



Studium wykonalności instalacji fotowoltaicznej gruntowej na terenie Gminy Łądek-Zdrój

Grudzień 2020

WYKONAWCA

IEN S.A.
ul. Kolady 3
02-691 Warszawa



+48 22 119 29 29



biuro@grupaien.pl



www.grupaien.pl

Spis treści

1. Cel analizy.....	5
2. Lokalizacja instalacji	6
3. Charakterystyka rynku i technologii fotowoltaicznych	9
3.1. Rozwiązania technologiczne	9
3.1.1. Ogniwa I generacji	9
3.1.2. Ogniwa II generacji	10
3.1.3. Ogniwa III generacji	11
3.2. Budowa instalacji fotowoltaicznej	11
3.2.1. Moduły fotowoltaiczne – produkcja energii	11
3.2.2. Inwerter – konwersja z prądu stałego na prąd przemienny.....	12
3.2.3. Żywotność modułów	13
4. Analiza uwarunkowań technicznych i środowiskowych projektu	15
4.1. Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych.....	15
4.2. Warunki zabudowy / Wpis w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego	16
4.3. Wniosek o wydanie warunków przyłączenia	17
4.4. Pozwolenie na budowę.....	18
4.5. Koncesja na wytwarzanie.....	18
5. Analiza uwarunkowań promieniowania słonecznego w miejscu planowanej inwestycji	20
5.1. Natężenie promieniowania słonecznego.....	20
5.2. Nachylenie modułów fotowoltaicznych.....	23
5.3. Rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych względem stron świata	26
6. Dedykowany wariant technologiczny.....	28
6.1. Opcje techniczne przyłączenia instalacji.....	28
6.2. Moduły fotowoltaiczne.....	30
6.3. Inwertery.....	36
7. Bilans energetyczny.....	37
7.1. Profil wytwórczy instalacji fotowoltaicznej	37
7.1.1. Instalacja o mocy 2 MW	37
7.1.2. Instalacja o mocy 7 MW	40
7.2. Profil odbiorczy punktów PPE Gminy.....	43
7.3. Bilans energii elektrycznej	48
7.3.1. Bilans energii dla instalacji o mocy 2 MW	48
7.3.2. Bilans energii dla instalacji o mocy 7 MW	50
8. Model uczestnictwa w rynku energii.....	53
8.1. Przebilansowanie energii	53

8.2.	Sprzedaż energii.....	57
8.3.	Zakup energii.....	59
9.	Analiza ekonomiczna planowanego przedsięwzięcia.....	61
10.	Harmonogram realizacji inwestycji	63
11.	Źródła finansowania inwestycji	64
11.1.	Dotacja	64
11.2.	Pożyczka	64
11.3.	Partnerstwo Publiczno-Prywatne	65
12.	Podsumowanie	69
	Spis tabel	70
	Spis wykresów	71
	Spis rysunków.....	72

1. Cel analizy

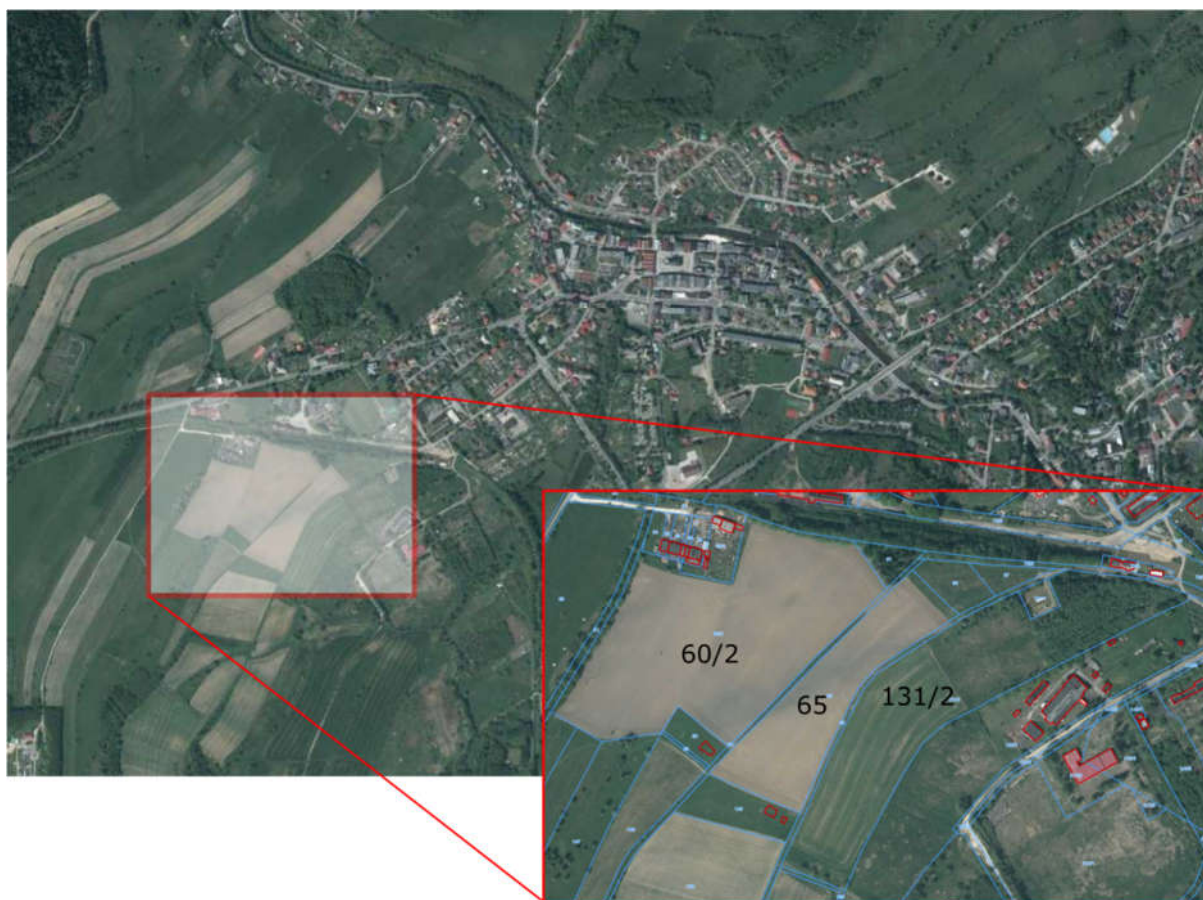
Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie możliwości realizacji przez Gminę Łądek-Zdrój elektrowni fotowoltaicznej na gruntach gminnych zlokalizowanych zachodniej części miejscowości Łądek-Zdrój. Zamawiający określił bazową moc elektryczną instalacji na poziomie do 8 000 kWp, przy czym inwestycja ta ma zostać zrealizowana w dwóch etapach: pierwszym o mocy 2 MW i drugim o mocy do 6 MW. W zakresie niniejszego studium wykonalności jest wskazanie istotnych elementów technicznych, technologicznych, ekonomicznych i formalno – prawnych, które mają wpływ na realizację inwestycji. Dokument ten ma pomóc w podjęciu decyzji w zakresie wyboru optymalnego rozwiązania technologicznego. W trakcie opracowywania założeń planowanej inwestycji wykorzystano specjalistyczne oprogramowanie PVSOL.

2. Lokalizacja instalacji

Podmiotem planującym realizację inwestycji polegającej na budowie farmy fotowoltaicznej o docelowej mocy 8 MW jest Gmina Łądek-Zdrój. Miejscem przeznaczonym pod zabudowę są trzy działki znajdujące się w zachodniej części miejscowości Łądek-Zdrój o numerach 60/2, 65 oraz 131/2 (obręb Zatorze). Łącznie posiadają one powierzchnię 10,3 ha natomiast każda z nich:

- 60/2 powierzchnię 4,9691 ha,
- 65 powierzchnię 2,0008 ha,
- 131/2 powierzchnię 3,1360 ha.

Działki te zostały przedstawione na poniższym rysunku.



Rysunek 1 Lokalizacja działek przeznaczonych pod budowę farmy fotowoltaicznej [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]

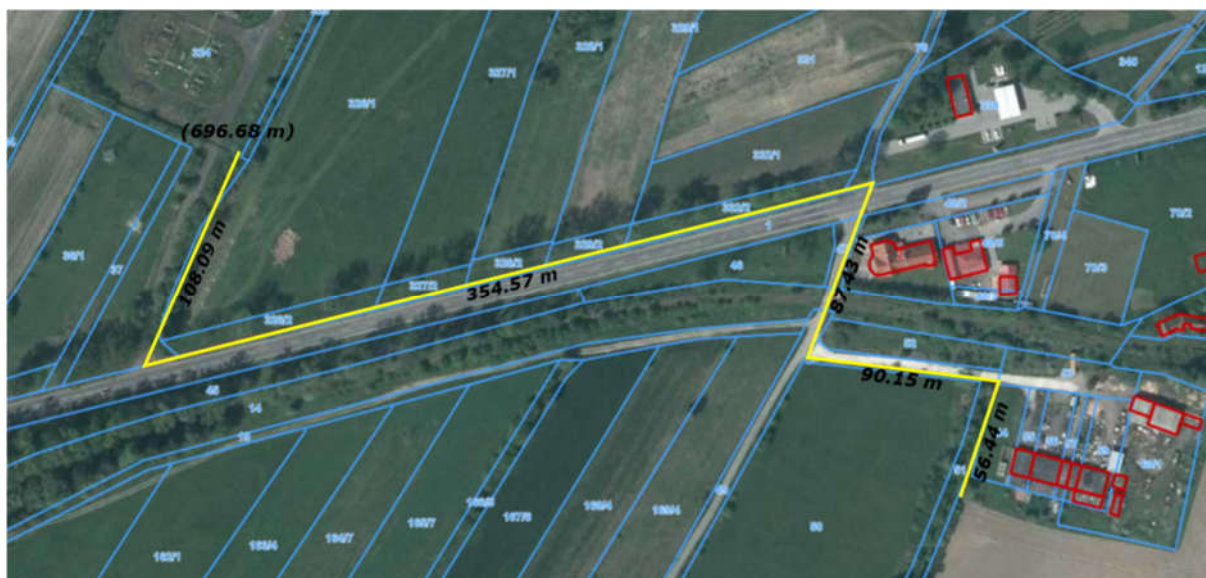
Działki charakteryzują się płaską powierzchnią oraz brakiem zacienienia spowodowanego zabudowaniami lub zadrzewieniem zarówno od strony południowej jak i wschodniej. Od strony zachodniej występuje zadrzewienie które należy wziąć pod uwagę podczas projektowania farmy fotowoltaicznej. Teren przeznaczony pod inwestycję charakteryzuje się wymiarami przedstawionymi na poniższym rysunku.



Rysunek 2 Wymiary terenu przeznaczzonego pod instalację fotowoltaiczną [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]

Energia z produkowanej instalacji w całości będzie wprowadzana do sieci elektroenergetycznej, w zależności od przyjętego modelu i możliwości przyłączeniowych, sprzedana spółce obrotu lub wykorzystana w innych punktach poboru energii (PPE) należących do Gminy Łądek-Zdrój lub innych podmiotów.

Potencjalny punkt przyłączenia, będący najbliższą zlokalizowaną stacją GPZ, znajduje się od granicy działki numer 60/2 w odległości około 700 m. Potencjalna trasa przyłączenia farmy została zaprezentowana na poniższym rysunku. Wytyczne dotyczące przyłączenia jednostki zostaną udostępnione przez Operatora Sieci Dystrybucyjnej w uzyskanych warunkach przyłączenia źródła do sieci.



Rysunek 3 Możliwa trasa przebiegu przyłącza farmy do sieci elektroenergetycznej [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]

3. Charakterystyka rynku i technologii fotowoltaicznych

Rozwój rynku fotowoltaicznego, zarówno w Polsce jak i na świecie nabiera rozpędu. W Polsce w 2019 roku poziom mocy zainstalowanej zwiększył się o 275% względem mocy zainstalowanej na koniec 2018 roku i wynosił 1 299,6 MW. W chwili obecnej (październik 2020) moc instalacji przekroczyła 3 000 MW a analitycy szacują co najmniej utrzymanie tego trendu. Powyższy efekt związany jest z malejącymi cenami elementów składowych instalacji fotowoltaicznej oraz dostępnością programów pomocowych – programu „Mój prąd” oraz możliwości wystartowania w aukcjach OZE. Z uwagi na dynamiczny rozwój branży na rynku dostępnych jest wiele rozwiązań modułów fotowoltaicznych, falowników i innych elementów składowych instalacji.

W poniższym rozdziale opisano aktualnie dostępne technologie produkcji energii z modułów fotowoltaicznych oraz ich rozwiązania dostępne na rynku. W oparciu o ogólnodostępne dane został również określony czas funkcjonowania instalacji, zmiana potencjału produkcji energii elektrycznej w tym czasie oraz długość udzielanej przez producentów gwarancji na elementy składowe instalacji.

3.1. Rozwiązania technologiczne

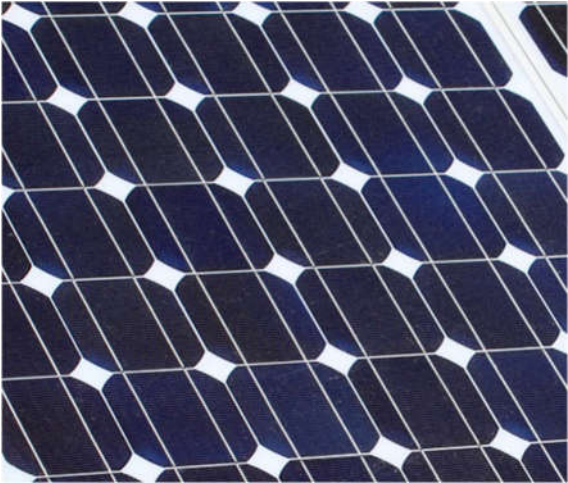

Ogniwa fotowoltaiczne można podzielić na 3 generacje (obecnie trwają prace badawczo-rozwojowe nad kolejnymi generacjami). Pierwsza z nich to klasyczne ogniwa krzemowe (I generacja), wśród których można wyróżnić technologię monokrystaliczną oraz polikrystaliczną. Druga z grup to ogniwa II generacji, na którą składają się ogniwa, w których zrezygnowano z zastosowania wafli krzemowych. Zaliczyć do niej można m.in. ogniwa wykonane w technologii łączącej ind, gal i selen tzw. CIGS lub wykonane z tellurku kadmu tzw. CdTe. Trzecią generację stanowią ogniwa wykonane na bazie polimerów i barwników. Niezależnie od generacji, pojedyncze ogniwa łączy się w moduły fotowoltaiczne, te zaś w łańcuchy, które z kolei podłączane są do falowników.

3.1.1. Ogniwa I generacji

Ogniwa fotowoltaiczne I generacji wykonane są z krzemu krystalicznego. Składają się z bardzo cienkich (200 – 300 μm) wafli, pokrytych metalową siatką odprowadzającą wytworzony ładunek elektryczny. Można dokonać ich podziału na ogniwa monokrystaliczne oraz polikrystaliczne. Podstawową cechą je rozróżniającą, jest sposób wykonania wafla krzemowego, co z kolei przekłada się na sprawność a tym samym ilość energii elektrycznej wytwarzanej z promieniowania słonecznego. W 2019 roku instalacje wykonane z modułów I generacji odpowiadały za ponad 95% udziału w rynku modułów PV.

W ogniwach monokrystalicznych całe ogniwo wytworzone jest z jednego kryształu. Najczęściej są one wytwarzane w oparciu o proces Czochralskiego, polegający na stopniowym wyciąganiu i obracaniu krzemowego pręta z tygla wypełnionego roztopionym materiałem. Charakterystyczną cechą ogniw monokrystalicznych są ścięte rogi wafli. W ogniwach polikrystalicznych wafle krzemowe składają się z wielu, chaotycznie rozmieszczonych kryształów. Powoduje to, że są one kwadratowe oraz charakteryzują się jaśniejszą barwą w porównaniu do monokrystalicznych. Ich powierzchnia mieni się różnymi odcieniami, w zależności od kryształu we wnętrzu wafla. Porównanie wyglądu oraz parametrów modułów mono- i polikrystalicznych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 1 Porównanie technologii monokrystalicznej i polikrystalicznej

Ogniwa monokrystaliczne	Ogniwa polikrystaliczne
	
Rekordowa sprawność ogniwa 2019	
26,7%	22,3%
Średnia sprawność modułu 2018	
20%	17,8%
Udział w rynku 2019	
66%	29%

Ogniwa monokrystaliczne charakteryzują się wyższą sprawnością oraz niższym współczynnikiem temperaturowym dzięki czemu są w stanie wygenerować więcej energii elektrycznej w porównaniu do ogniw polikrystalicznych. Obowiązująca w ostatnich latach popularność modułów wykonanych w technologii polikrystalicznej związana była z ich stosunkowo niską ceną w porównaniu do modułów monokrystalicznych. Z uwagi na malejącą różnicę cenową pomiędzy obiema technologiami oraz prace rozwojowe prowadzone przez producentów w celu doskonalenia technologii monokrystalicznej (modyłu PERC, bifacial), jej udział w rynku w 2019 roku był wyższy od modułów polikrystalicznych pierwszy raz od co najmniej 15 lat (89,7 GWp wobec 39,6 GWp). Obecna sytuacja rynkowa wskazuje, że tendencja ta jest nieodwracalna i najbardziej popularne w najbliższym czasie będą moduły oparte o wafle krzemowe wykonane w technologii monokrystalicznej.

3.1.2. Ogniwa II generacji

Ogniwa fotowoltaiczne II generacji, inaczej zwane cienkowarstwowymi, to najczęściej ogniwa zbudowane z krzemu amorficznego (niekryształicznego), Tellurku Kadmu (CdTe) lub Selenku Indowo (Galu) – Miedziowego (CIGS). Ich podstawową cechą charakterystyczną jest niewielka grubość, znacząco obniżająca zużycie materiału oraz brak wykorzystania energochłonnych procesów związanych z pozyskaniem bloków krzemowych. Zazwyczaj ich sprawność jest niższa niż modułów I generacji i zawiera się w zakresie 7 – 15 %. Udział technologii II generacji w rynku to około 5%. Są one wykorzystywane

głównie do mniejszych aplikacji np. w przypadku integracji systemów fotowoltaicznych z obiektami budowlanymi.

3.1.3. Ogniwa III generacji

Ogniwami fotowoltaicznymi III generacji nazywa się najnowsze technologie produkcji energii przy wykorzystaniu promieniowania słonecznego, zazwyczaj bez półprzewodników ze złączem p–n. Do ogniw III generacji można zaliczyć ogniwa barwnikowe, gdzie w wyniku oddziaływania elektrolitu z promieniowaniem słonecznym powstaje ładunek elektryczny, czy też ogniwa organiczne, zbudowane z polimerów. Ważną cechą tych ogniw jest ich przeźroczystość oraz elastyczność. Pozwala to na ich potencjalne zastosowanie w bardzo szerokim spektrum aplikacji. Do wad tego typu ogniw zaliczyć należy ich niewielką sprawność, rzędu kilku procent. Należy jednak zaznaczyć, że większość rozwiązań tego typu jest dopiero w trakcie badań i na rynku komercyjnym mają znikomy udział.

3.2. Budowa instalacji fotowoltaicznej

Instalacja fotowoltaiczna składa się z czterech kluczowych elementów tj. modułów fotowoltaicznych, falownika, okablowania oraz konstrukcji wsporczej. Moduły fotowoltaiczne odpowiadają za przekształcenie energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną prądu stałego. Następnie, energia ta musi zostać przekształcona na prąd przemienny o ściśle określonych parametrach przy pomocy inwertera (inaczej falownika). Dopiero tak przekształcona energia może zostać zużyta przez urządzenia elektryczne przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Poniżej przedstawiono opis najważniejszych podzespołów instalacji fotowoltaicznej.

3.2.1. Moduły fotowoltaiczne – produkcja energii

Budowa modułu

Pojedyncze ogniwa fotowoltaiczne posiadają zbyt niskie parametry napięcia i prądu, aby można było wykorzystać w pełni ich potencjał. Z tego względu ogniwa łączy się w łańcuchy, które tworzą moduł fotowoltaiczny. Poszczególne ogniwa są ze sobą łączone przy wykorzystaniu technologii lutowania po czym całość zamykana jest w szczelnej obudowie, na którą składa się laminat, szyba oraz aluminiowa ramka. Ogniwa znajdują się pomiędzy dwoma warstwami folii EVA zabezpieczającymi części elektryczne przed działaniem szkodliwych czynników zewnętrznych. Od strony zewnętrznej warstwę ochronną stanowi tafla niskożelazowego, hartowanego szkła, charakteryzującego się niewielkim współczynnikiem odbicia promieniowania słonecznego. Tylna folia kompozytowa ma za zadanie zwiększyć odporności modułu na warunki atmosferyczne i uszkodzenia mechaniczne. W zależności od liczby i parametrów elektrycznych połączonych ogniw oraz zagospodarowanej powierzchni osiągnięta może zostać różna moc modułu. Obecnie, moduły o powierzchni około 2,0 m² osiągają moc nawet ponad 400 W.

