny system rozliczania energii wprowadzonej przez danego prosumenta do sieci obowiązuje w odniesieniu do instalacji, w których energia elektryczna została wytworzona i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej po raz pierwszy w okresie od dnia 1 kwietnia 2022 r. Nowy system rozliczeń, tzw. net-billing – wirtualny portfel opiera się na aktualnych cenach energii opublikowanych na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) przez tzw. Rynek Dnia Następnego. Ceny energii elektrycznej, którą prosumenci wysyłają do sieci zmieniają się co godzinę (RCE), ale docelowo mają się zmieniać co kwadrans. Z obserwacji społecznych wynika, że taki system zaczął zniechęcać potencjalnych inwestorów do zakładania mikroinstalacji. W związku z tym 27 grudnia 2024 roku weszły w życie korzystne dla prosumentów zmiany, które zaproponowało Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Zakładają one m.in. możliwość powrotu do systemu rozliczeń opartego na średniej miesięcznej cenie energii elektrycznej (RCEm), dla prosumentów, którzy zaczęli wytwarzać energię elektryczną przed 1 lipca 2024 roku; 30% zwrotu nadpłaty za niewykorzystaną energię zapisaną na depozycie przy przejściu z rozliczeń w oparciu o RCEm na RCE.

2.1. Rodzaje instalacji prosumenckich w Polsce

Obecnie w Polsce funkcjonują trzy sposoby wytwarzania energii elektrycznej przez prosumentów:

- instalacje on-grid - w systemach podłączonych do sieci nadwyżki wyprodukowanej energii są przesyłane do sieci, a prosument korzysta z rozliczeń w ramach net-meteringu lub net-billingu; wadą instalacji jest zależność od sieci elektroenergetycznej (w razie awarii sieci instalacja nie działa);
- instalacje off-grid – w tych niezależnych od sieci, autonomicznych systemach cała energia jest zużywana lokalnie lub magazynowana, co prowadzi do maksymalizacji autokonsumpcji; zaletami takiego rozwiązania są przede wszystkim całkowita niezależność od sieci i operatorów, możliwość zasilania obiektów w miejscach bez dostępu do sieci (np. domków letniskowych), brak opłat za dystrybucję energii; wady to przede wszystkim wysokie koszty początkowe (akumulatory, większa instalacja), ograniczony czas



przechowywania energii w akumulatorach, konieczność odpowiedniego zarządzania energią (np. w pochmurne dni);

- instalacje tracking (z ruchomymi panelami) - system, w którym panele PV są zamontowane na ruchomych konstrukcjach, które zaopatrzone w specjalne siłowniki śledzą ruch słońca w ciągu dnia. Takie rozwiązanie pozwala zwiększyć efektywność produkcji energii nawet o 25–40% w porównaniu do tradycyjnych, nieruchomych paneli.

W programie „Mój Prąd 6.0” stawia się nacisk na instalowanie magazynów energii, co sprawia, że połączenie systemu on-grid z magazynami energii stają się coraz bardziej popularne. Choć program nie wymaga tego, by system był całkowicie niezależny (off-grid), to preferencje wskazują na instalacje hybrydowe, czyli połączenie systemu on-grid z magazynami energii.

2.2. Produkcja energii elektrycznej w systemach PV on-grid, off-grid oraz tracking – studium przypadku

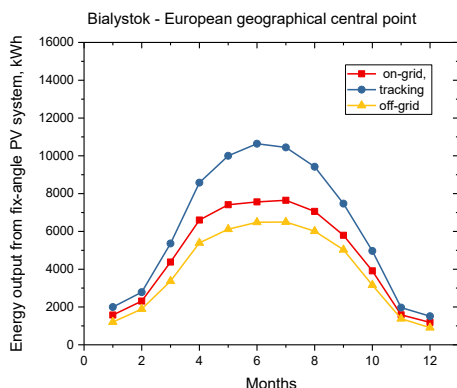
Wykorzystując aplikację Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [10] przeprowadzono symulację pozwalającą na porównanie produkcji energii w systemie fotowoltaicznym PV dla trzech przypadków: on-grid, układzie nadążnym (tracking) oraz off-grid. Obliczenia przeprowadzono dla Białegostoku – geometrycznego centrum Europy, stolicy Malty – Valletty, gdzie notuje się najwyższe wartości natężenia promieniowania słonecznego i największą ilość godzin słonecznych oraz dla miasta Rovaniemi leżącego na kole podbiegunowym, w Finlandii, gdzie średnia miesięczna ilość godzin słonecznych jest najniższa w Europie i wynosi poniżej 10h. Wyniki symulacji zamieszczono na wykresach 1a-c, gdzie pokazano całkowitą roczną produkcję energii z instalacji PV.

Dane wejściowe symulacji były następujące:

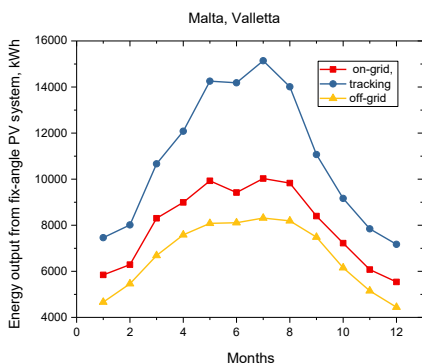
- zainstalowana moc PV: 36,43 kWp, strata systemu: 14%, nachylenie i azymut: zoptymalizowane pod kątem lokalizacji, instalacja jest zintegrowana z budynkiem, a baza danych promieniowania słonecznego dla Europy to PVGIS-ERA5, pojemność baterii: 32 787 Wh, limit odcięcia rozładowania wynosi 40%.

[Tekst alternatywny. Na rysunku pokazano Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie fotowoltaicznym dla lokalizacji: a) Białystok, b) Malta, Valletta, Finlandia, Rovaniemi. Na każdym wykresie znajdują się trzy krzywe o charakterze w przybliżeniu dzwonowym dla instalacji on-grid, nadążnej tzw. tracking oraz off-grid, dla których wartości

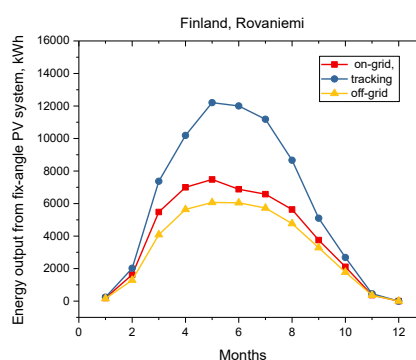
wyprodukowanej energii dla poszczególnych miesięcy w roku wynoszą od kilku do ok. 15000 kWh.]



a)



b)



c)

Rys. 1 Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie fotowoltaicznym dla lokalizacji: a) Białystok, b) Malta, Valletta, Finlandia, Rovaniemi [11]

Wyniki symulacji pokazują, że bez wątpienia układ nadążny daje najlepsze rezultaty pod względem produkcji energii elektrycznej, która w przypadku Białegostoku daje wyniki o ok. 27% niższe niż dla Malty. Szczytowe wielkości produkcji przypadają jednak dla różnych miesięcy, w zależności od lokalizacji. Opłacalność inwestycji jest tutaj kluczowa, a koszty instalacji o mocy 36,43 kWp, w przypadku systemu off-grid i tracking są nawet 50% wyższe niż dla instalacji on-grid, która bez uwzględnienia dotacji wyniesie ok. 90 tys. PLN. Czas zwrotu takiej instalacji będzie na racjonalnym poziomie i przy założeniu, że średnia cena sprzedaży energii to 0,35 zł/kWh, wyniesie on poniżej 5 lat.

2.3. Wskaźnik autokonsumpcji mikroinstalacji PV



Wskaźnik autokonsumpcji jest to iloraz energii zużytej na miejscu do całkowitej energii wyprodukowanej przez mikro instalację PV. Wysoki wskaźnik autokonsumpcji jest korzystny, z tego względu, że zwiększa opłacalność inwestycji oraz minimalizuje zależność od sieci energetycznej.

W systemie opustów (net-metering), który obowiązywał w Polsce do 31 marca 2022 r., prosument ma możliwość „magazynowania” nadwyżek energii w sieci.