Konfiguracja instalacji

Gotowe pojedyncze moduły łączy się w sposób szeregowo-równoległy w celu uzyskania parametrów elektrycznych właściwych z punktu widzenia pracy falownika. W celu maksymalizacji uzysków energetycznych moduły umieszcza się na konstrukcji wsporczej nachylonej pod określonym kątem względem gruntu, optymalnym dla danej szerokości geograficznej. Należy dążyć do skierowania powierzchni ogniw w kierunku południowym, oferującym największy stopień natężenia bezpośredniego promieniowania słonecznego.

W zdecydowanej większości przypadków instalacje fotowoltaiczne wykonuje się jako nieruchome. Istnieją jednak rozwiązania pozwalające na zwiększenie uzysku energetycznego w postaci konstrukcji ruchomych. Wówczas położenie powierzchni modułów ulega zmianie w jednej lub dwóch osiach podążając za ruchem pozornym słońca. Zastosowanie takiego rozwiązania powoduje, że powierzchnia modułów pozostaje nachylona pod kątem prostym do pozycji słońca przez jak najdłuższy okres czasu w ciągu dnia.. Zastosowanie instalacji nadążnych pozwala na zwiększenie produkcji w stosunku do paneli nieruchomych nawet o 20%.

Moduły fotowoltaiczne powinny zostać umieszczone w miejscach, w których nie występują przeszkody mogące powodować ich zacienienie. Jest to o tyle istotne, że zacienienie nawet części jednego modułu może wpłynąć na znaczącą redukcję produkowanej energii w całym łańcuchu, do którego ów moduł jest włączony. Dlatego też wymagane jest, żeby pomiędzy kolejnymi rzędami paneli znajdowało się wystarczająco dużo miejsca, by cień przez nie rzucany nie sięgał do kolejnych modułów znajdujących się za nimi.

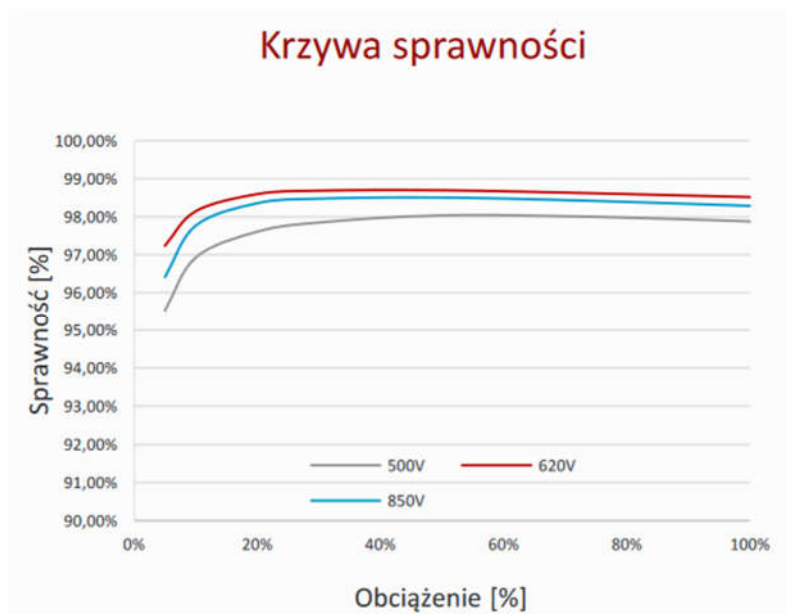
3.2.2. Inwerter – konwersja z prądu stałego na prąd przemienny

Moduły fotowoltaiczne produkują prąd stały, który należy przekształcić na prąd przemienny o parametrach sieci, do której instalacja została przyłączona. W większości przypadków napięcie elektryczne przetwarzane jest na prąd przemienny trójfazowy o napięciu skutecznym 230 V i częstotliwości 50 Hz. Następnie takie napięcie może zostać zwiększone poprzez zastosowanie transformatora podwyższającego napięcie.

Urządzeniem służącym do konwersji energii jest inwerter (falownik) fotowoltaiczny. Zasada działania falowników opiera się na kluczkowaniu, czyli włączaniu napięcia stałego w zmiennej wysokości tak by końcowa charakterystyka napięcia była jak najbardziej zbliżona do sinusoidy. Tak wytworzone napięcie jest wprowadzane do sieci zewnętrznej. W celu zapewnienia separacji galwanicznej obwodów prądu stałego od obwodów prądu przemiennego w niektórych rozwiązaniach stosuje się transformator separacyjny.

W celu maksymalizacji uzysków energetycznych falowniki wyposażone są w algorytmy śledzenia maksymalnego punktu pracy MPPT (ang. Maximum Power Point Tracking). Jego zastosowanie powoduje regulację napięcia pochodzącego z ogniw fotowoltaicznych w sposób pozwalający uzyskać optymalną wartość prądu. Algorytm pozwala reagować falownikowi na zmiany natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury zewnętrznej wpływających na charakterystykę pracy ogniwa fotowoltaicznego, a w efekcie przesunięcie optymalnego punktu pracy.

Ważnym parametrem falownika jest jego moc. Dobór optymalnej mocy falowników w stosunku do konfiguracji i mocy modułów pozwala na minimalizację strat poprzez pracę falowników w zakresie ich maksymalnej sprawności. Zbyt niska moc modułów a tym samym niedociążenie falownika powodować będzie spadek sprawności przekształcania energii. Dla zobrazowania tego efektu przedstawiono poniżej krzywą sprawności falownika fotowoltaicznego.



Rysunek 4 Krzywa sprawności falownika fotowoltaicznego [źródło: Karta katalogowa Huawei SUN2000-33KTL-A]

Jak można zauważyć, obciążenie falownika poniżej 30% obciążenia nominalnego powoduje spadek jego sprawności. Wpływ na omawiany parametr ma również napięcie występujące po stronie stałoprądowej. Optymalnym napięciem pracy jest 620 V, wzrost lub spadek napięcia powoduje spadek sprawności urządzenia.

Biorąc pod uwagę powyższe, na etapie projektowania instalacji istotną kwestią jest optymalny dobór elementów składowych instalacji, zarówno pod kątem ich liczby jak również parametrów elektrycznych i fizycznych.

3.2.3. Żywotność modułów

Podobnie jak wszystkie obiekty, również instalacje fotowoltaiczne ulegają starzeniu, co przekłada się na spadek wydajności produkcji wraz z upływem czasu. Spadek mocy maksymalnej modułu jest wynikiem pojawiania się wad w materiale takich jak mikropęknięcia, zarysowania szkła, degradacja folii izolującej i wielu innych. Przyjmuje się, że w pierwszym roku instalacja traci około 3% mocy na skutek ujawniania się wad produkcyjnych nie wykrytych w czasie kontroli jakości. Następnie wysokość ubytku mocy jest stała i wynosi około 0,6% rocznie. Oznacza to, że po 25 latach moc znamionowa instalacji spada o prawie 20%. Należy jednak zaznaczyć, że podane wskaźniki są wartościami eksperymentalnymi, nie popartymi badaniami na rzeczywistych obiektach ze względu na zbyt krótki czas życia większości instalacji. Wstępne wartości spadku mocy instalacji zainstalowanych na świecie ponad 20 lat temu wskazują na średni

ubytek mocy rzędu 9% po 20 latach pracy [Jordan D., Kurtz S. *Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review, Photovoltaics: Research and Applications, 2012*].

Przyjmuje się, że czas życia modułów fotowoltaicznych wynosi około 25 lat, głównie ze względu na postępujący spadek mocy, nie zaś na fizyczne zniszczenie materiału. Zgodnie z informacjami producentów, moduł fotowoltaiczny może pracować nieprzerwanie 30, 50, a w skrajnych wypadkach 80 lat. Z tego względu producenci modułów fotowoltaicznych w standardzie udzielają gwarancji na swoje produkty, oferując spadek sprawności nie większy niż:

- 10% w okresie pierwszych 10 lat użytkowania modułów,
- 20% w okresie pierwszych 25 lat użytkowania modułów.

Drugim elementem instalacji ulegającym degradacji jest falownik. Czas życia urządzenia zależy jest od warunków w jakich pracuje oraz od poprawności jego serwisowania. Ważne jest zapewnienie osłony przed bezpośrednim opadem deszczu (choć większość falowników zbudowana jest w obudowie IP 65), czy regularne sprawdzanie stanu najbardziej wrażliwych elementów falownika jak wentylatory czy kondensatory. Przyjmuje się, że dobrze eksploatowany falownik zgodnie z deklaracjami producentów jest w stanie pracować minimum 10 lat. Po tym okresie jednak konieczny jest generalny przegląd lub wymiana.

4. Analiza uwarunkowań technicznych i środowiskowych projektu

Inwestycja w instalację PV wiąże się z szeregiem czynności formalno-prawnych, które należy wykonać przed i w trakcie jej realizacji. W zależności od mocy oraz powierzchni zajmowanej przez instalację, czynności te mogą się znacząco różnić między sobą. Poniżej przedstawiono najważniejsze zagadnienia techniczne i formalno-prawne, które będą związane z budową instalacji o mocy zakładanej w analizie tj. przekraczającej 1 MW.

4.1. Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia związana jest z koniecznością oceny inwestycji pod kątem jej wpływu na środowisko naturalne. W przypadku określonego typu przedsięwzięć jest to podstawa do rozpoczęcia dalszych działań.

Obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach został wprowadzony ustawą z dnia 18 maja 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw a następnie poddany nowelizacji przez ustawę 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. Zgodnie z prawem obowiązek uzyskania decyzji mają przedsięwzięcia mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko oraz przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Lista przedsięwzięć kwalifikująca się do obydwu z ww. kategorii określona została w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

W przypadku przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko urząd wykonuje ocenę oddziaływania na środowisko, na podstawie której wydawana jest decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach. W przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko decyzję o konieczności wykonania oceny oddziaływania na środowisko podejmuje urząd, do którego złożony został wniosek o wydanie decyzji środowiskowej.

W celu wykonania oceny oddziaływania na środowisko inwestor powinien dostarczyć do urzędu raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Raport powinna wykonać osoba posiadająca odpowiednie wykształcenie lub 3-letnie doświadczenie zawodowe nabyte w zespołach przygotowujących wspomniane raporty, co warunkowane jest art. 74a ustawy 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

Zgodnie z zapisami przywołanego wyżej rozporządzenia do inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się zabudowę przemysłową, w tym zabudowę systemami fotowoltaicznymi, lub magazynową, wraz z towarzyszącą jej infrastrukturą, o powierzchni zabudowy nie mniejszej niż:

- a) 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody, lub w otulinach form ochrony przyrody,
- b) 1 ha na obszarach innych niż wymienione w lit. a;

Teren, na którym zaplanowana została instalacja nie znajduje się na obszarze objętym formami ochrony przyrody ani w ich otulinach w związku z czym, powierzchnią graniczną decydującą o konieczności uzyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych jest 1 ha. Z uwagi na powierzchnię przeznaczoną pod docelową zabudowę (ponad 10 ha) występuje w tym przypadku potrzeba wystąpienia o wydanie decyzji środowiskowej.

4.2. Warunki zabudowy / Wpis w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego

Każde planowane rozwiązanie budowlane badane jest przez Urząd Miasta lub Gminy pod kątem zgodności z obowiązującym Miejscowym Planem Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP) – jeśli ten obowiązuje na danym obszarze. Dokument MPZP, zgodnie z ustawą z 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, jest aktem prawa miejscowego, który przyjmowany jest w formie uchwały właściwej miejscowo rady gminy.

W Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego ustaleniu podlega przeznaczenie i sposób zagospodarowania terenu. Należy przy tym założyć, że realizacja inwestycji, która nie jest w planie dopuszczona, jest zabroniona. Z tego względu budowa źródeł wytwórczych w miejscu, w którym obowiązuje MPZP, a w którym nie zostały takie inwestycje przewidziane jest znacznie utrudniona. Bowiem w takim przypadku inwestor zmuszony jest wystąpić z wnioskiem o zmianę zapisów MPZP. Proces ten jest skomplikowany, długotrwały i może być kosztowny. Złożenie wniosku nie oznacza ponadto, że zapisy MPZP zostaną zmienione na umożliwiające realizację inwestycji.

Realizacja inwestycji na terenie, na którym nie obowiązuje MPZP jest realizowana na podstawie jednej z dwóch decyzji:

- warunków zabudowy,
- ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Inwestor powinien uzyskać warunki zabudowy w przypadku, w którym chce zmienić w sposób stały sposób zagospodarowania działki. Oznacza to, że budowa farmy fotowoltaicznej na gruncie rolnym wymagać będzie zdobycia takiej decyzji. W tym celu koniecznym jest złożenie właściwego wniosku do urzędu miasta lub gminy wraz z załącznikami.

Ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego może zostać uzyskane w przypadku realizacji inwestycji celu publicznego. Zgodnie z katalogiem wymienionym w art. 6 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami inwestycja polegająca na budowie źródła wytwórczego opartego na ogniwach fotowoltaicznych nie zalicza się do tego typu inwestycji. Oznacza to, że inwestor planujący budowę takiej instalacji zmuszony jest dostosować się do MPZP, wystąpić o jego zmianę lub pozyskać warunki zabudowy, zależnie od warunków obowiązujących dla danego terenu.

4.3. Wniosek o wydanie warunków przyłączenia

W przypadku budowy źródeł wytwórczych, jedną z najistotniejszych formalności koniecznych do dopełnienia jest uzyskanie warunków technicznych przyłączenia źródła do sieci. Warunki te, a w konsekwencji podpisanie umowy dystrybucyjnej, są gwarantem wprowadzenia energii do sieci i jej sprzedaży.

W celu uzyskania warunków technicznych przyłączenia koniecznym jest złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla wytwórców. Wniosek należy złożyć niezależnie czy instalacja będzie wymagała budowy nowego przyłącza czy będzie to przyłącze istniejące. Wraz z wnioskiem należy złożyć wszystkie wymagane w nim dokumenty, wśród których są: planowany schemat elektryczny, koncepcję rozmieszczenia modułów oraz karty katalogowe modułów i falowników (wzory wniosków dostępne są na stronie właściwego dla miejsca przyłączenia podmiotu Operatora Systemu Dystrybucyjnego). Po złożeniu wniosku, w przeciągu 14 dni należy wnieść opłatę przyłączeniową w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy planowanej do przyłączenia. Opłata ta nie może być jednak wyższa niż rzeczywiste koszty wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci oraz nie wyższa niż 3 000 000 zł. Opłaty dokonuje się na wskazany przez właściwego OSD numer konta. W przypadku, gdy rzeczywiste koszty przyłączenia będą niższe niż wniesiona zaliczka, zwrot nadpłaty nastąpi na numer konta wskazany we wniosku. W przypadku niewniesienia zaliczki we wskazanym terminie, wniosek zostanie pozostawiony bez rozpatrzenia.

Zgodnie z zapisami prawa energetycznego w przypadku instalacji:

- wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 2 MW, lub
- urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW

przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, OSD sporządza ekspertyzę wpływu tych instalacji na system elektroenergetyczny. Obecnie, z uwagi na rosnącą liczbę instalacji OZE przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, Operator wykonuje wskazaną ekspertyzę również dla mniejszych mocy wytwórczych. Negatywny wynik określający wpływ instalacji na sieć, jest podstawą do odmowy wydania warunków przyłączenia dla planowanej instalacji.

Przedsiębiorstwo OSD obowiązane jest wydać warunki przyłączenia nie później niż w terminie 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później. Wskazany termin będzie obowiązujący, w przypadku złożenia prawidłowo wypełnionego wniosku wraz z załącznikami. W przypadku wystąpienia braków lub niejasności, OSD wzywa wnioskodawcę do uzupełnień. Należy brać pod uwagę, że uzupełnienia nie zawierają się we wskazanym wyżej terminie a każde z nich będzie oznaczało jego wydłużenie. Złożenie kompletnego wniosku powinno zostać potwierdzone przez OSD pisemnie, ze wskazaniem daty przyjęcia wniosku.

Po otrzymaniu warunków przyłączenia podmiot wnioskujący podpisuje umowę o przyłączenie do sieci, w której m.in. zostaje określony termin wykonania przyłącza. Wydane warunki stanowią zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i ważne są dwa lata od dnia ich doręczenia.

4.4. Pozwolenie na budowę

Jednym z etapów przygotowania instalacji OZE do budowy jest uzyskanie pozwolenia na budowę. Dokument warunkuje możliwość rozpoczęcia budowy.

Pozyskanie pozwolenia na budowę jest konieczne dla każdej instalacji fotowoltaicznej, której moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. W celu uzyskania pozwolenia należy złożyć wniosek wraz z odpowiednimi załącznikami w nim wymienionymi do starostwa albo urzędu miasta na prawach powiatu. Do wniosku należy dołączyć m.in.:

- oświadczenie o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane;
- projekt budowlany;
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli jest ona wymagana zgodnie z przepisami o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Urząd na wydanie pozwolenia na budowę ma 65 dni. Wydane pozwolenie może zawierać takie informacje jak:

- szczególne warunki zabezpieczenia terenu budowy i prowadzenia robót budowlanych;
- czas użytkowania tymczasowych obiektów budowlanych;
- termin rozbiórki obiektów tymczasowych, a także obiektów istniejących nieprzewidzianych do dalszego użytkowania;
- szczegółowe wymagania dotyczące nadzoru na budowie.

Proces budowlany powinien zostać rozpoczęty w terminie 3 lat od dnia, w którym decyzja zezwalająca stała się ostateczna. Jeśli sytuacja ta nie nastąpi, pozwolenie ulega wygaśnięciu. Przed rozpoczęciem robót budowlanych należy złożyć zawiadomienie o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych w odpowiednim powiatowym inspektoracie nadzoru budowlanego.

4.5. Koncesja na wytwarzanie

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo Energetyczne koncesjonowaniu podlega zatem, każda działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii. Obowiązek nie dotyczy mikroinstalacji (instalacje o mocy nie większe niż 50 kW) lub małych instalacji (instalacje o mocy większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW).= oraz instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji oraz wyłącznie z biopłynów.

Koncesję może otrzymać podmiot, który:

- ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Szwajcarii, Turcji, lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA)
- dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności lub jest w stanie udokumentować możliwość ich pozyskania;
- ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności;

- zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych w zakresie eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji;
- uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu;
- nie zalega z zapłatą podatków stanowiących dochód budżetu państwa.

Koncesja udzielana jest na podstawie wniosku składanego przez wytwórcę planującego wykonywanie działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Wniosek składany jest do właściwego terenowo oddziału Urzędu Regulacji Energetyki.

Koncesję należy uzyskać przed rozpoczęciem wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Równocześnie, wniosek koncesyjny może zostać złożony dopiero po ukończeniu budowy i odebraniu instalacji przez odpowiednie organy administracyjne.

5. Analiza uwarunkowań promieniowania słonecznego w miejscu planowanej inwestycji

W niniejszym rozdziale poddano analizie ilość promieniowania słonecznego, które dociera do powierzchni ziemi w miejscu planowanej instalacji fotowoltaicznej tj. miejscowości Łądek Zdrój. W rozdziale przeanalizowano całkowity strumień energii dostarczany przez promieniowanie słoneczne do nieruchomych paneli. Następnie przeprowadzono analizę pod kątem doboru ich optymalnego kąta oraz kierunku ułożenia.

5.1. Natężenie promieniowania słonecznego

Podstawą do określenia produktywności instalacji fotowoltaicznej jest analiza natężenia promieniowania w miejscu, w którym planowana jest instalacja. Źródłem danych o promieniowaniu są dane historyczne oraz powstałe na ich bazie modele progностyczne. Na ich podstawie istnieje możliwość określenia dwóch rodzajów promieniowania, docierającego do powierzchni modułów tj.:

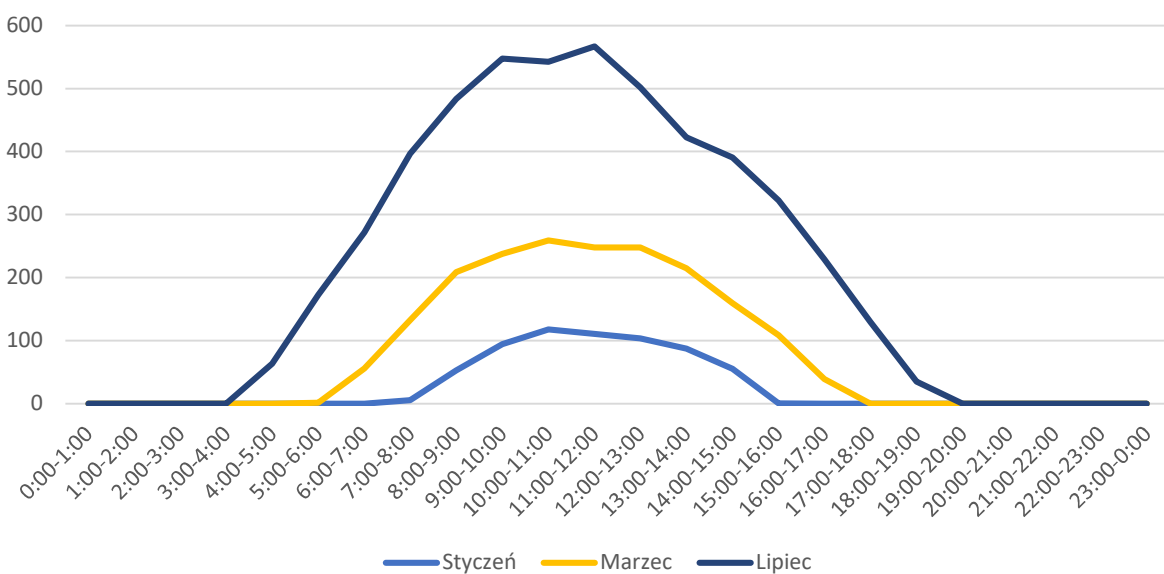
- promieniowania bezpośredniego – jest to promieniowanie, które dociera bezpośrednio do powierzchni modułu, bez oddziaływania z innymi powierzchniami,
- promieniowania rozproszonego – jest to promieniowanie, która dociera do powierzchni modułu, po odbiciu od innych powierzchni.

Powyższe dwa rodzaje promieniowania składają się na promieniowanie całkowite, z którego może zostać wyprodukowana energia elektryczna. Zestawienie danych dotyczących promieniowania padającego na powierzchnię poziomą względem gruntu w analizowanej lokalizacji przedstawiono w tabeli poniżej. Na wykresach przedstawiono wielkość promieniowania w trzech miesiącach tj. zimnym (styczeń, przejściowym (marzec) oraz ciepłym (lipiec). Zestawienie powstało na bazie danych historycznych gromadzonych w latach 2007-2016.

Średnia promieniowania globalnego w miesiącach ciepłych jest ponad 5-krotnie większa, niż w miesiącach zimnych. Oznacza to, że w okresie kwiecień-wrzesień instalacja będzie produkowała najwięcej energii elektrycznej. Sumaryczne roczne natężenie promieniowania docierające do powierzchni ziemi wynosi $1037,03 \text{ kWh/m}^2$. Składa się na to natężenie promieniowania bezpośredniego o wartości $482,56 \text{ kWh/m}^2$ oraz natężenie promieniowania rozproszonego o wartości $554,46 \text{ kWh/m}^2$.

Tabela 2 Średnie globalne promieniowanie słoneczne w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym

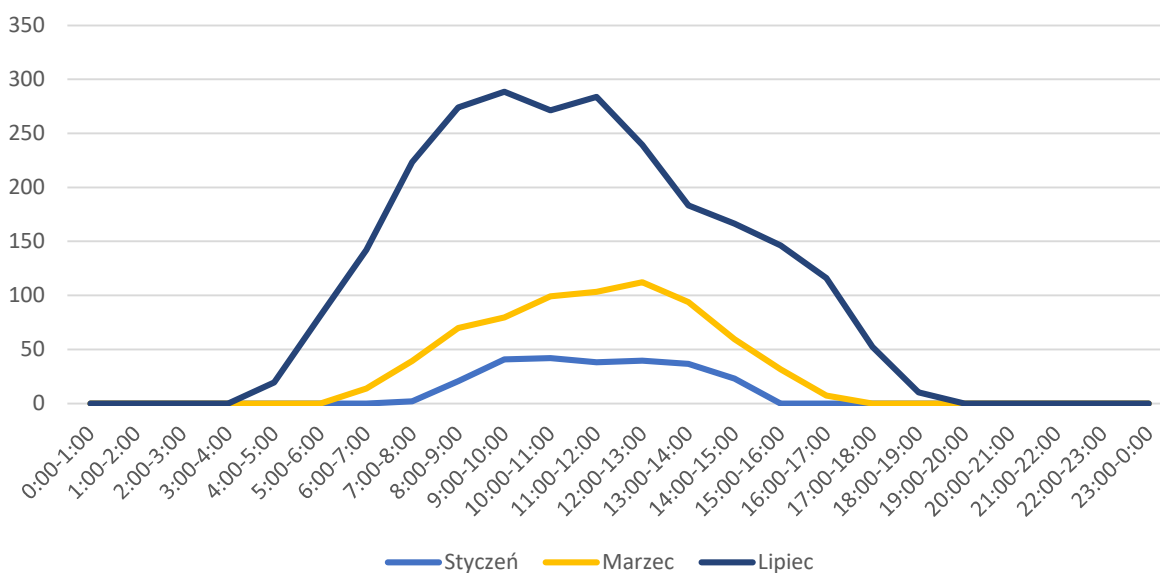
Godzina	Miesiąc											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00-2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	8,35	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00-5:00	0,00	0,00	0,00	3,83	55,29	77,68	63,68	11,18	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00-6:00	0,00	0,00	1,32	66,30	144,55	184,39	172,52	96,74	38,27	0,00	0,00	0,00
6:00-7:00	0,00	1,03	55,65	191,40	290,52	288,29	271,74	217,46	132,90	58,26	1,73	0,00
7:00-8:00	5,65	52,59	132,52	268,53	410,29	399,00	396,61	333,42	230,97	160,84	53,57	6,39
8:00-9:00	52,71	91,69	208,58	378,90	540,45	491,10	483,61	431,26	312,30	234,97	97,94	64,43
9:00-10:00	94,48	125,86	237,77	424,50	599,97	543,94	547,29	494,86	388,00	285,48	152,57	109,97
10:00-11:00	117,81	122,72	259,08	456,87	572,61	575,61	542,65	541,43	410,53	305,94	145,50	122,52
11:00-12:00	110,52	130,45	247,71	440,40	586,97	562,35	566,81	526,67	358,00	299,35	132,63	118,10
12:00-13:00	103,35	108,24	247,90	392,30	588,84	521,42	501,87	507,40	304,70	274,87	100,90	100,48
13:00-14:00	87,42	93,76	214,74	373,27	538,26	494,55	422,48	436,99	304,97	205,87	82,43	68,10
14:00-15:00	55,32	75,41	159,58	299,80	407,87	420,75	390,35	395,33	199,57	123,65	38,92	17,29
15:00-16:00	0,65	28,86	108,74	220,50	299,26	387,65	322,29	293,31	151,03	45,52	0,00	0,00
16:00-17:00	0,00	0,07	38,81	143,33	208,52	260,26	228,77	182,24	53,83	0,06	0,00	0,00
17:00-18:00	0,00	0,00	0,03	41,07	108,45	149,42	129,42	56,93	0,33	0,00	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,23	46,06	35,19	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Wykres 1 Średnie globalne promieniowanie słoneczne w analizowanej lokalizacji

Tabela 3 Średnia bezpośredniego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym

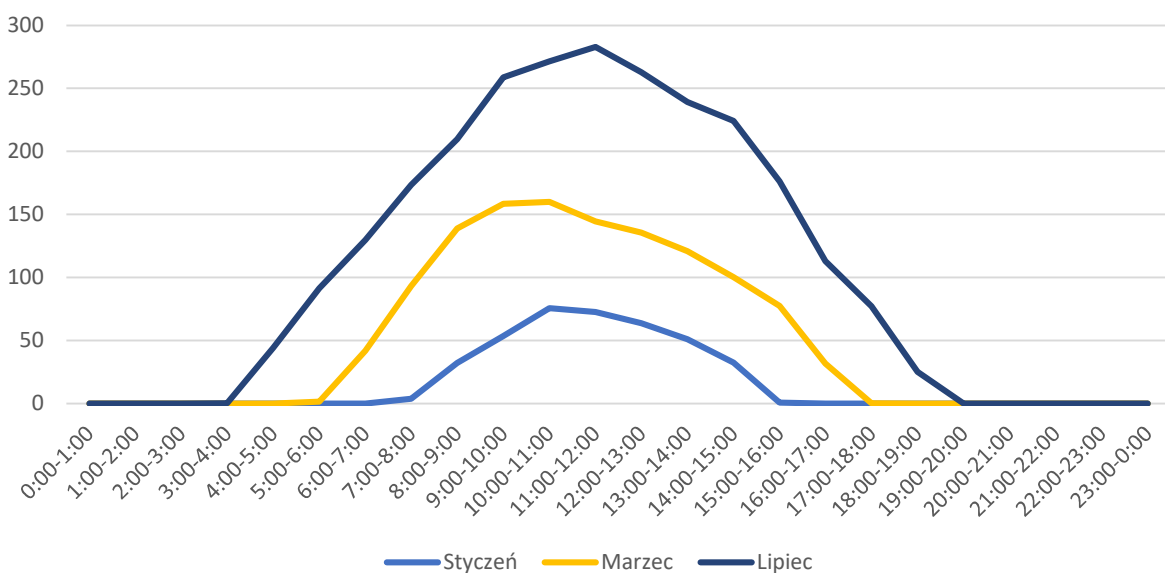
Godzina	Miesiąc											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00-2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00-5:00	0,00	0,00	0,00	0,17	18,13	26,39	19,58	2,71	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00-6:00	0,00	0,00	0,00	20,27	62,81	89,84	81,10	37,41	10,90	0,00	0,00	0,00
6:00-7:00	0,00	0,00	13,94	81,50	148,87	153,10	141,97	110,44	55,47	18,77	0,00	0,00
7:00-8:00	2,00	7,66	39,35	114,93	234,41	226,32	223,32	186,49	107,43	68,48	17,37	1,61
8:00-9:00	20,68	6,59	69,87	178,60	314,19	274,19	274,03	243,17	163,17	99,29	30,94	18,77
9:00-10:00	40,91	18,55	79,46	190,13	336,32	288,20	288,71	268,80	206,03	126,42	61,60	40,27
10:00-11:00	42,19	9,45	99,06	207,53	319,48	289,42	271,26	273,10	215,97	154,97	55,13	40,39
11:00-12:00	38,06	21,14	103,26	198,13	311,35	287,10	283,81	275,37	148,77	155,61	41,47	37,77
12:00-13:00	39,58	19,31	112,45	151,30	348,87	252,45	239,23	253,39	106,63	144,68	23,26	29,77
13:00-14:00	36,48	15,52	93,90	168,20	295,23	244,45	183,23	210,38	115,00	96,29	18,10	17,45
14:00-15:00	23,00	14,86	59,35	132,70	203,71	202,30	166,29	195,28	55,37	42,35	6,67	0,00
15:00-16:00	0,00	3,55	31,45	96,83	134,23	210,87	146,13	137,35	48,27	10,16	0,00	0,00
16:00-17:00	0,00	0,00	7,16	56,77	90,39	127,29	115,94	74,96	14,53	0,00	0,00	0,00
17:00-18:00	0,00	0,00	0,00	12,47	44,48	65,94	52,42	11,08	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,39	9,55	10,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Wykres 2 Średnia bezpośredniego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji

Tabela 4 Średnia rozproszonego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym

Godzina	Miesiąc											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00-2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	7,65	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00-5:00	0,00	0,00	0,00	3,67	37,16	51,29	44,10	8,47	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00-6:00	0,00	0,00	1,32	46,03	81,74	94,55	91,42	59,33	27,37	0,00	0,00	0,00
6:00-7:00	0,00	1,03	41,71	109,90	141,65	135,19	129,77	107,03	77,43	39,48	1,73	0,00
7:00-8:00	3,65	44,93	93,16	153,60	175,88	172,68	173,29	146,94	123,53	92,35	36,20	4,77
8:00-9:00	32,03	85,10	138,71	200,30	226,26	216,90	209,58	188,09	149,13	135,68	67,00	45,66
9:00-10:00	53,56	107,31	158,30	234,37	263,65	255,74	258,58	226,06	181,97	159,06	90,97	69,69
10:00-11:00	75,61	113,28	160,02	249,33	253,13	286,19	271,39	268,33	194,57	150,97	90,37	82,13
11:00-12:00	72,45	109,31	144,45	242,27	275,61	275,26	283,00	251,30	209,23	143,74	91,17	80,32
12:00-13:00	63,77	88,93	135,45	241,00	239,97	268,97	262,65	254,02	198,07	130,19	77,64	70,71
13:00-14:00	50,94	78,24	120,84	205,07	243,03	250,10	239,26	226,60	189,97	109,58	64,33	50,65
14:00-15:00	32,32	60,55	100,23	167,10	204,16	218,45	224,06	200,05	144,20	81,29	32,25	17,29
15:00-16:00	0,65	25,31	77,29	123,67	165,03	176,77	176,16	155,95	102,77	35,35	0,00	0,00
16:00-17:00	0,00	0,07	31,65	86,57	118,13	132,97	112,84	107,28	39,30	0,06	0,00	0,00
17:00-18:00	0,00	0,00	0,03	28,60	63,97	83,48	77,00	45,85	0,33	0,00	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,84	36,52	25,06	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Wykres 3 Średnia rozproszonego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji

5.2. Nachylenie modułów fotowoltaicznych

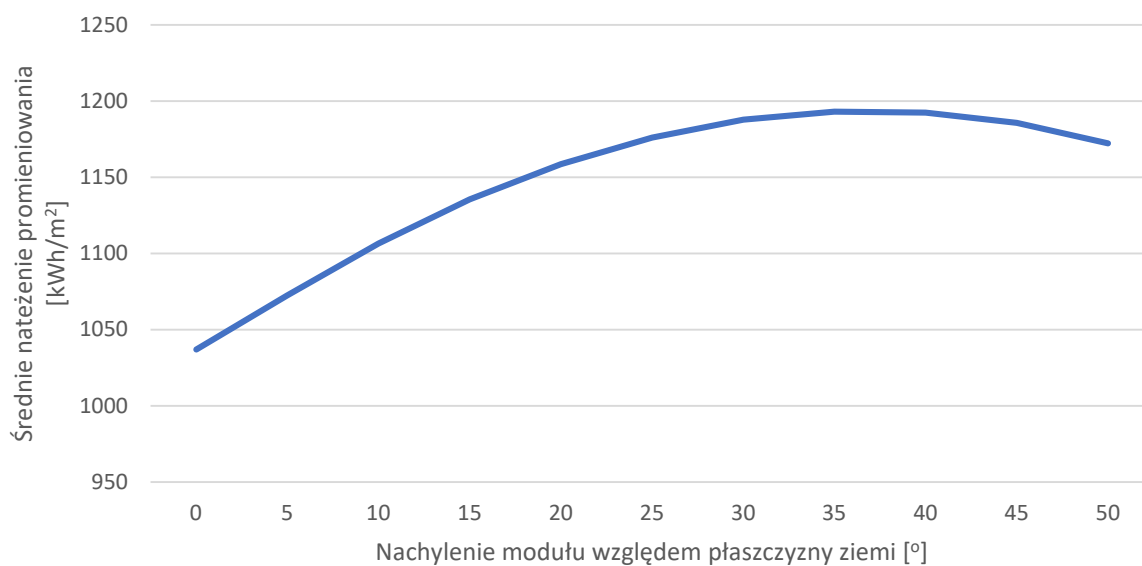
Wartości przedstawione we wcześniejszym podrozdziale dotyczyły promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni modułu położonego poziomo względem ziemi. Istnieje możliwość zwiększenia tej wartości poprzez nachylenie modułu względem powierzchni ziemi. Nachylenie

warunkowane jest szerokością geograficzną miejsca, w którym zlokalizowana jest inwestycja oraz od możliwości montażowych. Generalnie należy dążyć do sytuacji, w której kąt padania promieni słonecznych będzie dążył do 90° przez jak najdłuższy okres dnia. Taki zabieg pozwala zminimalizować ilość promieniowania słonecznego odbitego od powierzchni modułu. Zależność zmiany globalnego natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni modułu w zależności od jego kąta pochylenia przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Jak można zauważyć, największą efektywność dla analizowanej szerokości geograficznej można otrzymać poprzez pochylenie modułów pod kątem zawierającym się w przedziale 30-45°. Natomiast optymalną wartością nachylenia jest kąt 38°, dla którego wartość natężenia promieniowania padającego na powierzchnię modułu wynosi 1193,52 kWh/m². Oznacza to, że moduły pochyłone pod tym kątem będą w stanie wyprodukować najwięcej energii elektrycznej.

Tabela 5 Wpływ nachylenia modułu PV na ilość promieniowania docierającego do jego powierzchni

Nachylenie	Globalne natężenie promieniowania	
	[kWh/m ²]	[%]
0	1037,03	100,00%
5	1072,46	103,42%
10	1106,46	106,70%
15	1135,37	109,48%
20	1158,63	111,73%
25	1176,09	113,41%
30	1187,77	114,54%
35	1193,18	115,06%
40	1192,41	114,98%
45	1185,57	114,32%
50	1172,26	113,04%



Należy jednak brać pod uwagę, że większy kąt nachylenia modułów będzie wpływał na zmniejszenie mocy wytwórczej, w przypadku dostępności określonej powierzchni pod zabudowę. Związane jest to z koniecznością uniknięcia wzajemnego zacieniania się modułów.

Moduły fotowoltaiczne składają się z kilku szeregów połączonych ogniw (najczęściej 2-3). W przypadku zacienienia jednego z ogniw następuje odłączenie całego szeregu z czym wiąże się spadek produktywności całego modułu (proporcjonalnie do odłączonych ogniw). Zmniejszenie produktywności jednego modułu zmniejsza z kolei parametry całego łańcucha modułów. Im więcej modułów przyłączone jest do łańcucha, tym większy spadek produktywności występuje w instalacji. Z uwagi na ten fakt, koniecznym jest zachowanie odpowiednich odległości pomiędzy kolejnymi rzędami paneli fotowoltaicznych.

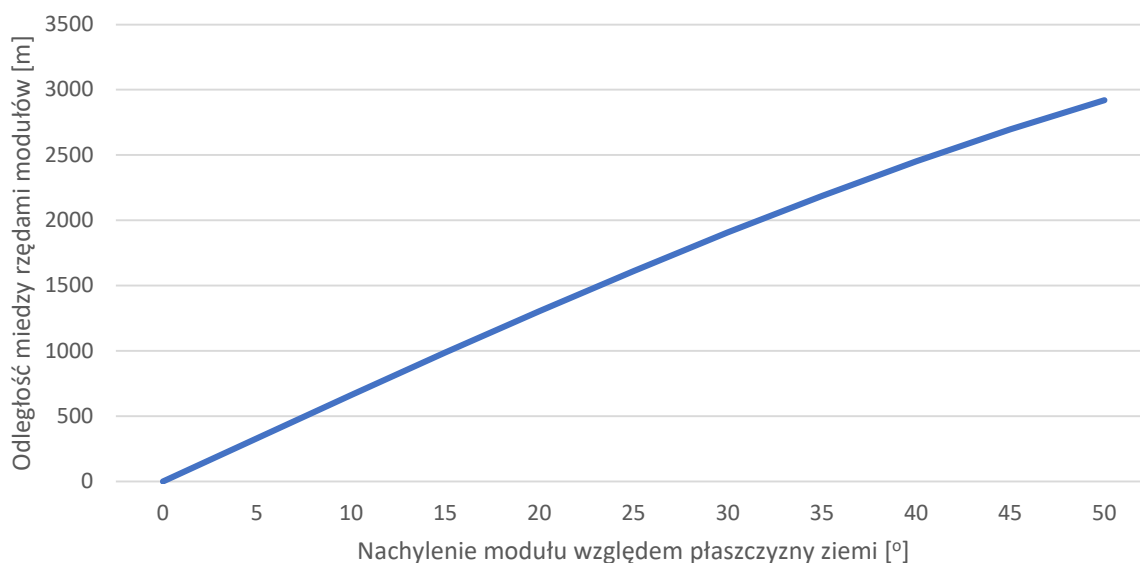
Zależność pomiędzy kątem nachylenia modułów a odległością pomiędzy kolejnymi rzędami modułów przedstawiono poniżej. Dla zilustrowania przypadku przyjęto założenie, że rząd paneli składa się z jednego modułu o szerokości 1 m ułożonego poziomo względem powierzchni ziemi.