W zależności od mocy instalacji, prosument mógł odzyskać:

- 80% energii dla instalacji do 10 kWp,
- 70% energii dla instalacji od 10 do 50 kWp.

Ten system sprzyjał prosumentom, gdyż dawał możliwość efektywnego wykorzystanie nadwyżek energii bez konieczności inwestowania w magazyny energii. Jednakże wskaźnik autokonsumpcji w systemie opustu jest dość niski i wynosi ~20-30%, ponieważ prosumenci polegają na sieci jako tzw. wirtualnym magazynie.

Z kolei w systemie net-billing, który funkcjonuje od 1 kwietnia 2022 r., nadwyżki energii są sprzedawane do sieci po cenach rynkowych, a energia pobierana z sieci jest kupowana po standardowych stawkach. System ten sprzyja zwiększaniu autokonsumpcji, gdyż sprzedaż energii do sieci jest mniej opłacalna oraz promuje inwestycje w magazyny energii, które pozwalają na przechowywanie nadwyżek energii na własne potrzeby. W tym przypadku wskaźnik autokonsumpcji może wzrosnąć nawet do 50-60% i więcej w przypadku zastosowania magazynów energii.

3. Analiza pracy mikroinstalacji PV dla warunków rzeczywistych, STC oraz NOTC

3.1. Instalacje prosumenckie

Prosumentem jest osoba lub także podmiot, który jednocześnie produkuje i konsumuje energię elektryczną. Termin, o którym mowa wywodzi się od wyrazów „producent” oraz „konsument”.

W odniesieniu do inżynierii środowiska oraz odnawialnych źródeł energii pod tym pojęciem rozumiemy wytwórcę energii elektrycznej powstałej przy pomocy instalacji odnawialnych źródeł energii, najczęściej mikroinstalacji fotowoltaicznych. Dokładną definicję odnajdziemy w Ustawie o odnawialnych źródłach energii [9,12]. Zgodnie z tym aktem prawnym prosumentem może być osoba fizyczna lub prawna, która nie prowadzi działalności gospodarczej. Najczęściej jednak są to osoby fizyczne. Obecnie, w odniesieniu do prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV),



na rynku polskim obowiązują jeszcze trzy systemy rozliczeń pomiędzy prosumentem a zakładem energetycznym.

Prosument w kontekście fotowoltaiki [9,12]:

- posiada mikroinstalację OZE (np. panele PV),
- wytwarza energię na własne potrzeby,
- może oddawać nadwyżki energii do sieci i je później odbierać (np. w systemie opustu lub net-billingu),
- w Polsce jest statusem, który daje prawo do korzystania z preferencyjnych systemów rozliczeń energii.

Rodzaje prosumentów:

- prosument biznesowy – firma posiadająca własną instalację OZE,
- prosument indywidualny – osoba fizyczna, np. właściciel domu z instalacją PV,
- prosument zbiorowy – mieszkańcy budynków wielorodzinnych, np. wspólnoty mieszkaniowe,
- prosument wirtualny – osoba, która produkuje energię w innym miejscu niż ją zużywa (np. ma udziały w farmie fotowoltaicznej).

3.2. Charakterystyka parametrów pracy instalacji PV

Znajomość podstawowych oraz bardziej zaawansowanych pojęć związanych z doбором instalacji fotowoltaicznych jest konieczna do prawidłowej oraz bezpiecznej pracy takich układów, co w kontekście bezpieczeństwa użytkowników jest niezwykle istotne. Poniżej opisano najważniejsze z nich.

Napięcie elektryczne to różnica potencjałów elektrycznych pomiędzy dwoma punktami w obwodzie elektrycznym lub w polu elektrycznym. Oznacza się je symbolem U , a jego jednostką miary jest Volt [V].

Maksymalne napięcie systemu to maksymalne nieprzekraczalne możliwe napięcie, jakie może wystąpić w obwodzie instalacji PV. Ogranicza liczbę paneli, które można połączyć w jednym szeregu/łańcuchu; np.: 1000 Wp.

Natężenie prądu, często nazywane prądem elektrycznym, to wielkość fizyczna opisująca przepływ ładunków elektrycznych. Definiuje się je jako iloraz wartości ładunku elektrycznego, który przepływa przez określoną powierzchnię oraz czasu, w jakim ten przepływ następuje. Natężenie oznaczane jest symbolem I , a jego jednostką jest Amper [A].



Znamionowe zabezpieczenie maksymalne to maksymalne nieprzekraczalne możliwe natężenie prądu czyli prąd, jaki może przepłynąć przez panel fotowoltaiczny, np.: 20 A.

Moc (nominalna) instalacji fotowoltaicznej to moc określona dla tzw. warunków STC (ang. Standard Test Conditions). Moc instalacji PV podajemy w Watt-pikach [Wp lub kWp=1000Wp]. W warunkach polskich można przyjąć, iż moc instalacji wyrażona w kWp to moc maksymalna instalacji.

Podczas testowania modułów PV stosować można dwie podstawowe grupy warunków: STC i NOCT (ang. Nominal Operating Cell Temperature). Każdy z nich zakłada różne parametry pracy modułów fotowoltaicznych. Moc oblicza się jako iloczyn napięcia i natężenia prądu w punkcie MPP, kiedy panel fotowoltaiczny pracuje w warunkach STC.

Warunki STC czyli Standardowe Warunki Testowe stosowane są w celu oceny mocy ogniw fotowoltaicznych oraz ustalenia jej wartości szczytowej. Ocenę taką trzeba przeprowadzić podczas optymalnej pracy instalacji. STC określa standaryzowane, laboratoryjne warunki testowe, które stanowią wytyczne dla modułów umiejscowionych w ciepłym klimacie i stosowane są do określania mocy nominalnej modułu PV; zestawiono je w Tabeli 1. Wartość mocy maksymalnej określa się po stronie prądu stałego (DC).

Do najważniejszych parametrów STC należą:

P_{mpp} – maksymalna moc osiągnięta przez fotoogniwo podawana w [Wp] dla doświadczalnych warunków STC (1000 W/m²; AM 1,5; 25°C); tzw. współczynnik mocy; tolerancja mocy wynosi -1÷3%; np. P_{mpp} = 400 Wp.

V_{mpp} - napięcie w maksymalnym punkcie pracy MPP (ang. Maximum Power Point) - napięcie, jakie występuje, gdy panel fotowoltaiczny pracuje w warunkach STC; np. V_{mpp} = 28 V; 40 V.

I_{mpp} – natężenie/prąd w maksymalnym punkcie pracy MPP - natężenie, jakie występuje, gdy panel fotowoltaiczny pracuje w warunkach STC; np.: I_{mpp} = 7,5 A; 10A.

I_{sc} - natężenie prądu zwarcia - maksymalny możliwy prąd, jaki może wystąpić przy zwartym obwodzie. Panel fotowoltaiczny uzyskuje maksymalne natężenie prądu w momencie zwarcia, czyli przy napięciu wynoszącym 0 V; np.: I_{sc} = 8 A.

V_{oc} - napięcie obwodu otwartego - maksymalnie możliwe napięcie jakie uzyskuje panel fotowoltaiczny przy otwartym obwodzie, gdy prąd równy jest 0 A, czyli bez obciążenia; np.: V_{oc} = 30 V.



Warunki STC są stosowane w celu deklaracji mocy modułu PV, ale w rzeczywistości panele rzadko pracują w tak idealnych warunkach.

Warunki NOCT czyli dokładnie Nominalna Temperatura Ogniwa określa rzeczywiste warunki pracy modułu PV, które są bardziej zbliżone do warunków rzeczywistych pracy instalacji. Warunki NOCT stanowią najbardziej obiektywne z parametrów modułów fotowoltaicznych w Polsce; odnoszą się do temperatury ogniw fotowoltaicznych podczas ich pracy oraz do ich testowania w warunkach zbliżonych do rzeczywistych. Parametry ogniw fotowoltaicznych pracujących w normalnym środowisku uwzględniają prędkość wiatru, natężenie promieniowania słonecznego oraz temperaturę otoczenia (patrz Tabela 1). Warto dodać, że nie uwzględnia się tutaj wymuszonego chłodzenia, a moduł pracuje w warunkach otwartego obwodu (nie pod pełnym obciążeniem).