Rysunek 5 Rozmieszczenie modułów w rzędach - przyjęte założenia

Tabela 6 Zależność odległości pomiędzy rzędami od kąta nachylenia modułów

Nachylenie	Odległość pomiędzy rzędami [cm]
0	0
5	332
10	662
15	987
20	1304
25	1611
30	1906
35	2186
40	2450
45	2695
50	2920



Rysunek 6 Zależność odległości pomiędzy rzędami od kąta nachylenia modułów

Kąt nachylenia modułów wpływa niemal wprost proporcjonalnie na ilość powierzchni, jaka jest potrzebna pod zabudowę instalacji fotowoltaicznej.

Projektując instalację fotowoltaiczną należy ponadto uwzględniać wpływ wiatru na trwałość konstrukcji. W przypadku instalacji montowanych na dachach stosuje się dwa rodzaje systemów wsporczych – balastowy oraz mocowany bezpośrednio do konstrukcji dachowej.

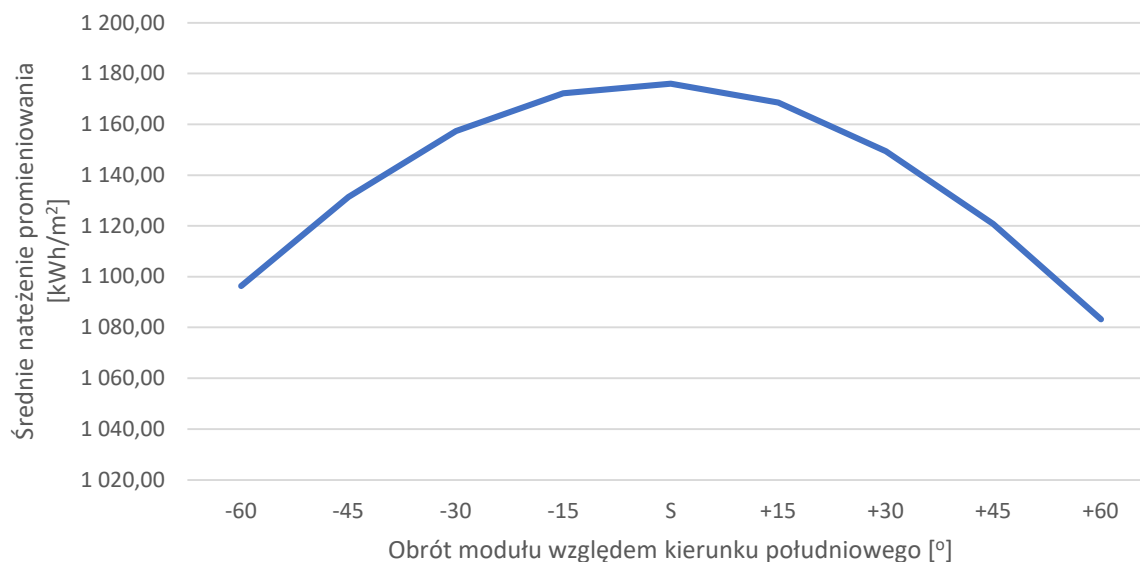
Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe aspekty kąt nachylenia instalacji jest kompromisem pomiędzy powierzchnią dostępną pod zabudowę oraz produktywnością tej instalacji, uwzględniając równocześnie możliwość zastosowania konkretnego systemu montażowego. Rezygnując z maksymalnego uzysku, można wykonać instalację o większej mocy, która zrekompensuje straty powstałe na skutek spadku wartości natężenia promieniowania docierającego do powierzchni modułów.

5.3. Rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych względem stron świata

Kolejnym aspektem istotnym z punktu widzenia produktywności instalacji jest jej skierowanie względem stron świata. Największa produktywność występuje w przypadku skierowania powierzchni modułu w kierunku południowym. Jest to związane z ilością promieniowania bezpośredniego, które dociera do modułu od momentu wschodu do zachodu słońca. Zmianę wartości natężenia promieniowania docierającego do ogniwa fotowoltaicznego w zależności od jego skierowania względem stron świata przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej. Dla lepszego zilustrowania tego efektu założono kąt nachylenia modułu względem powierzchni ziemi o wartości 25°.

Tabela 7 Natężenie globalnego promieniowania słonecznego w zależności od skierowania powierzchni modułu PV

Kierunek	-60	-45	-30	-15	S	+15	+30	+45	+60
Globalne natężenie promieniowania [kWh/m ²]	1 096,33	1 131,40	1 157,31	1 172,25	1 176,09	1 168,50	1 149,37	1 120,72	1 083,27
[%]	93,22%	96,20%	98,40%	99,67%	100,00%	99,35%	97,73%	95,29%	92,11%



Wykres 4 Natężenie globalnego promieniowania słonecznego w zależności od skierowania powierzchni modułu PV

Ja można zauważyć, obrót powierzchni moduły w płaszczyźnie poziomej pod kątem mniejszym niż 30° powoduje niewielki spadek wartości globalnego natężenia promieniowania docierającego do ogniw (około 2,5%). Należy zatem przyjąć, że montaż instalacji w kierunku odchylonym od kierunku południowego w przytoczonym powyżej zakresie nie wpłynie w znaczącym stopniu na produktywność tej instalacji.

6. Dedykowany wariant technologiczny

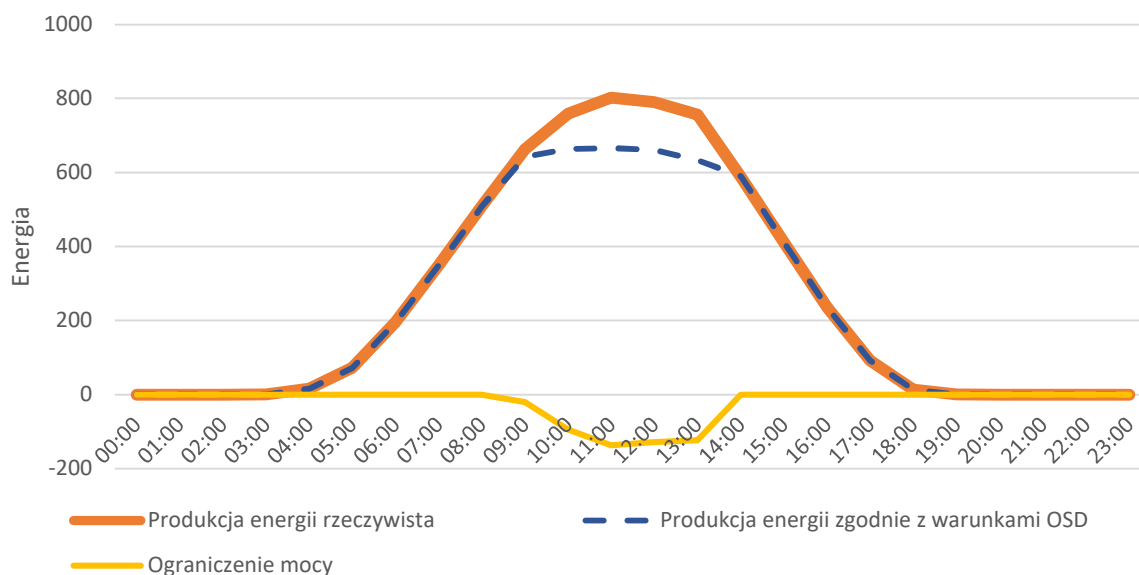
Planowana instalacja fotowoltaiczna zlokalizowana będzie trzech działkach zlokalizowanych w miejscowości Łądek-Zdrój, o czym wspomniano w rozdziale 2. Założono, że instalacja powinna wykorzystywać elementy składowe renomowanych producentów w trosce o utrzymanie parametrów jakościowych. W poniższych podrozdziałach scharakteryzowane zostały opcje techniczne przyłączenia instalacji oraz poszczególne elementy składowe wraz z podaniem parametrów technicznych.

6.1. Opcje techniczne przyłączenia instalacji

Wytwórca planujący produkować energię w instalacji OZE innej niż mikroinstalacja ma obowiązek złożenia wniosku o wydanie warunków przyłączenia. W zależności od dostępnych parametrów sieci Operator Systemu Dystrybucyjnego może wydać warunki odmowne, ograniczone lub pełne.

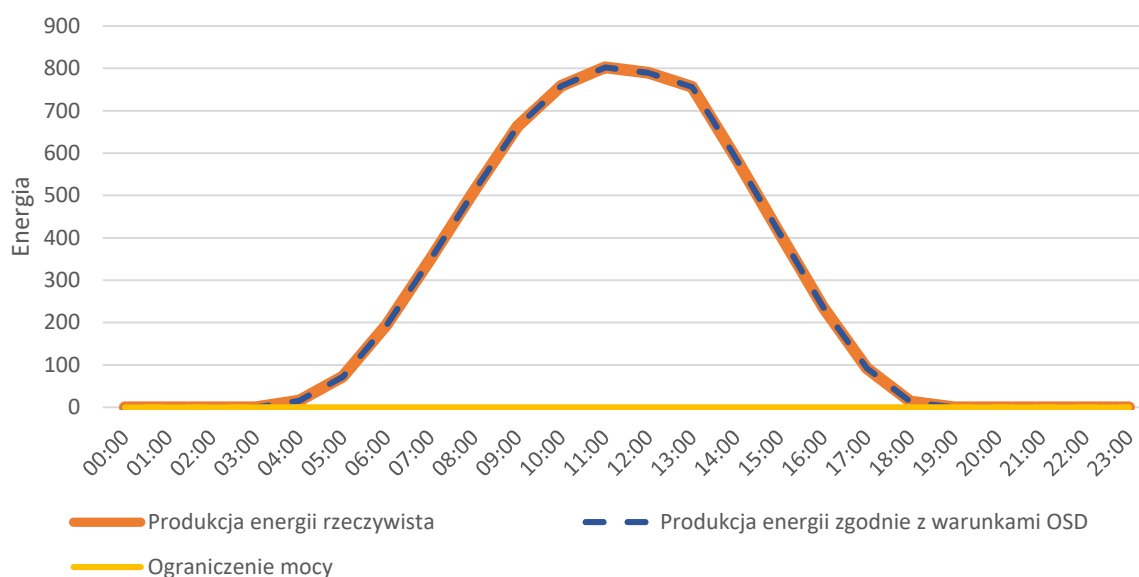
Warunki odmowne wydawane są w przypadku, gdy włączenie do sieci źródła wytwórczego zaburzyłoby jej parametry. W przypadkach przyłączania do sieci większych mocy wytwórczych OSD analizuje wpływ jednostki wytwórczej na sieć badając jej wpływ w momencie występowania skrajnych warunków obciążenia i generacji w węzłach i odcinku tej sieci. W przypadku wystąpienia parametrów odbiegających od maksymalnych wartości określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego Operator System Dystrybucyjnego odmawia przyłączenia takiego źródła. W takim przypadku potencjalny wytwórca musi wziąć pod uwagę brak możliwości wprowadzenia energii a tym samym jej wybudowania.

Drugim przypadkiem, który może wystąpić w związku ze złożeniem wniosku o wydanie warunków przyłączenia jest wydanie ich na ograniczony poziom mocy. Oznacza to, że w przypadku, gdy instalacja wytwórcza wprowadza energię do sieci, poziom wprowadzenia nie może być większy niż wartość określona w wydanych warunkach. W takim przypadku istnieje możliwość budowy instalacji o dowolnej mocy przy czym do sieci może zostać wprowadzona wyłącznie wartość wskazana w wydanych warunkach przyłączenia. W takim przypadku istnieje możliwość zastosowania ogranicznika mocy. Układ ten powoduje ograniczenie mocy instalacji wytwórczej do zadanego poziomu dzięki czemu do sieci wprowadzana jest określona ilość energii elektrycznej. Odwzorowanie działania wspomnianego układu przedstawiono na poniższym wykresie.



Wykres 5 Wariant ograniczający moc możliwą do wprowadzenia do sieci

Warunkiem najbardziej pożądanym przez inwestora jest wydanie przez OSD warunków przyłączenia pozwalających na przyłączenie pełnej mocy instalacji. Wówczas nie ma potrzeby stosowania skomplikowanych układów ograniczających moc. Cała energia wyprodukowana i nie zużyta na potrzeby własne może zostać wprowadzona do sieci i sprzedana spółce obrotu lub „dostarczona” do innych punktów poboru energii wytwórczy. Odzworowanie działania wspomnianego układu przedstawiono na poniższym wykresie.



Wykres 6 Wariant umożliwiający wprowadzenie do sieci całej wyprodukowanej energii

6.2. Moduły fotowoltaiczne

W koncepcji oraz do obliczeń wykorzystano moduły PV monokrystaliczne Jinko Solar JMK540M o mocy pojedynczego modułu 540 Wp. Moduł został wybrany z uwagi na jedną z największych obecnie oferowanych mocy wytwórczych. Firma Jinko Solar znajduje się na liście Tier 1 publikowanej przez agencję Bloomberg, w której notowani są najbardziej renomowani producenci modułów fotowoltaicznych. Moduły charakteryzują się deklarowaną przez producenta sprawnością na poziomie 20,94% i są wykonane zgodnie z międzynarodowymi standardami IEC 61215 / IEC 61730. Producent deklaruje 12 – sto letnią gwarancję na sam produkt i 25 – cio letnią gwarancję na minimalną moc szczytową. W 25 roku użytkowania moc modułu nie powinna spaść poniżej 80% nominalnej. Moduł może pracować w zakresie temperatur od -40°C do +85°C. W poniższej tabeli zestawiono parametry dedykowanego elementu instalacji.

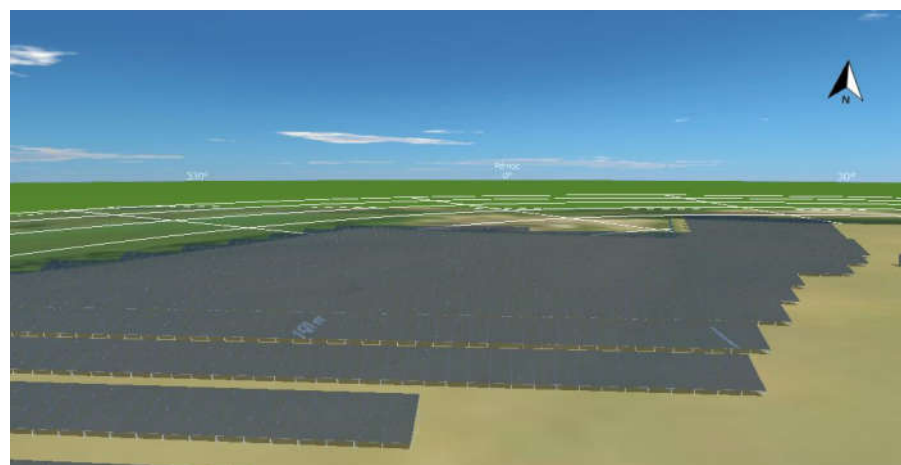
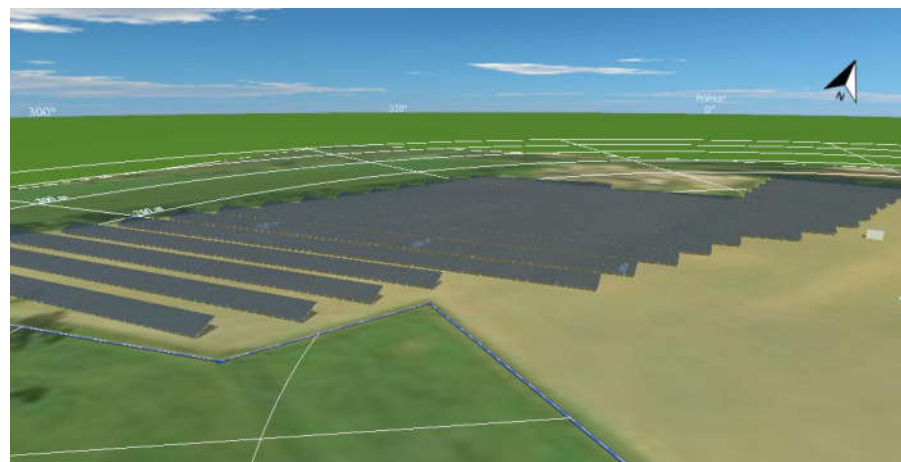
Tabela 8 Parametry modułu fotowoltaicznego w warunkach STC

Parametr	Wartość
Dane elektryczne	
Moc znamionowa	540 W
Liczba ogniw	144
Dane mechaniczne	
Szerokość	1134 mm
Wysokość	2274 mm
Grubość	35 mm
Ciężar	28,9 kg
Parametry U/I	
Napięcie MPP	40,70 V
Natężenie prądu w MPP	13,27 A
Napięcie obwodu otwartego	49,42 V
Prąd zwarciaowy	13,85 A

Łączna liczba modułów, jaka musi zostać zainstalowana w przypadku instalacji o mocy 2 MW wynosi 3 702 sztuk. Pozwoli to osiągnąć moc instalacji na poziomie 1 999,08 kW. Wszystkie panele rozmieszczone zostały w kierunku południowym pod kątem 25° względem powierzchni gruntu. Takie położenie powoduje uzyskanie wysokiej produktywności i równocześnie pozwala umieścić na dostępnej powierzchni stosunkowo dużą ich liczbę. Rozmieszczenie wskazanej liczby modułów na analizowanym obszarze przedstawiono na poniższym rysunku. Na dalszych rysunkach przedstawiono wizualizację instalacji.



Rysunek 7 Rozmieszczenie modułów na gruncie



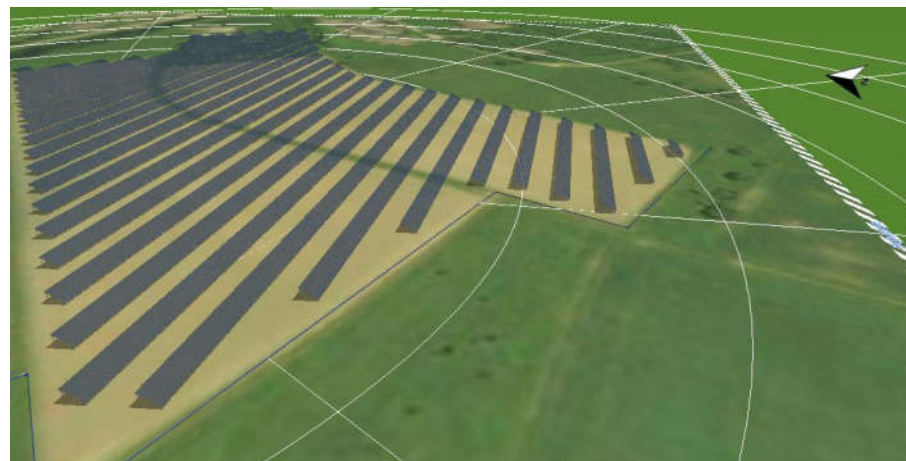
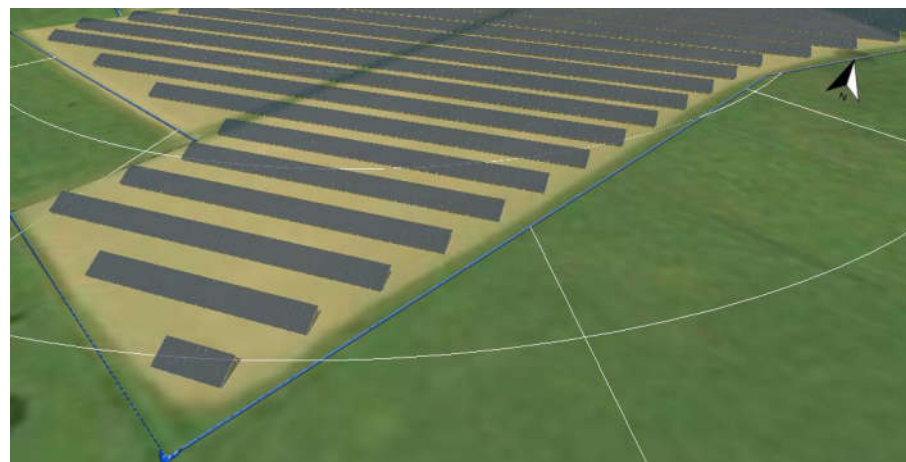
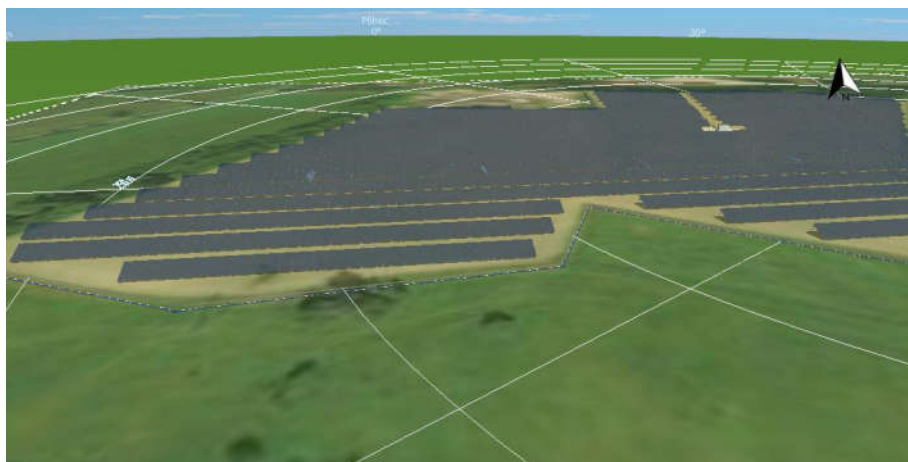
Rysunek 8 Wizualizacja farmy fotowoltaicznej o mocy 2 MW

W przypadku instalacji o mocy docelowej 8 MW koniecznym będzie zainstalowanie 14 814 sztuk modułów o wskazanej mocy 540 W każdy. Oznacza to, że uzyskana zostanie moc całkowita na poziomie 7 999,560 kW. Kwestią istotną z punktu widzenia analizowanej lokalizacji jest dostępność miejsca pod montaż takiej ilości modułów. Jak wskazano w podrozdziale 5.4 należy dążyć do odpowiedniego rozstawienia kolejnych rzędów modułów.

Koncepcja rozmieszczenia modułów wykonana na całej powierzchni planowanej pod farmę fotowoltaiczną wykazała, że przy zadanych parametrach tj. rozmiarach modułów oraz odległości pomiędzy kolejnymi rzędami jest niemożliwa do wykonania. Zakładając powyższe, na wskazanym obszarze rozmieszczono łącznie 13 022 moduły o łącznej mocy 7 031,88 kW. Oznacza to, że 1 MW został umieszczony na powierzchni 1,47 ha. Moc 8 MW byłaby możliwa w takim przypadku do osiągnięcia z zastosowaniem modułów o jednostkowej mocy 615 W. Rozmieszczenie wskazanej liczby modułów na analizowanym obszarze przedstawiono na poniższym rysunku. Na dalszych rysunkach przedstawiono wizualizację instalacji.



Rysunek 9 Rozmieszczenie modułów na gruncie



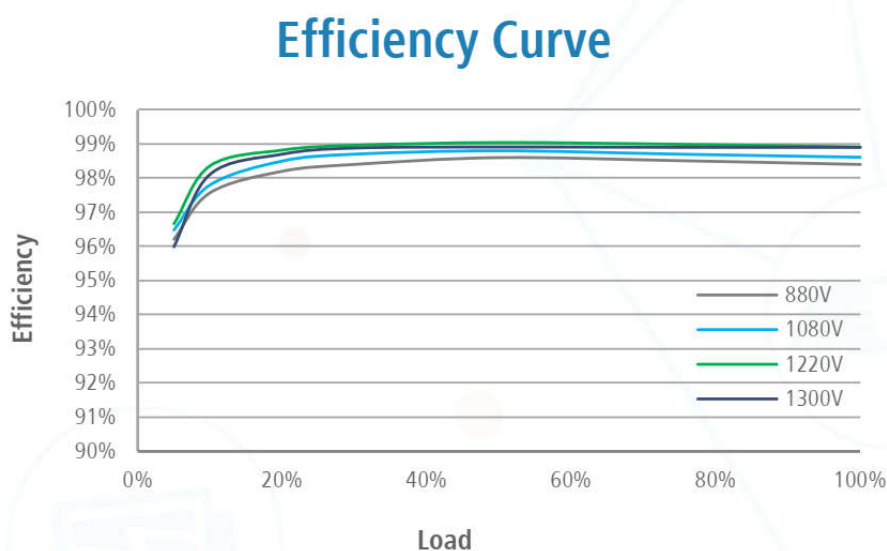
Rysunek 10 Wizualizacja farmy fotowoltaicznej o mocy 7 MW

6.3. Inwertery

Przekształcenie prądu stałego produkowanego w modułach na prąd zmienny o napięciu 230 V i częstotliwości 50 Hz. Do obliczeń w analizowanym wariantcie inwestycyjnym zastosowano inwerterów łańcuchowe trójfazowe Huawei Technologies SUN2000-100KTL-H1. Moc pojedynczego inwertera wynosi 100 kW przy współczynniku mocy $\cos \phi = 1$. Falownik cechuje się wysoką sprawnością otrzymywaną już od poziomu 20% obciążenia nominalnego, co zaprezentowano na poniższym wykresie. Produkt jest rozwiązaniem dedykowanym do zdecentralizowanych instalacji fotowoltaicznych o przeznaczeniu komercyjnym i przemysłowym. Urządzenie może pracować w zakresie temperatur od -25°C do 60°C. Obudowa falownika odznacza się stopniem ochrony dla klasy IP65. Poniżej przedstawiono parametry tego urządzenia.

Tabela 9 Parametry falownika fotowoltaicznego

Parametr	Wartość
Dane elektryczne	
Moc znamionowa DC	102 kW
Moc znamionowa AC	100 kW
Maksymalny prąd wejściowy	132 A
Maksymalne napięcie wejściowe	1500 V
Napięcie znamionowe DC	1080 V
Zakres pracy MPPT	600 - 1500 V
Dane techniczne	
Liczba wejść DC	12
Sprawność maksymalna	99,0%
Sprawność europejska	98,8%



Wykres 7 Krzywa sprawności falownika fotowoltaicznego [źródło: Huawei Technologies SUN2000-100KTL-H1 datasheet]

7. Bilans energetyczny

W niniejszym rozdziale przedstawiono dane dotyczące produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną. Zamierzeniem Inwestora jest zużywać wyprodukowaną energię w punktach poboru energii elektrycznej znajdujących się w innych miejscach sieci. W celu wyznaczenia bilansu energetycznego uwzględniającego energię produkowaną w instalacji PV i zużywaną w PPE Inwestora dokonano wyznaczenia profilu odbiorczego na podstawie profili standardowych udostępnianych przez OSD. Działanie to pozwoli odpowiedzieć na pytanie ile energii zostanie wyprodukowane i sprzedane spółce obrotu oraz ile trafi do przewidzianych punktów. Będzie to miało bezpośrednie przełożenie na okres zwrotu nakładu poniesionego na budowę instalacji.

7.1. Profil wytwórczy instalacji fotowoltaicznej

Jednym z najważniejszych parametrów decydujących o okresie zwrotu inwestycji jest jej produktywność przekładająca się wprost na przychody z tytułu sprzedaży energii do sieci lub kosztu unikniętego z tytułu braku konieczności jej zakupu z rynku. Analizę przeprowadzono przy założeniu użycia wcześniej wskazanych elementów składowych instalacji za pomocą specjalistycznego oprogramowania PV SOL. Dane słoneczne użyte do analizy produktywności pochodzą z modeli prognostycznych bazujących na danych historycznych.

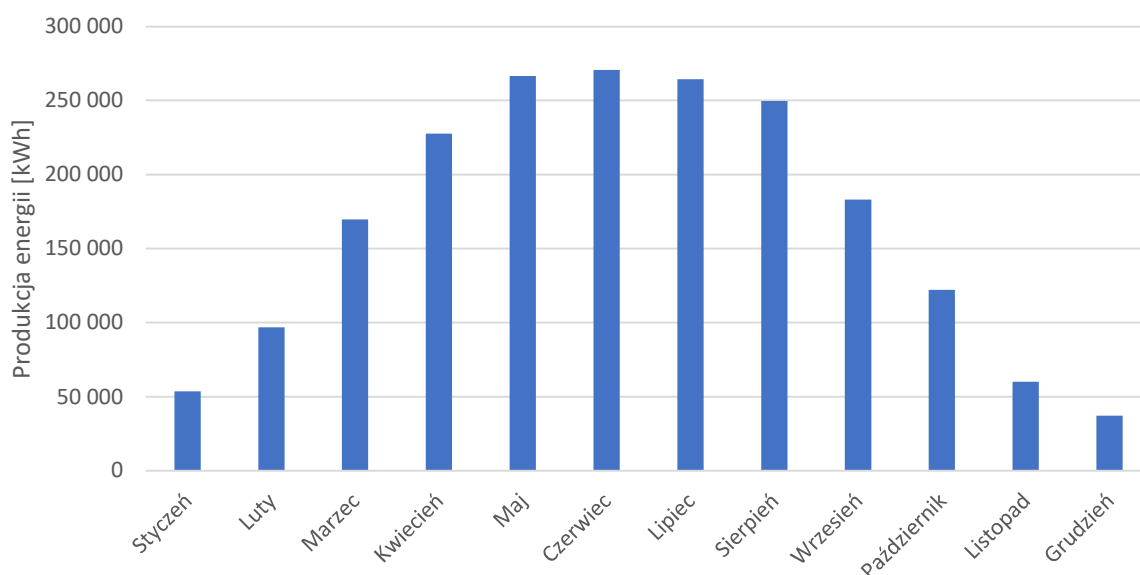
Poniżej przedstawiono dane wytwórcze dla dwóch planowanych etapów budowy instalacji tj. pierwszego etapu o mocy zbliżonej do 2 MW oraz drugiego etapu o mocy docelowej 7 MW.

7.1.1. Instalacja o mocy 2 MW

Zgodnie z przeprowadzoną symulacją, instalacja o mocy 1999,08 kW będzie w stanie wyprodukować w skali roku 2 001 135 kWh energii elektrycznej, która będzie mogła zostać zużyta w celu zasilenia punktów odbiorczych Gminy lub sprzedana na rynku. Oznacza to, że roczny jednostkowy uzysk instalacji będzie wynosił 1001,03 kWh/kW/rok. Wysokość produkcji energii w ujęciu miesięcznym przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 10 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 2 MW w ujęciu miesięcznym

Miesiąc	Produkcja energii [kWh]
Styczeń	53 509,13
Luty	96 867,39
Marzec	169 778,60
Kwiecień	227 573,38
Maj	266 641,48
Czerwiec	270 617,17
Lipiec	264 349,41
Sierpień	249 654,25
Wrzesień	182 990,89
Październik	122 042,64
Listopad	60 064,71
Grudzień	37 046,85
Suma	2 001 135,92

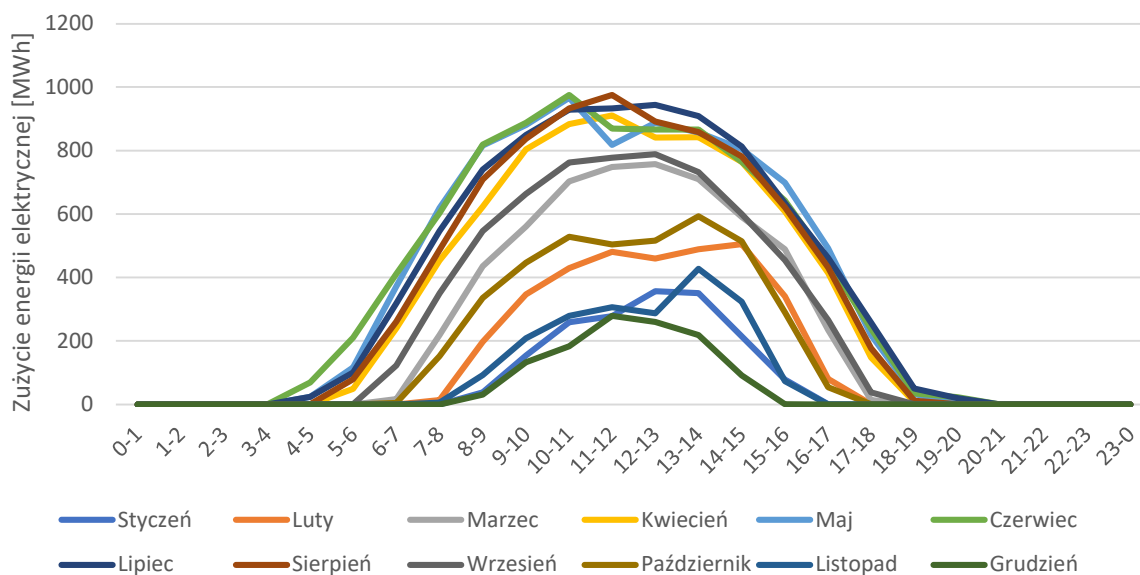


Wykres 8 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 2 MW w ujęciu miesięcznym

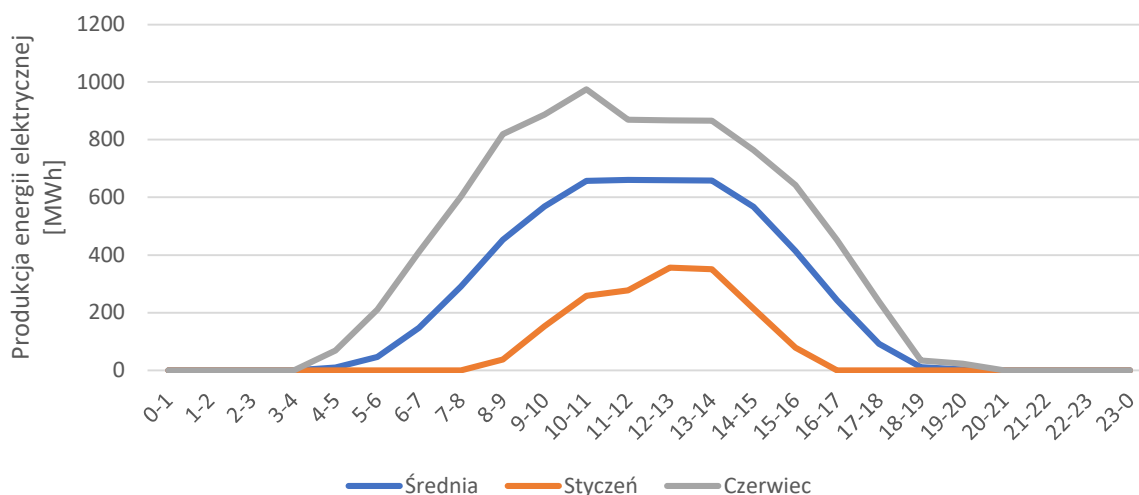
Największą ilość energii instalacja fotowoltaiczna produkuje w miesiącach ciepłych, w których występuje największe natężenie promieniowania słonecznego. Zgodnie z wykonaną analizą, w miesiącach kwiecień-wrzesień instalacja wyprodukuje 1 461 829,59 kWh energii co będzie odpowiadać 73% całkowitej rocznej produkcji. Pozostała część tj. 539 309,33 kWh przypadnie na miesiące zimne. Poniżej przedstawiono wyznaczone profile średniej miesięcznej produkcji w każdej godzinie doby.

Tabela 11 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w miesiącach roku

Godzina	Zużycie energii [kWh]											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00-2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00-5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,03	69,11	23,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00-6:00	0,00	0,00	0,00	48,90	116,40	210,39	100,54	78,90	0,20	0,00	0,00	0,00
6:00-7:00	0,00	0,00	16,09	238,89	372,06	410,50	318,56	260,49	122,25	4,49	0,00	0,00
7:00-8:00	0,00	13,50	218,45	453,08	618,56	602,81	546,44	486,60	349,51	151,68	5,60	0,00
8:00-9:00	37,30	196,83	435,53	623,00	815,30	819,09	740,09	708,94	546,68	335,65	92,23	30,78
9:00-10:00	153,47	346,17	560,83	803,70	879,80	887,26	849,25	836,83	662,82	445,85	207,80	132,84
10:00-11:00	258,59	429,34	702,49	883,12	966,85	975,18	928,29	933,07	761,86	528,45	279,17	182,60
11:00-12:00	277,24	480,78	748,11	910,61	817,24	869,01	932,97	975,94	777,50	503,95	306,48	279,60
12:00-13:00	356,96	459,08	757,81	841,32	886,92	866,52	944,81	891,48	789,18	515,84	286,34	259,66
13:00-14:00	350,54	488,90	710,13	842,11	857,10	866,05	908,36	858,56	731,81	593,30	427,88	217,97
14:00-15:00	213,77	505,41	591,07	764,59	804,56	763,93	812,51	781,25	600,00	514,19	323,32	91,42
15:00-16:00	78,22	340,13	488,59	608,07	698,88	642,40	634,04	621,15	453,86	289,35	73,34	0,17
16:00-17:00	0,01	80,09	234,24	414,39	491,74	451,52	461,49	431,63	266,04	54,10	0,00	0,00
17:00-18:00	0,00	0,03	13,37	147,19	218,31	238,73	257,65	176,95	38,00	0,01	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	0,00	6,81	32,64	34,28	49,17	11,55	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,97	22,80	19,66	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Wykres 9 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w miesiącach roku



Wykres 10 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w roku, w miesiącu zimnym (styczeń) oraz miesiącu ciepłym (czerwiec)

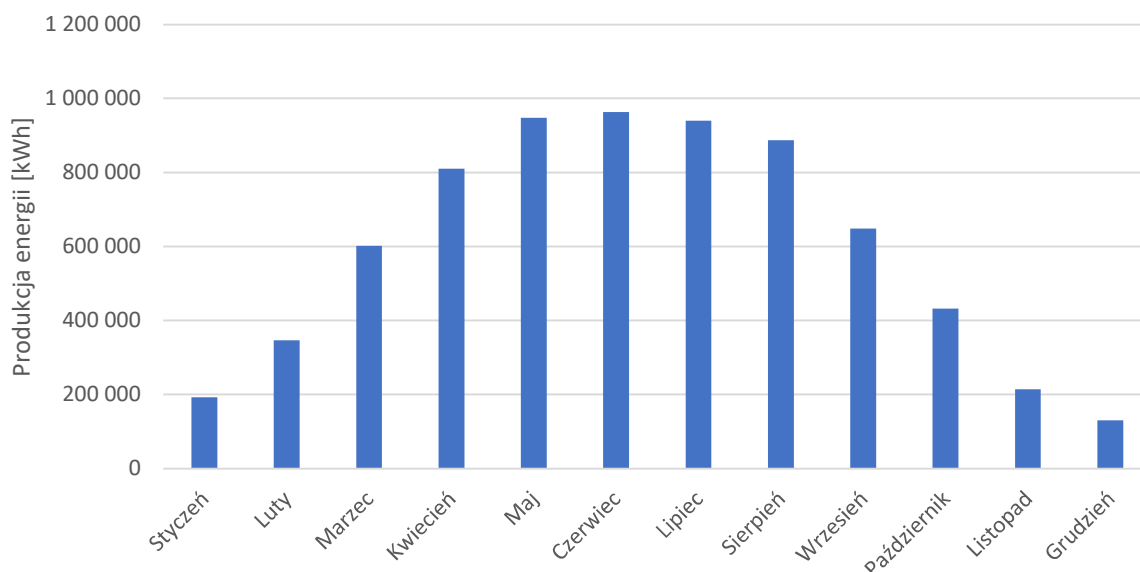
W zależności od pory roku uzyski z instalacji są inne. W miesiącach zimnych, poza najniższym natężeniem promieniowania, występuje ponadto najkrótszy czas produkcji energii w ciągu doby. W przypadku najkrótszego dnia w roku, energia dostarczana jest wyłącznie w godzinach 7:00-17:00, czyli przez 10 h doby. Równocześnie, w miesiącach ciepłych energia produkowana jest w okresie 3:00-21:00 co oznacza 18 h pracy instalacji w ciągu doby.