Do najważniejszych parametrów NOCT należą:

P_{mpp}, NOCT - moc maksymalna modułu (niższa niż w STC) wynosząca np. 75-85% wartości STC.

Temperatura robocza ogniw – zwykle ok. $45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ (zamiast 25°C w STC).

Zwykle przyjmuje się zasadę, że im niższa jest temperatura ogniw PV, tym lepsza jest ich wydajność. W praktyce oznacza to, że wybierając komponenty instalacji fotowoltaicznej należy zwrócić uwagę, czy posiadają one współczynnik temperaturowy NOCT wynoszący maksymalnie 45°C .

V_{mpp}, NOCT - napięcie w punkcie mocy maksymalnej – niższe niż w STC.

I_{mpp}, NOCT - prąd w punkcie mocy maksymalnej, który jest zależny od warunków oświetlenia.

Dodatkowo, w specyfikacji technicznej modułów muszą znajdować się informacje o następujących współczynnikach:

- temperaturowym współczynniku mocy P_{mpp}, wynoszącym przykładowo $-0,06 [\%/K] / [\%/^{\circ}\text{C}]$,
- temperaturowym współczynniku napięcia U_{oc}, wynoszącym przykładowo $-0,35 [\%/K] / [\%/^{\circ}\text{C}]$,
- temperaturowym współczynniku prądowym I_{sc}, wynoszącym przykładowo $+0,05 [\%/K] / [\%/^{\circ}\text{C}]$.

Instalacja fotowoltaiczna może pracować w różnej temperaturze powietrza zewnętrznego, θ_e . Zwykle, gdy jest bardzo ciepło ($\theta_e > 25^{\circ}\text{C}$) instalacja PV jest mniej efektywna. Z tego względu parametry techniczne pracy paneli muszą uwzględniać tzw. temperaturowy współczynnik mocy (P_{mpp}), który pozwala sprawdzić, jakich należy spodziewać się spadków energii wynikających ze wzrostu temperatury



zewnątrznej. P_{mpp} dotyczy wzrostu temperatury powietrza o 1°C . Im P_{mpp} jest bliższe zeru, tym bardziej wydajna będzie praca ogniw fotowoltaicznych. Przykładowo współczynnik o wartości $-0,25\%$ oznacza większą wydajność niż $-0,47\%$.

Warunki NMOT (ang. Nominal Module/Cell Operating Temperature) czyli Nominalna Temperatura Modułu jest nowszym standardem, który odnosi się do temperatury całego modułu PV, a nie pojedynczego ogniwa. Moduł testowany jest pod obciążeniem (przepływa prąd, co jeszcze lepiej odwzorowuje rzeczywiste warunki pracy). Temperatura pracy modułu w warunkach NMOT wynosi zwykle ok. $40-44^{\circ}\text{C}$, zatem jest nieco niższa niż w warunkach NOCT. Wynika to z faktu, że moduł jest chłodzony przez przepływ prądu.

Tabela 1. Porównanie warunków testowania modułów PV

Czynniki	Warunki		
	STC	NOCT	NMOT
Nasłonecznienie	1000 W/m^2	800 W/m^2	800 W/m^2
Temperatura otoczenia	25°C	20°C	20°C
Temperatura ogniw/modułów fotowoltaicznych	25°C	$\sim 45 \pm 2^{\circ}\text{C}$	$\sim 40-44^{\circ}\text{C}$
Prędkość wiatru	0 m/s	1 m/s^*	1 m/s
Spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery	$1,5 \text{ (AM1,5}^{**})$		
Stan pracy	Maksymalna moc (P_{mpp})	Brak obciążenia (obwód otwarty)	Obciążony moduł (praca rzeczywista)
Moc wyjściowa	100% (np. 400 Wp)	$75-85\%$ mocy STC	$75-90\%$ mocy STC

*) symulacja chłodzenia przez wiatr; **) odpowiada promieniowaniu słonecznemu w Europie, w południe

Flash Test Report (FTR) to raport ukazujący rzeczywiste parametry, jakie uzyskuje panel fotowoltaiczny w warunkach standardowych tj. w warunkach STC.

Sprawność ogniwa fotowoltaicznego (np.: $16,5\%$) - wartość podana przez producenta, jaką charakteryzuje się dane ogniwo PV.

Sprawność panela fotowoltaicznego (np.: $15,5\%$) - wartość podana przez producenta, jaką charakteryzuje się dane ogniwo PV.

Napromieniowanie (ang. Irradiation) to energia promieniowania padająca na określony obszar w jednostce czasu (np.: kWh/m^2).

Nasłonecznienie (ang. Insolation) to średnia moc promieniowania przypadająca



na jednostkę powierzchni w przedziale czasu (np.: 1 rok).

Usłonecznienie to czas podany w godzinach, podczas którego występuje promieniowanie świetlne.

Pole fotowoltaiczne to łączna liczba i moc modułów danej instalacji, zainstalowanych i połączonych ze sobą elektrycznie.

Inklinacja to kąt zawarty pomiędzy płaszczyzną paneli a płaszczyzną poziomą.

Orientacja w fotowoltaice to kąt odchylenia od kierunku południowego.

Łańcuch/Szereg (ang. string) to łączna liczba paneli fotowoltaicznych połączonych ze sobą szeregowo.

3.3. Przykład obliczeniowy

Przykład obliczeniowy dotyczy analizy pracy falownika w mikro instalacji PV przy skrajnych warunkach atmosferycznych.

Zakłada się instalację złożoną z czternastu modułów fotowoltaicznych połączonych szeregowo. Maksymalne napięcie układu (dotyczące pracy połączonych szeregowo ogniw) to 1000 V. Dane pojedynczego modułu zestawiono w Tabeli 2, a poniżej wyjaśniono skróty wielkości tam występujących. Parametry falownika przedstawiono w Tabeli 3.

Tabela 2. Charakterystyka pojedynczego panelu w mikro-instalacji PV

Wielkość	Wartość	Jednostka
P _{mpp}	240	Wp
V _{mpp}	29,9	V
V _{oc} , STC	35,7	V
I _{mpp}	7,89	A
I _{sc}	8,44	A
α(V _{oc})	-0,35/ -125	%/°C/ mV/°C

Moc znamionowa mikroinstalacji PV wyniesie:

$$14 \text{ paneli} \cdot 240 \text{ Wp} = 3360 \text{ Wp} = 3,36 \text{ kWp}$$

Tabela 3. Charakterystyka przykładowego falownika

Wielkość	Wartość	Jednostka
Moc DC	3	kW
Maksymalny prąd wejściowy	15	A
Maksymalne napięcie wejściowe*	600	V



Zakres temperatury pracy	-10÷+70	°C
Zakres pracy falownika	175÷800	V DC

* dla połączenia szeregowego

Obliczenie V_{oc} dla różnych temperaturObliczenie V_{oc} w niskiej temperaturze:

$$V_{OCT} = V_{OC_STC} + (T_{aktualna} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \alpha V_{OC} \cdot V_{OC_STC} \quad (1)$$

gdzie:

 V_{OC_STC} – napięcie otwarcia (jałowe) osiągnięte podczas pracy bez obciążenia w STC, $T_{aktualna}$ – temperatura testowa, αV_{OC} – temperaturowy współczynnik mocy.

$$V_{oc-10^{\circ}\text{C}} = 35,7 \text{ V} + (-10 - 25) \cdot (-0,0035) \cdot 35,7 = 40,7 \text{ V}$$

Dla stringu 14 paneli:

$V_{ocstring}(STC) = 14 \cdot 40,7 \text{ V} = 560,98 \text{ V DC}$ (direct current - prąd stały) - nie przekracza maksymalnego napięcia falownika (600 V) – falownik będzie działał poprawnie w niskich temperaturach.

Obliczenie V_{oc} w wysokich temperaturach:

$$V_{oc70^{\circ}\text{C}} = 35,7 \text{ V} + (70 - 25) \cdot (-0,0035) \cdot 35,7 = 30,8 \text{ V}$$

Dla stringu 14 paneli:

$V_{ocstring}(STC) = 14 \cdot 30,8 \text{ V} = 421,12 \text{ V}$ - napięcie nadal mieści się w zakresie pracy falownika (175V - 600V).



Sprawdzenie prądu wejściowego falownika

Prąd generowany przez panele:

$$I_{string} = I_{sc} = 8,44 \text{ A}$$

Prąd nie przekracza maksymalnego prądu wejściowego falownika (15A), więc falownik obsłuży prąd paneli.

Spadek mocy w wysokiej temperaturze

Moc falownika może spadać przy temperaturach powyżej 40-50°C. Przyjmujemy spadek -0,5%/°C i określmy utratę mocy zgodnie z zależnością:

$$P_T = P_{nom} \cdot (1 + \beta_P \cdot (T_{aktualna} - 25)) \quad (2)$$

gdzie:

P_{nom} - moc nominalna falownika, $P_{nom} = 3000 \text{ W}$ (3 kW)

β_P - współczynnik utraty mocy falownika, $\beta_P = -0,005$

Przy 70°C:

$$P_{70^\circ\text{C}} = 3000 \cdot (1 + (-0,005) \cdot (70 - 25)) = 2325 \text{ W} - \text{falownik ograniczy moc do } \sim 2,33 \text{ kW przy } 70^\circ\text{C}!$$

Wnioski:

- falownik będzie działał poprawnie w zakresie temperatur -10°C do 70°C,
- napięcie Voc w niskiej temperaturze nie przekroczy limitu 600V,
- napięcie Voc w wysokiej temperaturze nie spadnie poniżej minimalnego napięcia startowego 175Vn,
- maksymalny prąd wejściowy falownika (15A) nie zostanie przekroczony ($I_{sc} = 8,44 \text{ A}$),
- przy temperaturze +70°C falownik obniży swoją moc o 22,5%, co oznacza dostępną moc około 2,33 kW,
- falownik będzie działał stabilnie, ale zaleca się montaż w zacienionym oraz dobrze wentylowanym miejscu.

Do obliczeń możemy skorzystać z alternatywnego wzoru na współczynnik napięcia otwartego obwodu (ang. Temperature Coefficient of Open-Circuit Voltage), który wykorzystuje spadek napięcia Voc wynikający z wartości -125mV/°C (zamiast współczynnika procentowego -0,35%/°C). Oznacza to, o ile wielkość Voc zmienia się z każdym stopniem temperatury w odniesieniu do warunków STC (25°C).

Współczynnik procentowy spadku napięcia -0,35%/°C mówi o tym, o ile procent Voc zmienia się na każdy °C, natomiast -125 mV/°C mówi, o ile miliVoltów Voc zmienia się na każdy °C.

Obie metody obliczeń są poprawne – pierwsza jest procentowa, a druga liniowa.



Wzór na V_{OCT} w różnych temperaturach przy użyciu wskaźnika liniowego utraty mocy jest następujący:

$$V_{OCT}(T) = V_{OC_STC} + (T_o - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \Delta U_{oc} \quad (3)$$

gdzie

$V_{OCT}(T)$ - napięcie otwartego obwodu w temperaturze otoczenia, T_o , $^{\circ}\text{C}$,

V_{OC_STC} - napięcie otwartego obwodu przy STC (35,7 V),

ΔU_{oc} - zmiana napięcia na każdy stopień Celsjusza ($-125 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} = -0,125 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$).

Liczba paneli w szeregu: 14

Zakres temperatury pracy: $-10^{\circ}\text{C} \div +70^{\circ}\text{C}$

$$V_{oc_{-10^{\circ}\text{C}}} = (14 \cdot 35,7 \text{ V}) + 14 \cdot [(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot (-0,125 \text{ V})] = 561,05 \text{ V DC} < 600 \text{ V}$$

$$V_{oc_{70^{\circ}\text{C}}} = (14 \cdot 35,7 \text{ V}) + 14 \cdot [(70 - 25) \cdot (-0,125 \text{ V})] = 499,8 + [14 \cdot (-5,625 \text{ V})] = 421,05 \text{ V}$$

- napięcie mieści się w zakresie pracy falownika (175V - 600V).

Wniosek: w modelowej instalacji falownik będzie pracował bezpiecznie przy skrajnych warunkach atmosferycznych.

Projektując instalację PV należy upewnić się, że dobrany falownik będzie prawidłowo działał w ekstremalnych temperaturach. W związku z tym należy przeanalizować kilka kluczowych parametrów i wykonać niezbędne obliczenia. Należą do nich:

- sprawdzenie zakresu temperatur pracy falownika podany w jego karcie katalogowej; typowe zakresy temperatur pracy falowników PV są następujące:
 - falowniki standardowe: -25°C do $+60^{\circ}\text{C}$,
 - niektóre modele przemysłowe: -40°C do $+70^{\circ}\text{C}$;
 - jeżeli temperatura otoczenia przekroczy ten zakres, falownik może się wyłączyć lub ograniczyć swoją moc;
- przeanalizowanie temperatury otoczenia oraz wewnętrznej falownika; podczas pracy falownik generuje ciepło, co zwiększa jego temperaturę wewnętrzną; jeżeli temperatura otoczenia wyniesie 40°C , a falownik generuje wzrost temperatury o $15\text{-}20^{\circ}\text{C}$, co w konsekwencji powoduje, że jego wnętrze może osiągnąć temperaturę 60°C ; należy upewnić się, że falownik posiada dobrą wentylację i nie jest montowany w miejscu ekspozowanym na promieniowanie słoneczne;
- sprawdzenie pracy falownika w niskich temperaturach, które mogą powodować problemy z pracą wyświetlacza LCD, kondensację wilgoci wewnątrz obudowy (istnieje ryzyko zwarcia), opóźnione uruchomienie



w godzinach porannych – falownik może potrzebować kilku minut do rozruchu;
w związku z tym należy wybierać falowniki z obudową o wysokiej szczelności
(np. IP65 lub IP66)

oraz unikać montażu w miejscach narażonych na wilgoć, a w przypadku
ekstremalnego zimna należy stosować obudowy ochronne;

- analizę napięć wejściowych prądu stałego DC w temperaturach skrajnych;
ze względu na to, że temperatura wpływa na napięcie paneli fotowoltaicznych
(Voc) należy przestrzegać kilku istotnych kwestii:
 - niskie temperatury powodują wzrost napięcia Voc (należy sprawdzić
limity pracy danego falownika),
 - wysokie temperatury powodują spadek napięcia Voc, które może spaść
poniżej wymaganego napięcia startowego wyznaczonego dla
falownika;
- weryfikację mocy falownika podczas pracy w wysokich temperaturach;
producenci falowników zgłaszają ograniczenie ich mocy powyżej określonej
temperatury, np. powyżej 40°C-50°C, co może spowodować obniżenie mocy
wyjściowej nawet o 20-30%; należy zatem dobierać urządzenia
ze sprawdzonym systemem chłodzenia realizowanym np. przez wentylatory
lub radiatory oraz montować go po stronie zacienionej.

W Tabeli 4 podsumowano najistotniejsze parametry pracy falownika, jakie należy
sprawdzić w celu jego optymalnej pracy.