7.1.2. Instalacja o mocy 7 MW

Symulacja przeprowadzona dla instalacji o mocy 7 031,88 kW wykazała, że farma będzie w stanie wyprodukować w skali roku 7 113 774 kWh energii elektrycznej. Oznacza to, że roczny jednostkowy uzysk instalacji będzie wynosił 1011,65 kWh/kW/rok. Wysokość produkcji energii w ujęciu miesięcznym przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 12 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 7 MW w ujęciu miesięcznym

Miesiąc	Produkcja energii [kWh]
Styczeń	192 215,80
Luty	346 948,60
Marzec	601 884,91
Kwiecień	809 983,11
Maj	947 850,99
Czerwiec	962 862,18
Lipiec	939 689,64
Sierpień	887 088,97
Wrzesień	648 770,79
Październik	432 461,97
Listopad	213 880,53
Grudzień	130 136,80
Suma	7 113 774,29

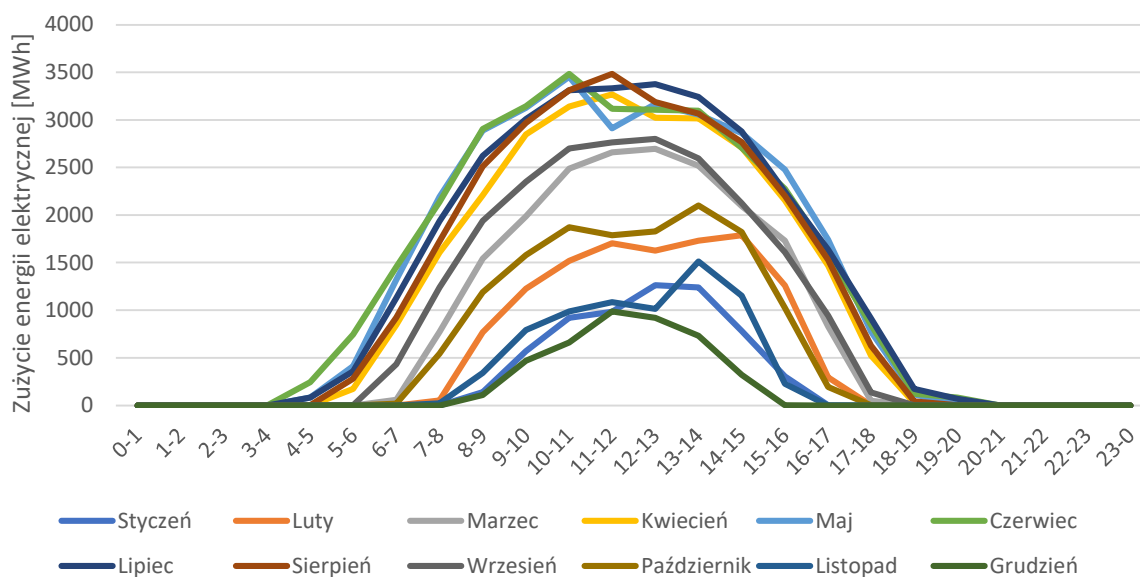


Wykres 11 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 7 MW w ujęciu miesięcznym

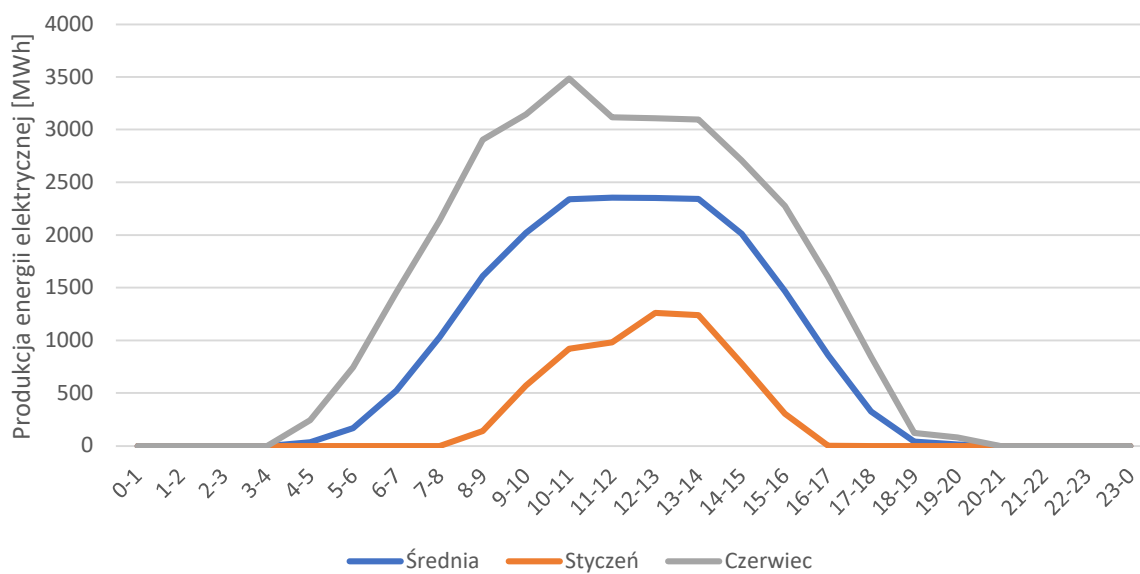
Największą ilość energii elektrycznej wyprodukowana zostanie w miesiącach ciepłych. Zgodnie z wykonaną analizą, w miesiącach kwiecień-wrzesień instalacja wyprodukuje 5 196 245,68 kWh energii co będzie odpowiadać 73% całkowitej rocznej produkcji. Pozostała część tj. 1 917 528,60,33 kWh przypadnie na miesiące zimne. Poniżej przedstawiono wyznaczone profile średniej miesięcznej produkcji w każdej godzinie doby.

Tabela 13 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w miesiącach roku

Godzina	Zużycie energii [kWh]											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00-2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00-3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00-4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00-5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,59	244,11	83,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00-6:00	0,00	0,00	0,00	172,98	412,20	745,75	355,85	279,05	0,70	0,00	0,00	0,00
6:00-7:00	0,00	0,00	56,59	845,80	1318,57	1455,26	1128,65	923,32	432,78	16,87	0,00	0,00
7:00-8:00	0,00	50,33	772,58	1605,11	2191,71	2136,70	1936,38	1724,63	1238,33	542,63	19,53	0,00
8:00-9:00	140,23	767,36	1540,78	2207,78	2889,08	2902,96	2622,49	2512,14	1937,08	1188,63	340,60	108,01
9:00-10:00	570,81	1224,65	1985,48	2848,01	3126,56	3144,39	3009,24	2966,76	2348,64	1579,22	789,94	469,95
10:00-11:00	920,05	1519,30	2487,82	3139,59	3454,26	3484,71	3312,16	3310,48	2700,64	1872,16	987,91	660,70
11:00-12:00	981,66	1702,02	2657,68	3269,15	2910,86	3116,75	3332,89	3484,57	2762,65	1785,69	1084,88	988,86
12:00-13:00	1263,07	1625,41	2697,11	3020,72	3165,65	3106,31	3375,89	3186,97	2800,84	1827,55	1013,89	917,99
13:00-14:00	1239,66	1730,70	2519,01	3014,99	3054,21	3095,68	3241,28	3065,73	2595,25	2101,27	1514,61	730,90
14:00-15:00	781,85	1788,74	2093,27	2708,60	2858,92	2706,18	2878,39	2767,25	2125,37	1820,66	1151,22	320,96
15:00-16:00	303,15	1259,94	1729,96	2153,89	2475,68	2275,53	2246,10	2199,70	1607,52	1024,32	226,77	0,59
16:00-17:00	0,03	295,20	828,72	1467,93	1741,88	1599,32	1634,80	1528,40	942,02	191,36	0,00	0,00
17:00-18:00	0,00	0,09	46,63	520,94	773,03	845,35	912,49	626,41	133,86	0,02	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	0,00	23,95	114,77	120,63	173,29	40,35	0,01	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,87	80,44	69,53	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Wykres 12 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w miesiącach roku



Wykres 13 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w roku, w miesiącu zimnym (styczeń) oraz miesiącu ciepłym (czerwiec)

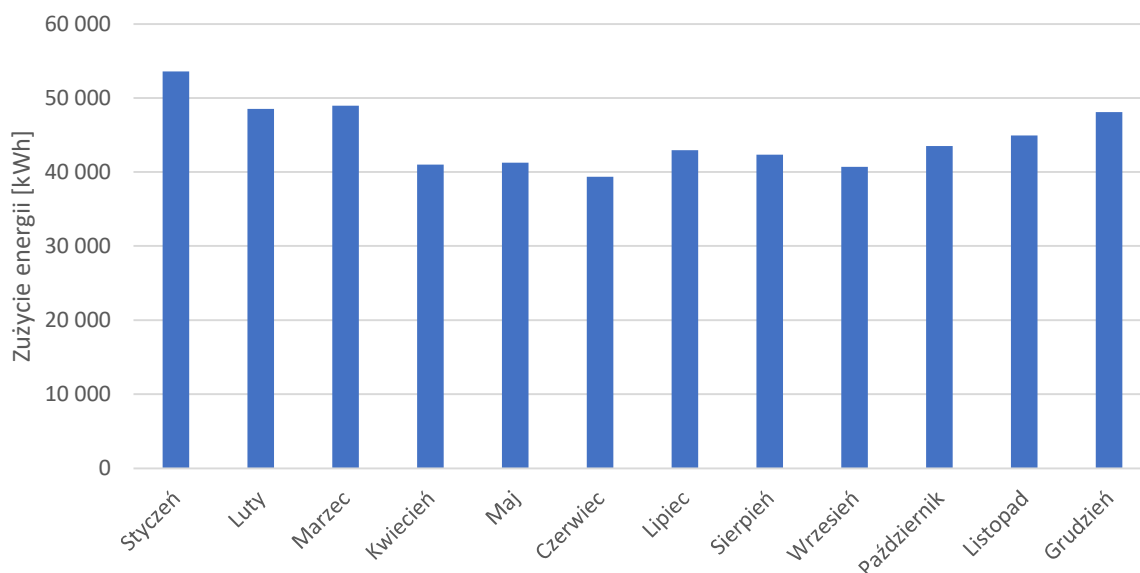
Podobnie jak w przypadku farmy o mocy 2 MW, w przypadku najkrótszego dnia w roku, energia dostarczana jest wyłącznie w godzinach 7:00-17:00, czyli przez 10 h doby. Równocześnie, w miesiącach ciepłych energia produkowana jest w okresie 3:00-21:00 co oznacza 18 h pracy instalacji w ciągu doby.

7.2. Profil odbiorczy punktów PPE Gminy

Profil odbiorczy powstał na podstawie danych historycznych przekazanych przez Przedstawiciela Gminy oraz profili standardowych udostępnianych przez OSD. Dane o zużyciu obejmują okres od 1 stycznia 2019 do 31 grudnia 2019 roku. W tym okresie obiekty gminne zużyło 1 167,298 MWh energii elektrycznej. Zużycie w podziale na miesiące roku przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 14 Zużycie energii w obiektach gminnych

Miesiąc	Zużycie energii [kWh]
Styczeń	130 597,01
Luty	109 186,37
Marzec	106 686,66
Kwiecień	87 671,33
Maj	79 674,19
Czerwiec	67 374,74
Lipiec	73 735,79
Sierpień	80 917,60
Wrzesień	92 039,60
Październik	106 030,71
Listopad	107 963,42
Grudzień	125 420,58
Suma	1 167 298,00



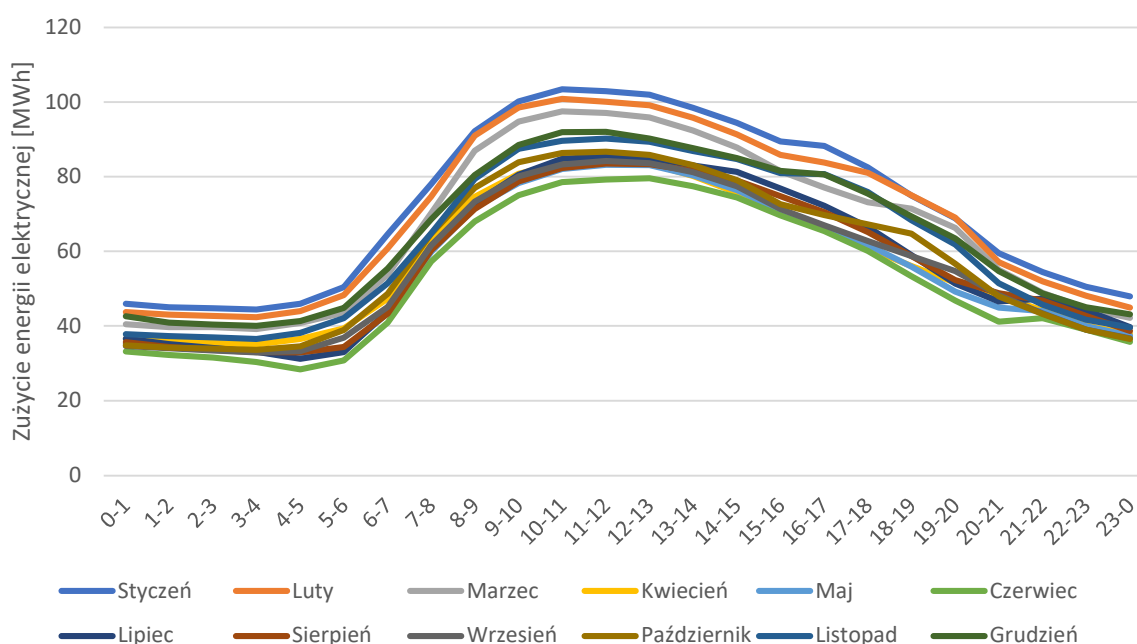
Wykres 14 Zużycie energii w obiektach gminnych

Największe zużycie w obiektach gminnych występuje w miesiącach zimnych tj. październik – marzec. W miesiącach ciepłych z sieci pobierane jest około 41% (481 413 kWh) całkowitego rocznego wolumenu energii elektrycznej.

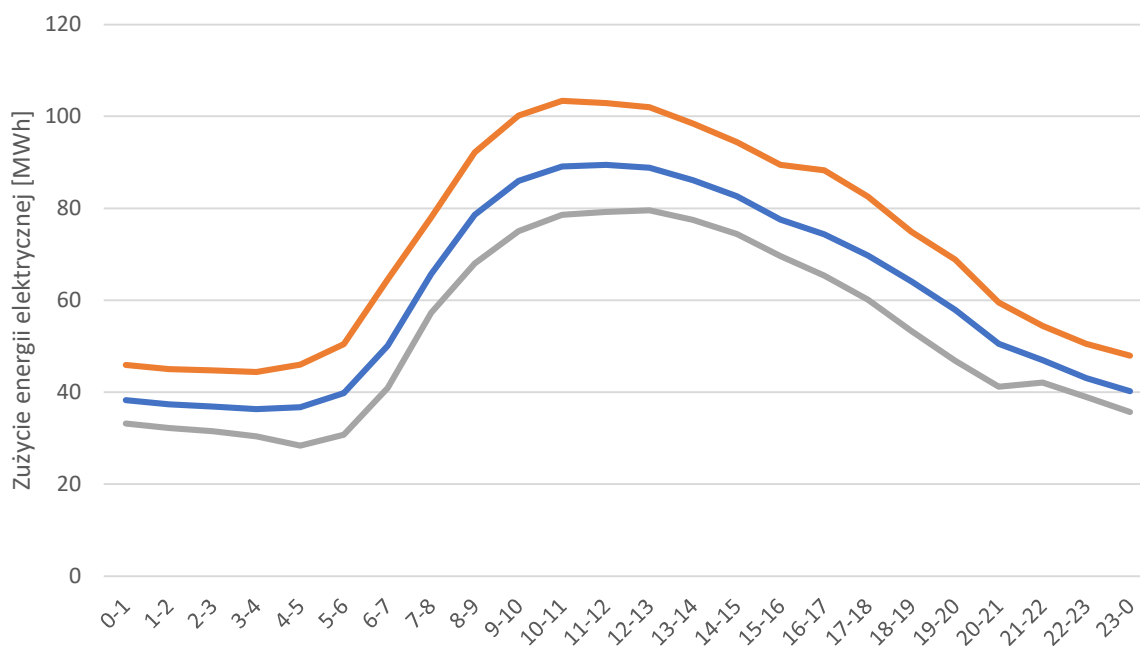
Analizie poddano ponadto profil zużycia obiektów gminnych w ciągu doby. Analiza tego typu jest istotna biorąc pod uwagę współpracę z instalacją fotowoltaiczną. Dane obejmujące średnie miesięczne zużycie w każdej godzinie doby przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 15 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w miesiącach roku

Godzina	Zużycie energii [kWh]											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	201,51	193,97	196,01	192,10	190,77	183,76	192,15	191,21	190,20	190,42	193,39	198,21
1:00-2:00	200,58	193,22	195,27	191,49	189,94	182,76	190,69	189,93	189,58	189,74	192,86	196,49
2:00-3:00	200,30	192,93	195,27	191,07	189,51	182,09	189,66	189,20	189,04	189,49	192,51	195,94
3:00-4:00	200,00	192,60	194,76	190,69	108,34	30,38	93,31	188,62	188,51	189,22	192,10	195,67
4:00-5:00	201,55	194,19	196,39	114,31	31,77	28,38	31,25	32,98	188,82	190,09	193,76	196,92
5:00-6:00	206,00	198,50	118,87	39,32	33,33	30,74	33,03	34,38	114,66	194,50	197,66	200,40
6:00-7:00	220,09	130,56	53,73	47,35	43,44	40,90	43,88	43,26	45,08	123,92	51,47	210,96
7:00-8:00	153,29	74,66	70,24	63,17	59,85	57,30	61,58	60,28	61,58	64,74	64,80	148,87
8:00-9:00	92,13	90,99	86,93	74,62	71,78	68,01	72,85	71,29	73,29	77,00	79,39	80,41
9:00-10:00	100,17	98,50	94,74	80,73	78,30	75,05	80,52	78,72	80,04	83,82	87,45	88,52
10:00-11:00	103,40	100,86	97,51	83,59	82,01	78,56	84,78	82,28	83,29	86,36	89,59	91,93
11:00-12:00	102,90	100,03	97,03	83,78	83,17	79,20	85,40	83,52	84,19	86,68	90,23	91,99
12:00-13:00	101,96	99,12	95,81	83,47	83,05	79,59	84,86	83,29	83,58	85,81	89,36	90,23
13:00-14:00	98,39	95,79	92,30	80,18	80,31	77,43	82,98	81,57	81,21	83,08	86,83	87,65
14:00-15:00	94,37	91,29	87,83	75,68	76,37	74,39	81,27	78,99	77,45	79,08	84,67	84,95
15:00-16:00	164,71	85,82	81,46	70,38	70,94	69,58	76,85	74,75	71,37	72,65	80,92	161,84
16:00-17:00	243,82	153,49	77,07	65,96	66,64	65,38	72,21	70,44	66,94	69,68	158,43	236,18
17:00-18:00	238,08	231,25	148,44	60,86	61,75	60,12	66,53	65,20	62,78	142,50	231,42	231,03
18:00-19:00	230,48	225,19	227,00	133,90	55,91	53,32	58,98	58,72	136,48	220,31	223,93	224,90
19:00-20:00	224,40	219,26	221,84	207,20	124,45	46,81	51,32	52,30	210,26	212,21	217,38	218,99
20:00-21:00	215,06	207,27	210,59	203,76	200,48	41,17	46,57	204,38	203,82	203,51	206,98	210,23
21:00-22:00	209,99	202,13	204,40	199,75	199,53	192,64	202,89	202,41	198,93	198,81	201,24	204,24
22:00-23:00	206,10	198,29	200,26	195,67	195,53	189,54	199,69	198,26	194,62	194,60	197,20	200,60
23:00-0:00	203,53	195,13	197,74	193,35	192,98	186,28	195,31	194,26	192,30	192,14	195,19	198,70



Wykres 15 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w miesiącach roku



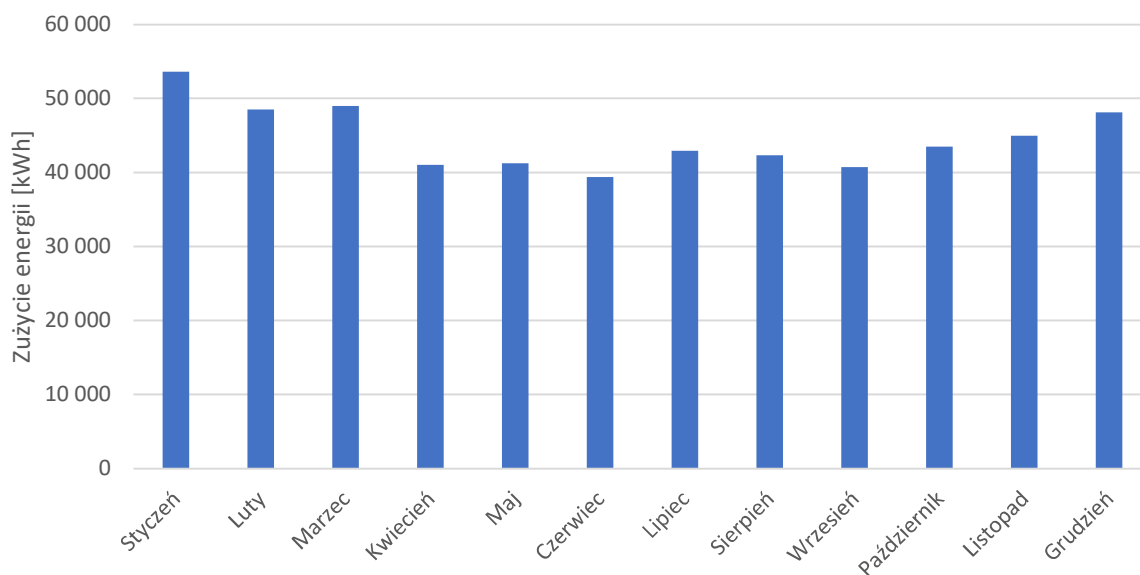
Wykres 16 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w roku

Wskazany wyżej profil charakteryzuje się największym zużyciem energii elektrycznej w godzinach nocnych co wynika ze znacznej mocy oświetlenia ulicznego będącego w dyspozycji gminy. Oznacza to, że największe zużycie energii występuje w godzinach, w których energia nie jest produkowana przez instalację fotowoltaiczną. Z tego względu przedstawiono również profil poboru obiektów gminnych bez uwzględnienia poboru oświetlenia ulicznego.