Tabela 4. Optymalizacja parametrów pracy falownika

Krok	Parametr weryfikacyjny	Typowe wartości
1	Zakres temperatur pracy falownika	najczęściej $-25^{\circ}\text{C} \div 60^{\circ}\text{C}$
2	Temperatura zewnętrzna, a przegrzewanie	podczas upałów falownik może osiągnąć $60 \div 70^{\circ}\text{C}$
3	Kondensacja i wilgoć w okresie zimowym	obudowy o klasie szczelności IP65/IP66 zapobiegają problemom
4	Sprawdzenie, czy Voc paneli nie przekroczy limitów producenta	wzrost napięcia w zimie może spowodować przekroczenie maksymalnego napięcia falownika
5	Sprawdzenie, czy falownik nie utraci swojej mocy w upalne dni	ograniczenie mocy następuje zwykle powyżej $40 \div 50^{\circ}\text{C}$

4. Przykładowy program funkcjonalno-użytkowy farmy fotowoltaicznej

4.1. Informacje wstępne

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 20.12.2021 [13] program funkcjonalno – użytkowy składa się ze strony tytułowej, części opisowej i informacyjnej. Strona tytułowa zawiera m.in. nazwę zamówienia, adres obiektu lub opis jego lokalizacji, nazwy i kody, a także informacje dodatkowe w postaci nazwy i adresu zamawiającego, spisu zawartości i danych osoby, która ten program opracowała. W części opisowej wyróżnia się dwa elementy tj. opis ogólny przedmiotu zamówienia (zawierający m.in. parametry charakterystyczne obiektu, uwarunkowania wykonania, ogólne i szczegółowe właściwości funkcjonalno - użytkowe) i wymagania zamawiającego co do przedmiotu zamówienia (m.in. dotyczące konstrukcji obiektu i obecnych w nim instalacji, zagospodarowania terenu czy warunków wykonania i odbioru robót). Część informacyjna programu funkcjonalno – użytkowego zawiera m.in. oświadczenie zamawiającego o prawie dysponowania nieruchomością (na której dany obiekt ma w przyszłości powstać) na cele budowlane, a także wykaz przepisów i norm związanych z pracami projektowymi i wykonawczymi obiektu, którego program dotyczy, a także mapy, wyniki badań gruntowo - wodnych [11]. Program funkcjonalno – użytkowy to dokument, który – w zależności od specyfiki i zakresu danej inwestycji – może być bardzo obszerny. W tym rozdziale



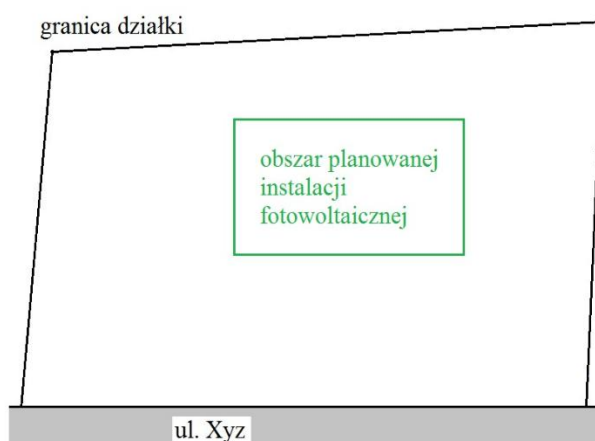
przedstawiony zostanie przykładowy program funkcjonalno – użytkowy farmy (instalacji) fotowoltaicznej, usytuowanej na gruncie.

4.2. Opis ogólny przedmiotu zamówienia

Przedmiot zamówienia to zaprojektowanie, uzyskanie wymaganych warunków i pozwoleń, dostawa wraz z montażem i uruchomieniem farmy (instalacji) fotowoltaicznej, posadowionej na gruncie. Dodatkowo przedmiot zamówienia obejmuje wykonanie dokumentacji powykonawczej. Instalacja, będąca przedmiotem zamówienia, ma mieć moc nie mniejszą niż 160 kWp i składać się z fabrycznie nowych elementów i urządzeń, posiadających dopuszczenie do stosowania w krajach Unii Europejskiej. Oferta Wykonawcy ma obejmować całość dostaw i usług, aby zrealizować przedmiotową inwestycję. Wykonawca, w swoim zakresie, umie również prace dodatkowe i elementy instalacji, które nie zostały wyszczególnione poniżej, a które jednak są istotne lub niezbędne do prawidłowego działania przedmiotowej instalacji.

Instalacja, stanowiąca przedmiot zamówienia, jest zlokalizowana w województwie świętokrzyskim, gmina X, miejscowość Y, przy ul. Xyz 1, na działce o nr ewid. 111/11, obręb 0001. Rysunek 1 przedstawia planowane granice obszaru, który ma zająć instalacja fotowoltaiczna na terenie działki. Wjazd na teren działki odbywa się od strony ul. Xyz. Z istniejącego wjazdu będzie można korzystać na etapie realizacji prac budowlanych.

[Tekst alternatywny. Na rysunku pokazano teren działki o kształcie zbliżonym do równoległoboku, przylegającej do ulicy. Wewnątrz tego obszaru wydzielono prostokąt, którego dłuższy bok jest równoległy do ulicy. Obszar ten określa teren, na którym ma się znajdować planowana instalacja fotowoltaiczna.]



Rys. 2. Schemat lokalizacji planowanej instalacji fotowoltaicznej w obrębie działki.



Przed przystąpieniem do właściwych prac instalacyjnych teren przeznaczony pod instalację fotowoltaiczną musi zostać przygotowany przez Wykonawcę, odpowiednio do wymagań instalacji. Wykonawca zobowiązany jest także do realizacji prac ziemnych, związanych z posadowieniem konstrukcji i wykonaniem przyłącza w postaci ziemnej linii elektrycznej o maksymalnej długości do 90m. W czasie realizacji prac budowlanych umożliwiony zostanie pobór wody i energii elektrycznej, odprowadzenie ścieków. Uzbrojenie terenu obejmuje:

- sieć wodociągową,
- kanalizację sanitarną i deszczową,
- sieć teletechniczną i energetyczną.

Instalacja fotowoltaiczna będzie składać się w szczególności z:

- modułów fotowoltaicznych o sumarycznej mocy nie mniejszej niż 160 kWp,
- falowników, odpowiednio dobranych do mocy sumarycznej modułów fotowoltaicznych,
- konstrukcji montażowej, odpowiednio dobranej do warunków gruntowych na działce,
- systemu uziemionych połączeń,
- ochrony przepięciowej.

Zakres zamówienia obejmuje w szczególności:

- uzyskanie wymaganych pozwoleń, uzgodnień, warunków, niezbędnych do realizacji prac w ramach zamówienia,
- wykonanie projektu budowlanego i projektu wykonawczego (w formie papierowej i elektronicznej),
- wykonanie prac budowlano - montażowych wraz z dostawą materiałów/urządzeń/elementów instalacji zgodnie z projektem i sztuką budowlaną obejmujące:

- a) przygotowanie terenu,
 - b) dostawę i montaż elementów konstrukcji montażowej,
 - c) dostawę i montaż modułów fotowoltaicznych, falowników,
 - d) realizację połączeń kablowych, przyłączy,
 - e) odtworzenie i zagospodarowanie terenu po wykonaniu prac budowlano - montażowych,
- rozruch instalacji fotowoltaicznej,
 - odbiór techniczny,
 - przeprowadzenie szkolenia w zakresie obsługi instalacji dla pięciu pracowników Zamawiającego,
 - opracowanie dokumentacji powykonawczej.

W zakresie projektowym i wykonawczym wyróżnić należy:



- uzyskanie koniecznych warunków, uzgodnień, pozwoleń,
- prace projektowe instalacji fotowoltaicznej,
- prace geodezyjne, hydro-geologiczne,
- prace przygotowawcze (w tym roboty ziemne i przygotowanie zaplecza budowy),
- dostawa, montaż, uruchomienie instalacji fotowoltaicznej,
- prace związane z próbami i rozruchem,
- uprzątnięcie terenu budowy,
- przekazanie Zamawiającemu instalacji fotowoltaicznej do eksploatacji.

4.3. Wymagania w stosunku do przedmiotu zamówienia

4.3.1 Wymagany zakres opracowania (projekt, dokumentacja)

Projekt musi odpowiadać aktualnym przepisom prawa i normom. Wykonawca jest zobowiązany, aby uzyskać niezbędne zgody, uzgodnienia, itp. w imieniu Zamawiającego. Realizacja zamówienia przez Wykonawcę w zakresie projektowym i dokumentacji wymaga w szczególności opracowania:

- a) projektu budowlanego,
- b) projektu wykonawczego,
- c) dokumentacji powykonawczej (w tym protokoły, atesty, świadectwa dopuszczenia, a także szczegółowe instrukcje obsługi, które – po zrealizowaniu przedmiotowej inwestycji – umożliwią skuteczne działania związane z bieżącą obsługą).