Budynki gminne zużywają 524 491 kWh energii elektrycznej w skali roku. Zużycie w podziale na miesiące roku przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 16 Zużycie energii w budynkach gminnych

Miesiąc	Zużycie energii [kWh]
Styczeń	52 519,55
Luty	47 545,14
Marzec	47 955,39
Kwiecień	40 181,47
Maj	40 424,61
Czerwiec	38 585,84
Lipiec	42 075,51
Sierpień	41 490,72
Wrzesień	39 888,60
Październik	42 622,95
Listopad	44 059,67
Grudzień	47 141,56
Suma	524 491,00



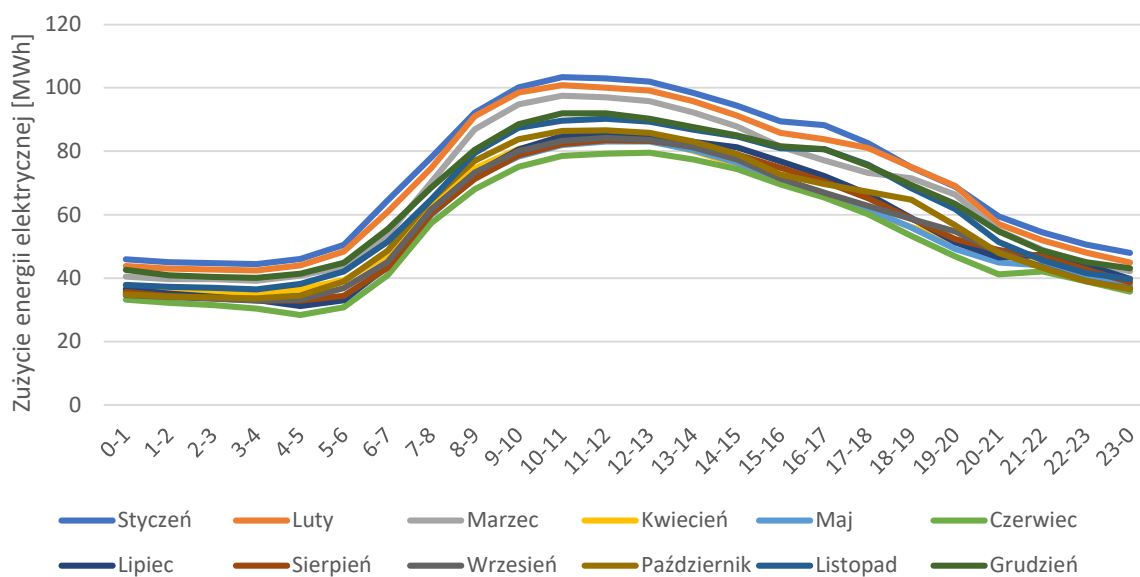
Wykres 17 Zużycie energii w budynkach gminnych

Podobnie jak w przypadku uwzględniającym oświetlenie uliczne, największe zużycie w budynkach gminnych występuje w miesiącach zimnych i jest to 281 844 kWh co stanowi 54% całkowitego zużycia.

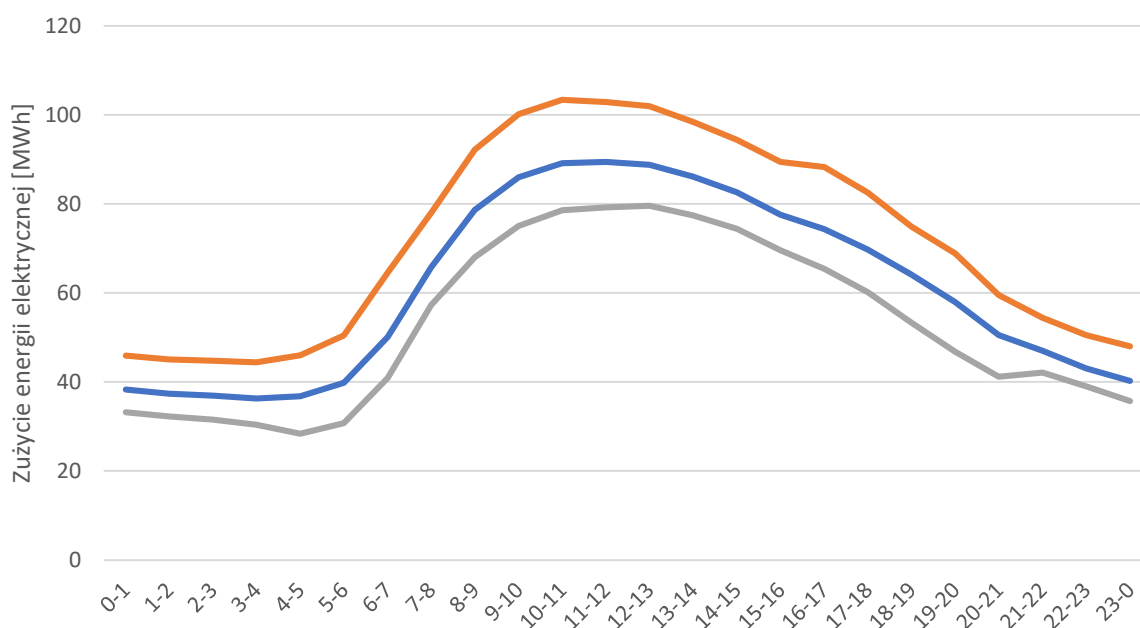
Analizie poddano profil zużycia budynków gminnych w ciągu doby. Dane obejmujące średnie miesięczne zużycie w każdej godzinie doby przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 17 Średnie godzinowe zużycie energii przez budynki gminne w miesiącach roku

Godzina	Zużycie energii [kWh]											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0:00-1:00	45,02	42,89	39,63	35,80	34,50	32,54	35,85	34,93	33,94	34,15	37,06	41,78
1:00-2:00	44,11	42,16	38,91	35,20	33,68	31,57	34,42	33,67	33,33	33,49	36,55	40,10
2:00-3:00	43,83	41,87	37,72	34,79	33,26	30,91	33,41	32,96	32,80	33,24	36,20	39,56
3:00-4:00	43,54	41,55	38,41	34,42	32,40	29,77	32,43	32,39	32,28	32,98	35,80	39,30
4:00-5:00	45,06	43,10	40,01	35,79	31,13	27,81	30,63	32,32	32,59	33,83	37,42	40,52
5:00-6:00	49,42	47,33	42,73	38,53	32,66	30,12	32,37	33,70	36,13	38,15	41,25	43,94
6:00-7:00	63,23	59,61	52,66	46,40	42,57	40,08	43,00	42,40	44,18	47,67	50,44	54,28
7:00-8:00	76,46	73,17	68,84	61,91	58,66	56,16	60,35	59,08	60,35	63,45	63,51	67,21
8:00-9:00	90,29	89,18	85,19	73,13	70,35	66,65	71,40	69,87	71,83	75,46	77,80	78,81
9:00-10:00	98,17	96,53	92,85	79,12	76,73	73,55	78,91	77,15	78,44	82,14	85,71	86,75
10:00-11:00	101,34	98,85	95,56	81,92	80,37	76,99	83,09	80,64	81,62	84,64	87,80	90,09
11:00-12:00	100,85	98,03	95,09	82,11	81,50	77,62	83,69	81,85	82,51	84,95	88,43	90,15
12:00-13:00	99,92	97,14	93,90	81,81	81,39	78,00	83,16	81,63	81,91	84,09	87,58	88,43
13:00-14:00	96,43	93,88	90,45	78,57	78,71	75,89	81,32	79,94	79,59	81,42	85,10	85,90
14:00-15:00	92,48	89,46	86,07	74,17	74,84	72,91	79,64	77,41	75,90	77,50	82,98	83,26
15:00-16:00	87,65	84,10	79,83	68,97	69,52	68,19	75,32	73,26	69,94	71,20	79,31	79,92
16:00-17:00	86,49	82,08	75,53	64,64	65,31	64,08	70,77	69,03	65,60	68,29	79,04	79,00
17:00-18:00	80,87	79,43	71,71	59,64	60,52	58,92	65,20	63,89	61,53	65,88	74,33	73,96
18:00-19:00	73,41	73,49	70,00	54,99	54,80	52,25	57,80	57,55	57,52	63,45	67,00	67,95
19:00-20:00	67,46	67,68	64,95	50,60	48,19	45,87	50,29	51,26	53,59	55,50	60,57	62,15
20:00-21:00	58,30	55,93	53,92	47,22	44,01	40,35	45,64	47,84	47,29	46,99	50,38	53,57
21:00-22:00	53,33	50,88	47,86	43,30	43,08	41,25	46,38	45,90	42,49	42,38	44,76	47,70
22:00-23:00	49,52	47,12	43,80	39,30	39,16	38,21	43,24	41,84	38,27	38,25	40,80	44,13
23:00-0:00	47,00	44,02	41,33	37,03	36,66	35,01	38,95	37,91	35,99	35,84	38,83	42,26



Wykres 18 Średnie godzinowe zużycie energii budynków gminnych w miesiącach roku



Wykres 19 Średnie godzinowe zużycie energii budynków gminnych w roku

Budynki gminne zużywają najwięcej energii elektrycznej w godzinach szczytowych tj. 8:00-18:00. Oznacza to, że największe zużycie występuje w godzinach, w których występuje największa produkcja energii przez instalację fotowoltaiczną.

Gmina odpowiada za 347 lokali komunalnych o łącznej powierzchni 14 763 m². Obecnie planowane jest przeprowadzenie w nich programu zmiany źródeł ciepła na układy elektryczne. Docelowo, energia produkowana przez farmę fotowoltaiczną będzie mogła zostać wykorzystana w celu zasilania tych źródeł.

Zakładając, że moc promiennika powinna wynosić około 30 W/m² pomieszczenia dobrze izolowanego termicznie (w przypadku pomieszczeń słabo izolowanych należy tę wartość zwiększyć o 50%) oraz biorąc pod uwagę powierzchnię lokali komunalnych, konieczna będzie instalacja promienników o mocy około 1 660,84 kW.

Zużycie energii w celach grzewczych jest trudne do oszacowania z uwagi na kilka czynników tj. izolacji termicznej budynku, szczelności stolarki okiennej, lokalizacji mieszkania w budynku (mające jedną lub kilka ścian zewnętrznych), temperatury zewnętrznej czy przyzwyczajęń temperaturowych lokatorów. Dane z 2018 roku pokazują, że średnie zużycie ciepła sieciowego w gospodarstwach domowych wynosi 8,78 MWh rocznie. Biorąc pod uwagę oferowaną przez urządzenia sprawność (według kart katalogowych nawet 95%) wywnioskować należy, że konieczną do dostarczenia energii (na podstawie średniej krajowej obejmujące również budynki dobrze zmodernizowane) będzie 9,24 MWh rocznie. Oznacza to całkowite roczne zużycie energii w lokalach komunalnych (347 mieszkań) na poziomie 3 207 MWh. W przypadku nieodpowiedniej izolacji termicznej budynku wartość ta ulegnie zwiększeniu.

7.3. Bilans energii elektrycznej

Zgodnie z danymi przytoczonymi powyżej, obiekty gminne pobrały w skali roku 1 167,30 MWh energii elektrycznej z czego 524,49 MWh stanowił pobór punktów przypisanych do budynków gminnych. Równocześnie, zgodnie z wykonaną symulacją planowana instalacja będzie w stanie wyprodukować w pierwszym etapie 2 001,14 MWh energii elektrycznej. Instalacja rozbudowana do mocy 7 MW pozwoli wyprodukować energię na poziomie 7 113,77 MWh. Z uwagi na dwa etapy realizacji planowanej inwestycji, wykonano bilans energetyczny dla każdej z nich. Z uwagi na przytoczony powyżej fakt zupełnego niepokrycia profili oświetlenia i instalacji fotowoltaicznej, bilans został przeprowadzony z uwzględnieniem wyłącznie budynków gminnych.

7.3.1. Bilans energii dla instalacji o mocy 2 MW

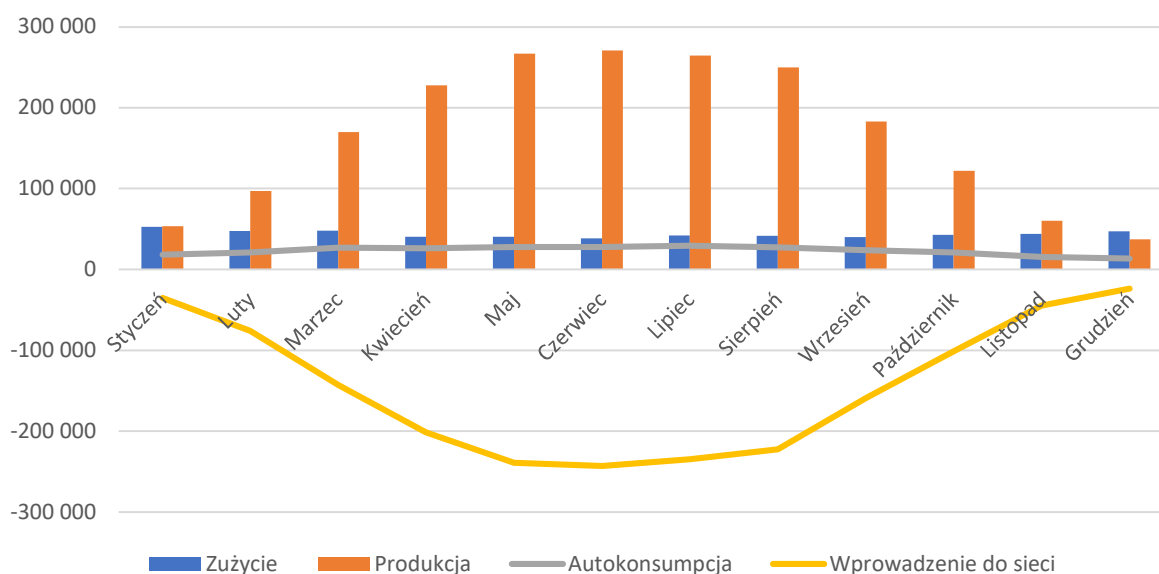
W przypadku instalacji o mocy 2 MW teoretyczne pokrycie zapotrzebowania będące ilorazem ilości wyprodukowanej energii w skali roku i zużycia energii w tym samym okresie wynosi 100%. Należy jednak brać pod uwagę, że generacja energii z promieniowania słonecznego cechuje się zmiennością, wynikającą ze zmian natężenia promieniowania słonecznego. W związku z tym, z uwagi na moc instalacji przewyższającą chwilową moc budynków gminnych może występować niepokrycie profilu i tym samym sprzedaż energii na runku lub potrzeba dostarczenia ich do innych punktów poboru energii elektrycznej np. na potrzeby ogrzewania elektrycznego w obiektach mieszkalnych. Na podstawie profili dobowo-godzinowych zużycia i produkcji energii dokonano analizy pokrycia zapotrzebowania (autokonsumpcji) w każdej godzinie doby.

Dzięki wybudowanej instalacji fotowoltaicznej gmina będzie w stanie pokryć zapotrzebowanie na energię w wolumenie 277,49 MWh co stanowi 52,9% całkowitego zapotrzebowania wykazanego w skali roku. Oznacza to, że energia będzie pobierana przez punkty PPE w chwili jej produkcji. Pozostała część energii w ilości 1 723,65 MWh zostanie wprowadzona do sieci elektroenergetycznej i sprzedana spółce obrotu lub dostarczona do innych punktów poboru energii. W związku z powyższym, ilość energii koniecznej do

kupienia z rynku zmniejszy się do wartości 277,49 MWh. Poniżej przedstawiono wymienione dane w ujęciu miesięcznym. Ostatnia kolumna „Energia dostępna” oznacza energię możliwą do skonsumowania w innych punktach odbiorczych lub przeznaczoną do sprzedaży na rynku energii.

Tabela 18 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 2 MW w ujęciu miesięcznym

Miesiąc	Zużycie energii	Produkcja energii [kWh]	Autokonsumpcja	Energia dostępna
Styczeń	52 519,55	53 509,13	18 130,71	35 378,42
Luty	47 545,14	96 867,39	20 801,11	76 066,28
Marzec	47 955,39	169 778,60	26 778,49	143 000,11
Kwiecień	40 181,47	227 573,38	25 968,07	201 605,31
Maj	40 424,61	266 641,48	27 673,08	238 968,40
Czerwiec	38 585,84	270 617,17	27 765,90	242 851,27
Lipiec	42 075,51	264 349,41	29 507,02	234 842,39
Sierpień	41 490,72	249 654,25	27 203,61	222 450,65
Wrzesień	39 888,60	182 990,89	23 823,59	159 167,31
Październik	42 622,95	122 042,64	20 838,78	101 203,86
Listopad	44 059,67	60 064,71	15 389,24	44 675,48
Grudzień	47 141,56	37 046,85	13 606,66	23 440,19
Suma	524 491,00	2 001 135,92	277 486,26	1 723 649,66



Wykres 20 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 2 MW w ujęciu miesięcznym

Z powyższego wynika, że w miesiącach ciepłych (kwiecień-wrzesień) do zagospodarowania pozostanie 1 299,89 MWh energii elektrycznej natomiast w miesiącach zimnych 423,76 MWh. Z uwagi na charakterystykę pracy instalacji, produkcja przewyższa chwilowe zużycie. Z tego względu poziom pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię wynosi maksymalnie 52,9% i występuje w Czerwcu. Wskaźnik autokonsumpcji dla każdego miesiąca przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 19 Poziom autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej

Miesiąc	Autokonsumpcja
Styczeń	34,5%
Luty	43,8%
Marzec	55,8%
Kwiecień	64,6%
Maj	68,5%
Czerwiec	72,0%
Lipiec	70,1%
Sierpień	65,6%
Wrzesień	59,7%
Październik	48,9%
Listopad	34,9%
Grudzień	28,9%

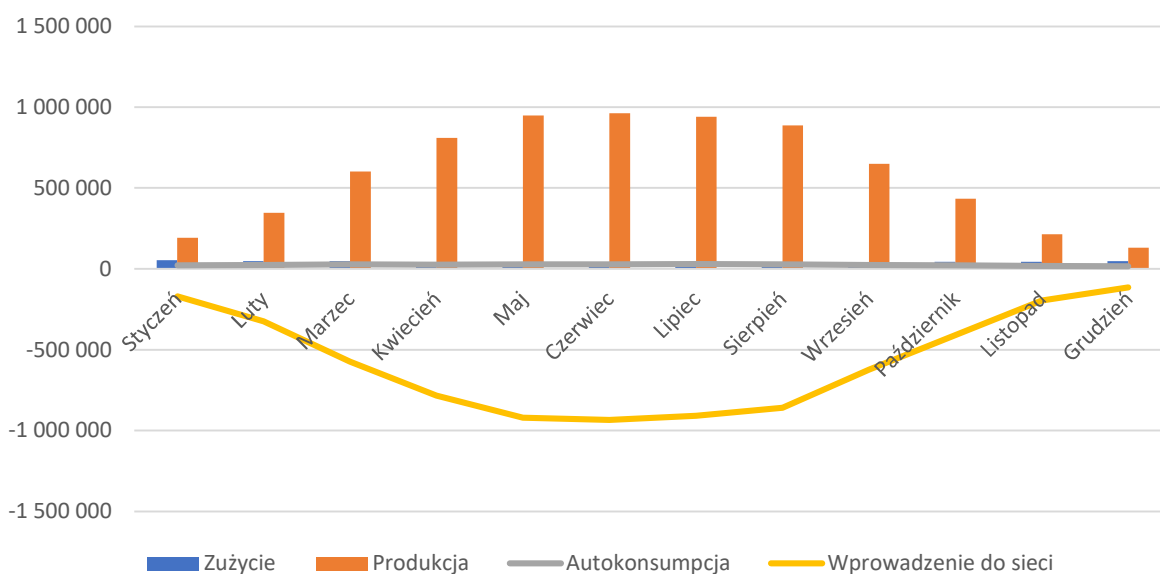
Jak wskazano powyżej, w miesiącach ciepły wskaźnik autokonsumpcji wynosi średnio 66,7%, w miesiącach zimnych wynosi natomiast 41,1%.