Dokumentacja projektowa ma zawierać niezbędne elementy, aby możliwe było zrealizowanie przedmiotowej inwestycji tj. szczególnie:

- schematy, dobór urządzeń i elementów instalacji (w tym m.in. modułów fotowoltaicznych, falowników, kabli),
- część opisowa wraz z wymaganymi obliczeniami,
- karty katalogowe, protokoły.

Wykonawca zobowiązany jest zlecić wykonanie prac projektowych doświadczonym projektantom (o co najmniej 5-o letnim doświadczeniu zawodowym w projektowaniu), legitymującym się wymaganymi prawem uprawnieniami do pełnienia samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie w odpowiedniej specjalności.

Całość dokumentacji zostanie przekazana przez Wykonawcę osobie wyznaczonej przez Zamawiającego. Osoba ta ma również zaakceptować dostarczony przez Wykonawcę przed przystąpieniem do prac wykaz urządzeń i elementów, planowany do zastosowania w celu realizacji zamówienia.

Podane w dalszej części opracowania parametry techniczne, charakteryzujące planowane do zastosowania urządzenia i elementy instalacji należy traktować jako



wymagania minimalne. Wykonawca może zastosować rozwiązania co najmniej równoważne (po akceptacji przez osobę wyznaczoną przez Zamawiającego). Zastosowanie rozwiązań o lepszych parametrach nie może stanowić podstawy roszczenia w stosunku do Zamawiającego w zakresie zmiany ceny kontraktowej. Zamawiający ma również uzgodnić z osobą wyznaczoną przez Zamawiającego dokładną lokalizację konstrukcji i poszczególnych urządzeń/elementów instalacji, a także zasady i warunki dostępu pracowników Wykonawcy na teren budowy. Dokumentację należy dostarczyć Zamawiającemu w liczbie 4 egzemplarzy w formie papierowej i 1 egzemplarzu w formie elektronicznej - płyta DVD lub pendrive). Format części papierowej to A4 i jego wielokrotność.

4.3.2 Wymagania dotyczące urządzeń i materiałów

4.3.2.1 Moduły fotowoltaiczne

Przyjmuje się niniejsze, minimalne wymagania dla modułów tworzących instalację fotowoltaiczną:

- wyprodukowane nie wcześniej niż 9 miesięcy przed datą montażu i posiadające świadectwo spełnienia aktualnych norm,
- wykonane w technologii monokrystalicznej o mocy minimum 340 Wp,
- sprawność modułu nie może być mniejsza niż 20%,
- współczynnik wypełnienia nie mniejszy niż 0,76,
- maksymalne obciążenie statyczne nie mniej niż 5400 Pa
- współczynnik temperaturowy mocy P_{mpp} – nie mniejszy niż $-0,36\%/^{\circ}\text{C}$,
- współczynnik temperaturowy napięciowy V_{oc} – nie mniejszy niż $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$,
- spadek mocy po pierwszych dziesięciu latach użytkowania: do 6%,
- minimalny zakres temperatur pracy: od -40°C do $+85^{\circ}\text{C}$,
- tolerancja mocy – tylko dodatnia, $0 \div +5\text{W}$,
- stopień ochrony puszkii przyłączeniowej – IP 67,
- pokrycie powłoką antyrefleksyjną,
- klasa modułów: A.

4.3.2.2 Konstrukcja montażowa

Minimalne wymagania stawiane konstrukcji montażowej:

- ma być dedykowana do zastosowania dla modułów fotowoltaicznych,
- sposób rozmieszczenia modułów i ich montaż ma być zgodny z wytycznymi producenta,
- kąt nachylenia płaszczyzny modułów to $30^{\circ} - 35^{\circ}$,



- materiały konstrukcji montażowej to stal nierdzewna lub aluminium, odporna na korozję (odporność minimum 25-letnia) i promieniowanie UV,
- konstrukcja montażowa ma być trwale przytwierdzona do podłoża za pomocą fundamentów betonowych,
- maksymalna wysokość konstrukcji wraz z zamontowanymi modułami to 3,3 m,
- minimalna odległość najniższej krawędzi modułu do poziomu gruntu to 0.5 m,
- lokalizacja konstrukcji ma zapewnić, aby nie występowało zacienienie modułów od innych obiektów,
- odstępy między rzędami konstrukcji montażowej należy dobrać tak, aby nie wystąpiło zacienienie modułów między rzędami.

4.3.2.3 Falowniki

Minimalne wymagania stawiane falownikom:

- wyprodukowane nie wcześniej niż 9 miesięcy przed datą montażu i posiadające świadectwo spełnienia aktualnych norm,
- sprawność co najmniej 97%,
- typ: beztransfornatorowy,
- stopień ochrony: minimum IP 65,
- współczynnik zakłóceń harmonicznycn prądu: poniżej 3%,
- minimalny zakres temperatur pracy: od -25°C do +60°C,
- zakres wilgotności względnej: od 0 do 100%,
- montaż ma być wykonany wg. wymagań producenta.

4.3.2.4 Okablowanie

Minimalne wymagania stawiane okablowaniu:

- dedykowane do instalacji fotowoltaicznych,
- odporne na promieniowanie UV
- odporne na warunki atmosferyczne,
- temperatura pracy od -40 do +90°C.

4.3.3 Wymagania dotyczące realizacji robót

Całość robót odbywać się będzie na terenie działki o nr. ewid. 111/11, obręb 0001 gmina X, miejscowość Y, bez konieczności zajęcia pasa drogowego. Wszystkie prace w ramach realizacji zamówienia mają być wykonywane przez osoby odpowiednio przeszkolone i posiadające wymagane uprawnienia. Wykonawca na swój koszt dokona ubezpieczenia budowy. Przed rozpoczęciem prac Wykonawca



jest zobowiązany do wykonania wizji lokalnej (o jej planowanym terminie musi poinformować Zamawiającego, aby umożliwić obecność na niej jego przedstawiciela), a także do weryfikacji danych i założeń otrzymanych od Zamawiającego, jak również wykonania na własny koszt badań (w tym geologicznych), jeśli pojawi się taka potrzeba. Prace montażowe mogą się rozpocząć dopiero, gdy Zamawiający zaakceptuje przedłożony przez Wykonawcę projekt wykonawczy.

Wykonawca jest odpowiedzialny za umieszczenie i utrzymywanie w należyтым stanie w czasie realizacji prac tablic informacyjnych, ostrzegawczych, a także utrzymanie placu budowy w należyтым porządku (w tym m.in. sprząatanie, wywóz odpadów) w czasie realizacji prac. Przygotowanie terenu obejmuje w szczególności:

- prace geodezyjne,
- przygotowanie zaplecza budowy,
- zabezpieczenie istniejących na terenie instalacji, urządzeń,
- usunięcie zbędnej roślinności (trawy).

Prace ziemne związane są z posadowieniem konstrukcji, a także z wykonaniem linii energetycznej ziemnej. Dane o uzbrojeniu terenu świadczą o tym, że na obszarze robót znajdują się instalacje, które mogą spowodować powstanie kolizji. Możliwe jest też istnienie nieujawnionych instalacji, stąd Wykonawca powinien zachować szczególną ostrożność. Zasadnicze prace ziemne obejmują w szczególności:

- wykonanie wykopów,
- wykonanie podsypki i obsypki kabli,
- zasyp wykopów wraz z zagęszczeniem gruntu,
- wywóz nadmiaru urobku,
- planowanie terenu.
- odtworzenie roślinności (trawy).

Zamawiający wymaga, aby Wykonawca wykonał na swój koszt prace geodezyjne (przez personel o odpowiednich kwalifikacjach, uprawnieniach i doświadczeniu zawodowym). Prace te obejmują w szczególności:

- wytyczenie geodezyjne,
- wyznaczenie i kontrola zachowania odpowiednich spadków,
- pomiary inwentaryzacyjne urządzeń i elementów.

Wykonawca, po zakończeniu robót, wykona prace porządkowe. Winny być one tak przeprowadzone, aby doprowadzić teren do stanu pierwotnego.



4.3.4 Wymagania w zakresie ogrodzenia instalacji fotowoltaicznej i oświetlenia

Zamawiający wymaga wykonania ogrodzenia terenu instalacji fotowoltaicznej w postaci ogrodzenia panelowego wraz z bramą wejściową, otwieraną ręcznie. Wymagana wysokość ogrodzenia to minimum 170 cm. Ogrodzenie ma być wykonane z materiałów nierdzewnych albo pokryte odpowiednim zabezpieczeniem antykorozyjnym. Zamawiający wymaga, aby teren instalacji fotowoltaicznej został oświetlony lampami LED usytuowanymi na słupach oświetleniowych.

4.3.5 Wymagania w zakresie stacji pogodowej i systemu monitoringu wizyjnego

Wykonawca zamontuje na przedmiotowej działce, będącej własnością Zamawiającego, i uruchomi stację pomiarową pogodową, która będzie rejestrować następujące parametry:

- temperaturę i wilgotność względną powietrza atmosferycznego,
- natężenie promieniowania słonecznego,
- prędkość i kierunek wiatru,
- temperaturę modułów fotowoltaicznych.

Stacja ma umożliwiać przesył danych przez Internet i archiwizację danych na okres minimum 5 lat.

Wykonawca zaprojektuje i wykona system monitoringu wizyjnego terenu inwestycji z wykorzystaniem układu kamer stacjonarnych. Wymaga się, aby system archiwizował uzyskane z kamer obrazy co najmniej przez 4 tygodnie. Zapewniony ma być również dostęp do obrazów z kamer w czasie rzeczywistym przez Internet.

Wymagania dla kamer:

- minimalna rozdzielczość 3840 x 2160 przy 25 klatkach/s,
- wysoka szczelność i odporność na wodę,
- minimalny zakres temperatury pracy od -30°C do +60°C,
- lokalizacja na wysokości 3,0 - 3,2 m, na słupach oświetleniowych.

4.3.6 Warunki odbioru robót

Wykonawca przedstawi Zamawiającemu do akceptacji procedurę wykonania odbioru instalacji. Procedura odbioru instalacji ma w szczególności weryfikować jej kompletność, poprawność wykonania i działania, zgodność z dokumentacją



projektową i przyjętymi założeniami. Zamawiający określa następujące rodzaje odbiorów:

- odbiór dokumentacji projektowej (w skład którego wchodzi ocena projektu wykonawczego),
- odbiór robót zanikających i ulegających zakryciu (który polega na finalnej ocenie w zakresie ilości i jakości realizowanych robót, ulegających następnie zakryciu),
- odbiory częściowe (które polegają na ocenie ilości i jakości wykonanych części robót),
- odbiór końcowy.

Odbiór końcowy dotyczy finalnej oceny rzeczywistego wykonania robót.

Po zakończeniu całości prac Wykonawca poinformuje Zamawiającego o możliwości dokonania odbioru końcowego. Po otrzymaniu takiego zawiadomienia (w formie pisemnej) Zamawiający w terminie 7 dni wyznaczy termin odbioru. Maksymalnie 10 dni przed jego planowanym terminem Wykonawca przekaże Zamawiającemu dokumentację powykonawczą, instrukcję obsługi, karty DTR, certyfikaty, deklaracje zgodności, atesty, wyniki badań i pomiarów, gwarancje, inwentaryzację geodezyjną. Wyniki odbiorów należy zawrzeć w protokołach. Wzory protokołów Wykonawca ma uzgodnić z Zamawiającym. Dokumentacja, pomiary, testy mają być zgodne z normą PN-EN 62446-1:2016-08.

4.3.7 Wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej i BHP

Wykonawca ma obowiązek przestrzegać przepisów ochrony przeciwpożarowej. Na terenie budowy ma znajdować się sprzęt przeciwpożarowy (zgodnie z odpowiednimi przepisami), a jego obsługę zapewni odpowiednio przeszkolony personel Wykonawcy. Zapewnienie odpowiednich urządzeń gaśniczych jest po stronie Wykonawcy. Prace mają być prowadzone zgodnie z aktualnymi przepisami BHP.

4.3.8 Wymagania w zakresie szkoleń

Wykonawca jest zobowiązany do realizacji szkolenia dla pięciu pracowników Zamawiającego. Szkolenie ma zostać zakończone przed przekazaniem instalacji fotowoltaicznej do eksploatacji. Szczegółowy zakres wymaganych uprawnień i program szkolenia zostanie przedstawiony Zamawiającemu do akceptacji, jednak powinien on obejmować w szczególności następujące zagadnienia teoretyczne:

- podstawy teoretyczne działania urządzeń instalacji fotowoltaicznej wraz z podstawą ich konstrukcji,
- zasady BHP i PPOŻ,



- sposób ustawiania parametrów pracy urządzeń, zamontowanych w instalacji,
- wykaz możliwych problemów, które mogą pojawić się w czasie eksploatacji instalacji wraz z procedurami ich rozwiązania,
- obsługa stacji pogodowej i instalacji monitoringu wizyjnego.

Szkolenie ma się odbywać w czasie dni roboczych, w godzinach między 8 a 15 i trwać minimum 16 godzin. Szkolenie należy przeprowadzić w języku polskim. Fakt realizacji szkolenia należy potwierdzić protokołem.

4.3.9 Wymagania w zakresie gwarancji i serwisu

Zamawiający stawia następujące wymagania w zakresie gwarancji:

- gwarancja na wady ukryte modułów – minimum 12 lat,
- gwarancja na moc modułów – spadek o nie więcej niż 16% w ciągu 25 lat,
- gwarancja na wady ukryte konstrukcji montażowej – minimum 10 lat,
- gwarancja na wady ukryte inwerterów – minimum 10 lat,
- gwarancja na wady ukryte kamer monitoringu wizyjnego – minimum 2 lata,
- gwarancja na wady ukryte stacji pomiarowej pogodowej – minimum 2 lata.

Gwarancja ma obejmować naprawę lub wymianę na elementy nowe (o identycznych parametrach) wraz z ich demontażem i montażem. Dodatkowo Zamawiający wymaga, aby:

- czas naprawy nie przekraczał 14 dni w przypadku, gdy nie jest konieczna wymiana urządzeń,
- czas naprawy nie przekraczał 28 dni w przypadku, gdy konieczna jest wymiana urządzeń,
- czas reakcji serwisu (liczony od przyjęcia zgłoszenia od Zamawiającego do rozpoczęcia prac naprawczych) nie przekraczał 48 godzin,
- w okresie pierwszych 2 lat eksploatacji instalacji przez Zamawiającego Wykonawca zapewnił bezpłatne konsultacje telefoniczne w zakresie prawidłowej eksploatacji wykonanej instalacji,
- w okresie gwarancji Wykonawca niezwłocznie poinformuje Zamawiającego o ewentualnej zmianie numeru telefonu, adresu poczty elektronicznej, na które dokonuje się zgłoszeń zdarzeń objętych gwarancją.

Wszystkie zastosowane urządzenia muszą mieć serwis zlokalizowany na terenie Polski. Prace serwisowe muszą odbywać się wg. wymagań producentów urządzeń. Wykonawca zobowiązany jest do realizacji przeglądów instalacji - nie rzadziej niż raz do roku - przez 10 lat (licząc od podpisania bezusterkowego protokołu odbioru końcowego), bez dodatkowego wynagrodzenia. Weryfikacji podlega stan techniczny instalacji i poprawność jej funkcjonowania. Dodatkowo, w ramach przeglądów, wymaga się przeprowadzenia badań kamerą termowizyjną.



4.3.10 Wymagania dodatkowe

Instalacja ma zostać wyposażona w system monitorująco-zarządzający, który zapewni:

- sterowanie pracą instalacji,
- dostęp do danych zarówno on-line jak i lokalnie,
- sygnalizację błędów, alarmów,
- aplikacja ma mieć polską wersję językową.

Transport wszystkich urządzeń i elementów instalacji ma być realizowany w taki sposób, aby nie wpływał niekorzystnie na jakość produktów i aby spełniał wymagania producentów w tym zakresie. Transportowane materiały i urządzenia mają być odpowiednio zabezpieczone (w tym szczególnie przed uszkodzeniami mechanicznymi).

Na potrzeby instalacji fotowoltaicznej należy wykonać instalację wodociągową z trzema punktami poboru wody, wyposażonymi w złączki do węża. Przyłącze wodociągowe ma być wyposażone w wodomierz, armaturę antyskażeniową i zaporowo-odcinającą.

Wykonawca zobowiązany jest do przygotowania instrukcji obsługi w języku polskim dotyczącej zrealizowanej instalacji fotowoltaicznej. Instrukcja ma zostać przekazana Zamawiającemu na etapie odbioru końcowego. Instrukcja ma w sposób szczegółowy i pełny informować w szczególności o: budowie instalacji, parametrach technicznych i zastosowanych urządzeniach, zabezpieczeniach, zasadach bezpieczeństwa, a także o sposobach i procedurach postępowania w przypadku wystąpienia awarii.

Uzyskanie wszelkich zgód i zezwoleń (w tym związanych z prowadzeniem robót ziemnych) jest po stronie Wykonawcy. Wykonawca jest odpowiedzialny za wszelkie szkody wynikłe z jego winy w toku realizacji prac. Szkody te Wykonawca naprawi niezwłocznie i na własny koszt.

Wykonawca ma obowiązek znać i stosować w czasie prowadzenia robót przepisy dotyczące ochrony środowiska naturalnego. Prace budowlano - montażowe nie mogą być zagrożeniem dla środowiska i nie mogą wywierać szkodliwego wpływu na środowisko. Wszelkie materiały, które w sposób trwały są szkodliwe dla otoczenia, nie będą dopuszczone do użycia w toku realizacji przedsięwzięcia.

4.4. Wybrane elementy części informacyjnej

a) oświadczenie zamawiającego o prawie dysponowania nieruchomością na cele budowlane:



Zamawiający oświadcza, że działka o nr ewid. 111/11, obręb 0001, na której przedmiot zamówienia ma zostać zrealizowany, jest jego własnością.

b) wykaz norm (wybrane):

- PN-HD 60364-1:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 1: Wymagania podstawowe, ustalanie ogólnych charakterystyk, definicje.
- PN-HD 60364-4-41:2017-09 Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
- PN-HD 60364-5-54: 2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego - Układy uziemiające i przewody ochronne.
- PN-HD 60364-7-712:2016-05, Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
- PN-EN IEC 61215-1-1:2021-11 Moduły fotowoltaiczne (PV) do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu - Część 1-1: Wymagania szczególne dotyczące badań naziemnych modułów fotowoltaicznych (PV) wykonanych z krzemu krystalicznego
- PN-EN 61829:2016-04 Panel modułów fotowoltaicznych (PV) - Pomiar charakterystyk prądowo-napięciowych na miejscu ich instalacji.
- PN-EN IEC 61215-1:2021-11 Moduły fotowoltaiczne (PV) do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu - Część 1: Wymagania dotyczące badań.
- PN-EN IEC 61215-1-1:2021-11 Moduły fotowoltaiczne (PV) do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu - Część 1-1: Wymagania szczególne dotyczące badań naziemnych modułów fotowoltaicznych (PV) wykonanych z krzemu krystalicznego.
- PN-EN 62109-1:2010 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych – Część 1: Wymagania ogólne.
- PN-EN 62109-2:2011 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych - Część 2: Wymagania szczegółowe dotyczące falowników.
- PN-EN 62446-1:2016-08 Systemy fotowoltaiczne (PV) - Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 1: Systemy podłączone do sieci - Dokumentacja, odbiory i nadzór.
- PN-EN 1090-1+A1:2012 Wykonanie konstrukcji stalowych i aluminiowych - Część 1: Zasady oceny zgodności elementów konstrukcyjnych.
- PN-EN 62305-1:2011 Ochrona odgromowa - Część 1: Zasady ogólne.



- PN-EN 62305-2:2012 Ochrona odgromowa - Część 2: Zarządzanie ryzykiem.
- PN-EN 62305-3:2011 Ochrona odgromowa - Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.
- PN-EN 62305-4:2011 Ochrona odgromowa - Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach
- c) wykaz przepisów prawa (wybrane):
 - Ustawa z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych (Dz.U. 2019, poz. 2019 z późn. zm.)
 - Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tj. Dz. U. 1994 nr 89 poz. 414 z późn. zm.),
 - Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627 z późn. zm.),
 - Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U.2015, poz. 478 z późn. zm.),
 - Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz.U. 2004 nr 92 poz. 880 z późn. zm.)
 - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U.1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm.)
 - Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej (Dz. U. 1991 nr 81 poz. 351),
 - Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. 2008 nr 199 poz. 1227 z późn. zm.).
 - Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o wyrobach budowlanych (Dz.U. 2004, nr 92, poz. 881 z późn. zm.)
 - Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 20 grudnia 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego (Dz.U. 2021, poz. 2454),
 - Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. 2002 nr 75, poz.690 z późn. zm.),
 - 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),



- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz.U. 2010 nr 109 poz. 719 z późn. zm.),
- Rozporządzeniu Ministra Rozwoju z dnia 2 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla sprzętu elektrycznego (Dz. U. 2016 poz. 806),
- Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 28 marca 2023 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Budownictwa w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (Dz.U. 2023 poz. 873).

Na etapie opracowywania niniejszych materiałów dydaktycznych wykorzystana zostało wiedza i doświadczenie nabyte w ramach wizyt studyjnych w Instytucie Maszyn Przepływowych im. R. Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku, Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk - Konwersja Energii i Źródła Odnawialne KEZO w Jabłonnej oraz w Instytucie Technologii Paliw i Energii w Zabrze, zrealizowanych w ramach projektu „Dostosowanie kształcenia w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb współczesnej gospodarki” FERS.01.05-IP.08-0234/23. W szczególności dotyczy to zagadnień odnoszących się do najnowszych technologii, trendów badawczych oraz rozwiązań praktycznych stosowanych w obszarze energetyki rozproszonej ważnych dla studentów kierunków inżynierii środowiska oraz odnawialnych źródeł energii, pozwalających na lepsze zrozumienie zagadnień z jakimi spotykają się w pracy zawodowej jako inżynierowie, a także na świadome stosowanie innowacyjnych i prośrodowiskowych rozwiązań na każdym etapie procesu inwestycyjnego, zgodnych z ideą zrównoważonego rozwoju i zielonej transformacji.

Łukasz Orman
Sylwia Wciślik

Spis literatury

1. Seidel, F C; Kokhanowsky, A A; Schaepman, Michael E (2010). Fast and simple model for atmospheric radiative transfer. Atmospheric Measurement Techniques, 3(4):1129 -1141. DOI: <https://doi.org/10.5194/amt-3-1129-2010>
2. © 2024 The World Bank, Source: Global Solar Atlas v2.11.2., Solar resource data: Solargis [dostęp: 20.03.2025]



3. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final, 11 grudnia 2019 r.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52019DC0640>
[dostęp: 20.03.2025]
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r.
w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona), znana również jako Dyrektywa RED II, została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej L 328 z 21 grudnia 2018 r., s. 82–209.
5. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. 2019, projekt z 10.2024 <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>. [dostęp: 20.03.2025]
6. Urząd Regulacji Energetyki. Raport Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – 2025.
7. <https://www.gramwielone.pl/> [dostęp 20.04.2025].
8. Publikacja URE: Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023 – 2028, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności. Urząd Regulacji Energetyki Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła, Warszawa, 2024.].
9. Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2023 poz. 1762
10. <https://www.pvlighthouse.com.au/> [dostęp: 20.03.2025]
11. Wciślik, S., Kotrys-Działak, D. (2021) Thermal building upgrade with off-grid PV system: a Polish case. Energy Efficiency 14, 70. <https://doi.org/10.1007/s12053-021-09980-x>
12. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, t.j. Dz.U. z 2015 r. poz. 478, z późn. zm.
13. Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 20 grudnia 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego (Dz.U. 2021, poz. 2454).