7.3.2. Bilans energii dla instalacji o mocy 7 MW

W przypadku instalacji o mocy 7 MW teoretyczne pokrycie zapotrzebowania wynosi 100%. Dzięki wybudowanej instalacji fotowoltaicznej gmina będzie w stanie pokryć zapotrzebowanie na energii w wolumenie 296,23 MWh co stanowi 56,5% całkowitego zapotrzebowania wykazanego w skali roku. Pozostała część energii w ilości 6 817,55 MWh zostanie wprowadzona do sieci elektroenergetycznej i sprzedana spółce obrotu lub dostarczona do innych punktów poboru energii. W związku z powyższym, ilość energii koniecznej do kupienia z rynku zmniejszy się do wartości 296,23 MWh. Poniżej przedstawiono wymienione dane w ujęciu miesięcznym. Ostatnia kolumna „Energia dostępna” oznacza energię możliwą do skonsumowania w innych punktach odbiorczych lub przeznaczoną do sprzedaży na rynku energii.

Tabela 20 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 7 MW w ujęciu miesięcznym

Miesiąc	Zużycie energii	Produkcja energii [kWh]	Autokonsumpcja	Energia dostępna
Styczeń	52 519,55	192 215,80	21 209,35	171 006,45
Luty	47 545,14	346 948,60	22 816,01	324 132,59
Marzec	47 955,39	601 884,91	28 016,04	573 868,87
Kwiecień	40 181,47	809 983,11	26 304,97	783 678,13
Maj	40 424,61	947 850,99	28 329,59	919 521,40
Czerwiec	38 585,84	962 862,18	28 543,07	934 319,11
Lipiec	42 075,51	939 689,64	30 295,24	909 394,40
Sierpień	41 490,72	887 088,97	28 026,43	859 062,55
Wrzesień	39 888,60	648 770,79	24 639,95	624 130,83
Październik	42 622,95	432 461,97	22 492,20	409 969,76
Listopad	44 059,67	213 880,53	18 605,63	195 274,90
Grudzień	47 141,56	130 136,80	16 948,72	113 188,07
Suma	524 491,00	7 113 774,29	296 227,21	6 817 547,08



Wykres 21 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 7 MW w ujęciu miesięcznym

Z powyższego wynika, że w miesiącach ciepłych (kwiecień-wrzesień) do zagospodarowania pozostanie 5 030,11 MWh energii elektrycznej natomiast w miesiącach zimnych 1 787,44 MWh. Poziom pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię wynosi maksymalnie 74,0% i występuje w Czerwcu. Wskaźnik autokonsumpcji dla każdego miesiąca przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 21 Poziom autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej

Miesiąc	Autokonsumpcja
Styczeń	40,4%
Luty	48,0%
Marzec	58,4%
Kwiecień	65,5%
Maj	70,1%
Czerwiec	74,0%
Lipiec	72,0%
Sierpień	67,5%
Wrzesień	61,8%
Październik	52,8%
Listopad	42,2%
Grudzień	36,0%

W miesiącach ciepły wskaźnik autokonsumpcji wynosi średnio 68,5%, natomiast w miesiącach zimnych 46,3%.

Nadwyżka wynikająca z niepokrycia profilu poboru przez obiekty gminne i wytwarzania energii przez farmę fotowoltaiczną będzie mogła zostać dostarczona do lokali komunalnych w celu zasilenia zainstalowanego w nich ogrzewania elektrycznego.

8. Model uczestnictwa w rynku energii

W niniejszym rozdziale zaproponowano model uczestnictwa Gminy w rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem zakupu i sprzedaży energii elektrycznej. Zagadnienie to może w znaczący sposób wpłynąć na rentowność użytkowanej instalacji fotowoltaicznej oraz ograniczyć koszty w gminnych punktach poboru energii. Należy brać pod uwagę, że przedstawione rozwiązania mogą nie być akceptowalne przez wszystkie spółki obrotu. Rynek obrotu energią jest rynkiem konkurencyjnym, w którym spółki konkurują ze sobą ceną i rodzajem usług. Niżej przedstawione zagadnienia funkcjonują na rynku w coraz większym stopniu, w większości przypadków w spółkach obrotu nie mających powiązania z dużą energetyką. Spółki te cechują się większą elastycznością rozwiązań proponowanych klientom.

W niniejszym rozdziale przedstawiono założenia modelu uczestnictwa Gminy w rynku energii, na który będą się składały następujące elementy:

- Przebilansowanie energii do punktów poboru energii
- Sprzedaż energii na rynku
- Zakup energii na rynku

Poszczególne zagadnienia przedstawione zostały w kolejnych podrozdziałach.

8.1. Przebilansowanie energii

Z informacji pozyskanych od przedstawiciela Gminy wynika, że w ramach jej działalności funkcjonują obiekty rozproszone na terenach gminnych, które zużywają energię elektryczną. Ich wykaz przedstawiono w poniższej tabeli.

Obiekt	Ulica	Numer budynku	Zużycie energii w skali roku [kWh]
Gminne Przedszkole Publiczne	Powstańców Wielkopolskich	26A	22 525
Szkoła Podstawowa	Kościelna	31	30 480
Szkoła Podstawowa w Trzebieszowicach	(-)	150	9 887
Szkoła Podstawowa w Trzebieszowicach	(-)	150	1 673
Ośrodek Pomocy Społecznej	Zamenhofa	2	18 950
Ośrodek Pomocy Społecznej (lokal mieszkalny)	Zamenhofa	2	100
Liceum Ogólnokształcące	Polna	2	11 322
Liceum Ogólnokształcące	Polna	2	91
Liceum Ogólnokształcące (sala gimnastyczna)	Polna	2	1 664
Kompleks boisk sportowych - Orlik	Polna	2	1 651
Kaplica	Fabryczna	7	100
Szalet Miejski	Fabryczna	7	5 992
Oczyszczalnia ścieków	Fabryczna	7	237 738
Ujęcie wody	Fabryczna	7	37 017
Warsztat - baza	Fabryczna	7	35 618
Klatka schodowa	Rynek	31	162
Klatka schodowa	Rynek	31	562
Klatka schodowa	Rynek	31	44

Klatka schodowa	Rynek	31	55
Klatka schodowa	Rynek	31	112
Klatka schodowa	Rynek	31	10
Klatka schodowa	Rynek	31	69
Klatka schodowa	Rynek	31	141
Klatka schodowa	Rynek	31	119
Klatka schodowa	Rynek	31	205
Klatka schodowa	Rynek	31	180
Klatka schodowa	Rynek	31	823
Klatka schodowa	Rynek	31	198
Klatka schodowa	Rynek	31	268
Klatka schodowa	Rynek	31	200
Klatka schodowa	Rynek	31	241
Klatka schodowa	Rynek	31	352
Klatka schodowa	Rynek	31	190
Klatka schodowa	Rynek	31	464
Klatka schodowa	Rynek	31	202
Klatka schodowa	Rynek	31	186
Klatka schodowa	Rynek	31	100
Klatka schodowa	Rynek	31	512
Klatka schodowa	Rynek	31	588
Klatka schodowa	Rynek	31	494
Klatka schodowa	Rynek	31	263
Klatka schodowa	Rynek	31	2 211
Klatka schodowa	Rynek	31	438
Klatka schodowa	Rynek	31	2 020
Klatka schodowa	Rynek	31	82
Klatka schodowa	Rynek	31	110
Klatka schodowa	Rynek	31	161
Klatka schodowa	Rynek	31	336
Klatka schodowa	Rynek	31	298
Klatka schodowa	Rynek	31	87
Klatka schodowa	Rynek	31	1
Klatka schodowa	Rynek	31	90
Klatka schodowa	Rynek	31	214
Klatka schodowa	Rynek	31	1 522
Klatka schodowa	Rynek	31	860
Klatka schodowa	Rynek	31	572
Trzebieszowice 48	Rynek	31	537
Trzebieszowice 51	Rynek	31	1 741
Stójków 11 (świetlica)	Rynek	31	560
galeria Rynek 25	Pl. Staromłyński	5	972
Centrum Kultury i Rekreacji	Pl. Staromłyński	5	13 052
Świetlica Skrzynka	Pl. Staromłyński	5	1 883
Świetlica Konradów	Pl. Staromłyński	5	165
Pompownia ścieków	Rynek	31	821
Remiza OSP (syrena)	Rynek	31	32

Stójków świetlice 11	Rynek	31	9
Ratusz	Rynek	31	41 516
Straż Miejska	Rynek	31	11 926
Remiza OSP Kąty Bystrzyckie	Rynek	31	262
Remiza OSP Kąty Bystrzyckie (syrena)	Rynek	31	8
Remiza OSP Konradów	Rynek	31	287
Remiza OSP Radochów	Rynek	31	10
Remiza OSP	Rynek	31	4 475
Remiza OSP Skrzynka	Rynek	31	12 498
Remiza OSP Trzebieszowice	Rynek	31	2 987
Słodowa 11a	Rynek	31	100
Arboretum Moniuszki	Rynek	31	100

Jednym z rozwiązań możliwych do zastosowania jest wirtualne przebilansowanie energii produkowanej w dużej elektrowni fotowoltaicznej do innych punktów poboru energii.

Pobierając energię z sieci odbiorca ponosi dwa składniki opłat – za zakup i dystrybucję energii elektrycznej. Pierwszy z nich związany jest z zakupem energii elektrycznej od spółki obrotu. Spółka ta kupuje energię elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii lub bezpośrednio od jej wytwórców. Biorąc pod uwagę obowiązujące w Polsce zapisy prawne, istnieje możliwość zakupu energii elektrycznej od dowolnej spółki obrotu z wykorzystaniem tzw. reguły TPA (Third Part Access). Spółka taka powinna funkcjonować na rynku Polskim oraz posiadać ważną koncesję na obrót energią elektryczną (OEE). Ograniczeniem w tego typu procedurach jest obowiązujące Gminę Prawo Zamówień Publicznych. Zgodnie z jego zapisami Gmina ma obowiązek przeprowadzenia postępowania wyboru sprzedawcy na podstawie ogłoszonego przetargu.

Należy brać pod uwagę, że na cenę jednostkową dla odbiorcy końcowego oferowaną przez spółkę obrotu składa się kilka elementów w tym:

- koszt zakupu energii na rynku lub bezpośrednio od wytwórcy;
- koszt umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia – do każdej jednostki energii elektrycznej sprzedanej przez spółkę obrotu odbiorcy końcowemu, spółka ta ma obowiązek doliczyć określoną wartość praw majątkowych. Prawa majątkowe stanowią towar giełdowy i sprzedawane są przez wytwórców produkujących energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii, które zostały zbudowane przed 1 lipca 2016 roku. Należy traktować, że jest to mechanizm wsparcia producentów energii w instalacjach wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii. W odniesieniu do każdej sprzedanej MWh spółka ma obowiązek umorzyć 19,5% zielonego certyfikatu, 0,5% błękitnego certyfikatu, 1,5% białego certyfikatu od 1 toe;
- Koszt akcyzy;
- Koszt profilu tj. różnicy pomiędzy energią zadeklarowaną przez odbiorcę energii elektrycznej a poborem rzeczywistym;
- Marża spółki obrotu.

W zależności od spółki obrotu, koszty zakupu energii z rynku, koszty profilu i marża spółki obrotu mogą się kształtować na różnym poziomie co będzie bezpośrednio wpływać na jednostkowy koszt energii elektrycznej oferowanej odbiorcy końcowemu.

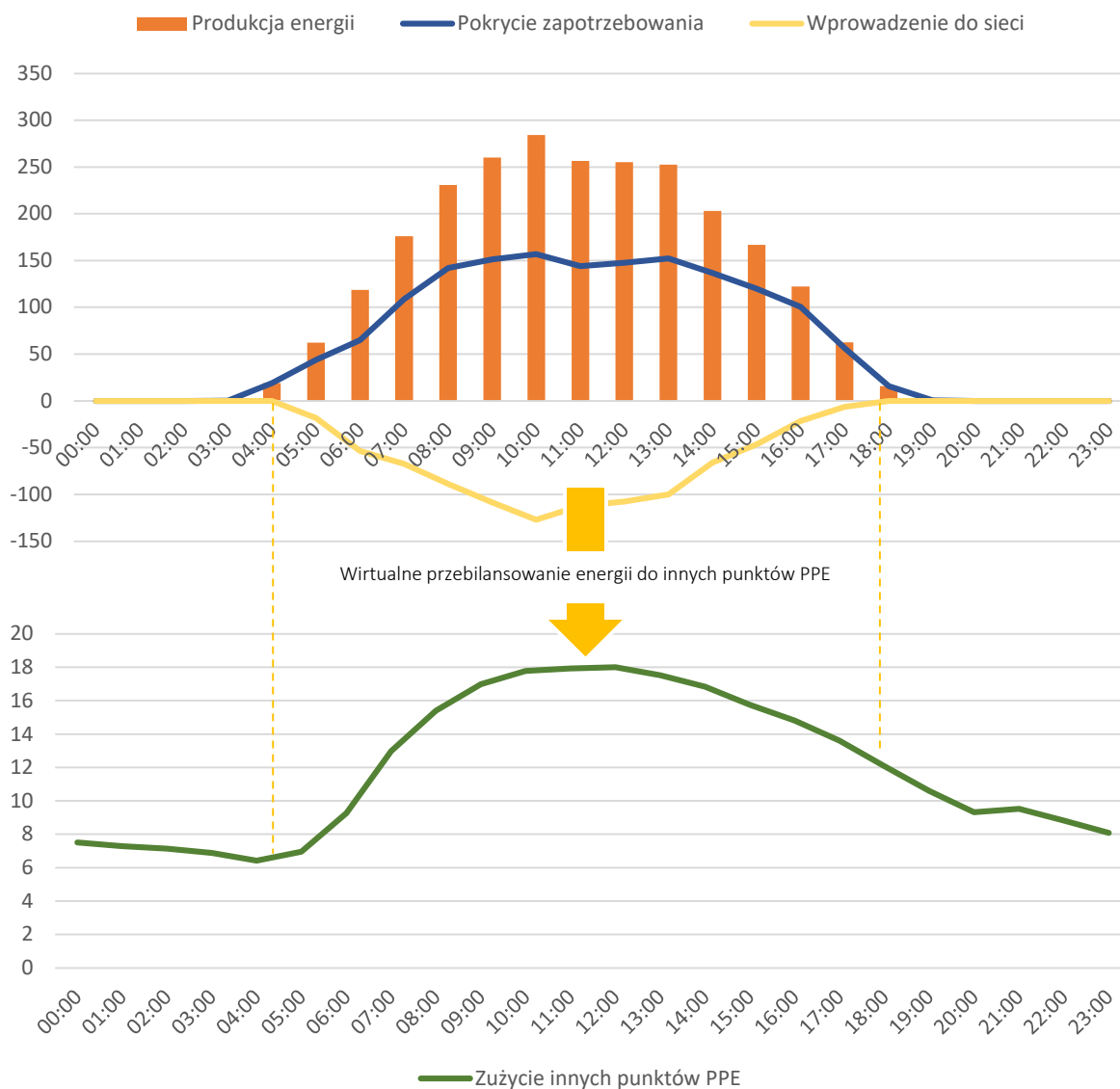
Koszty usług dystrybucyjnych są drugim składnikiem opłat ponoszonym w ramach zakupu energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej i związane są z usługą dostarczenia energii do odbiorcy końcowego za pomocą sieci dystrybucyjnych operatora OSD. Składa się na nie składnik stały oraz opłata przejściowa odnoszona do mocy zamówionej oraz składnik zmienny, stawka jakościowa, opłata OZE oraz opłata mocowa (obowiązująca od 2021 roku), które związane są z ilością pobranej energii elektrycznej.

Stawki opłat za poszczególne składniki ujęte są w taryfie dystrybucyjnej każdego z Operatorów Sieci Dystrybucyjnej i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorca końcowy ponosi opłaty zgodnie ze stawkami OSD, z którego sieci pobiera energię elektryczną. W zakresie dystrybucji brak jest możliwości negocjacji cen a ograniczenie opłat może wynikać wyłącznie z działań oszczędnościowych podjętych przez odbiorcę.

W chwili obecnej obowiązuje standardowy model sprzedaży energii elektrycznej, tzn. każdy PPE Gminy traktowany jest indywidualnie a energia kupowana jest od jednej spółki obrotu po określonej z góry cenie. Model optymalny wymaga rozważenia gminy jako całości zachodzących tam procesów energetycznych. Spółka gminna będzie posiadać dużą instalację fotowoltaiczną. Dlatego zawarta umowa powinna obejmować dostarczenie energii z tej farmy a w przypadku niewystarczającej produkcji, dopiero z innego źródła. Nadwyżki energii wprowadzane do sieci, będą mogły zostać rozliczone na poczet innych punktów odbioru.

W odniesieniu do energii, która została wirtualnie przebilansowana do innych punktów PPE, spółka obrotu może naliczyć wszystkie składniki opłat poza składnikiem odpowiadającym za zakup energii na rynku lub od wytwórcy. Oznacza to, że składnik stanowiący największą część ceny energii nie zostanie doliczony. Jeśli nadwyżka energii nie wystąpi, wówczas energia zostanie naliczona zgodnie obowiązującą stawką jednostkową.

Z formalnego punktu widzenia Gmina nie będzie prowadziła obrotu energią elektryczną. Cały proces może się odbyć na podstawie odpowiednio sformułowanej umowy zawartej ze spółką obrotu. Warunkiem koniecznym do spełnienia jest podpisanie umowy na sprzedaż energii z jedną spółką obrotu dla wszystkich punktów PPE Gminy. Z tą samą spółką obrotu powinna zostać podpisana umowa na zakup energii z farmy fotowoltaicznej. Jak wspomniano powyżej, jest to możliwe dzięki zasadzie TPA. W przypadku wirtualnego przebilansowania energii do innych punktów PPE energia będzie musiała zostać formalnie kupiona i sprzedana by w ten sposób być dostarczona do określonego punktu poboru energii. Oznacza to, że nie będzie możliwości uniknięcia części opłat związanych ze sprzedażą energii do odbiorcy końcowego (umorzenie praw majątkowych, akcyza) ani opłat związanych z dystrybucją energii. Z uwagi jednak na produkcję energii w chwili jej dostarczenia, spółka obrotu będzie mogła zrezygnować z naliczenia części kosztu zakupu energii.



Wykres 22 Graficzne przedstawienie prezentowanego modelu przebilansowania energii

8.2. Sprzedaż energii

Energia stanowiąca nadwyżkę pomiędzy energią produkowaną a zużywaną w danej chwili może zostać przebilansowana do innych punktów poboru energii elektrycznej lub sprzedana na rynku energii. W drugim przypadku istotna jest cena, po której energia ta zostanie sprzedana. Duże spółki obrotu najczęściej w umowach zakupu posługują się odniesieniem do średniej ceny sprzedaży energii na rynku

konkurencyjnym, która ogłaszana jest przez Prezesa URE u odniesieniu do kwartału roku. W 2019 roku cena ta kształtowała się na poziomie, przedstawionym w poniższej tabeli.

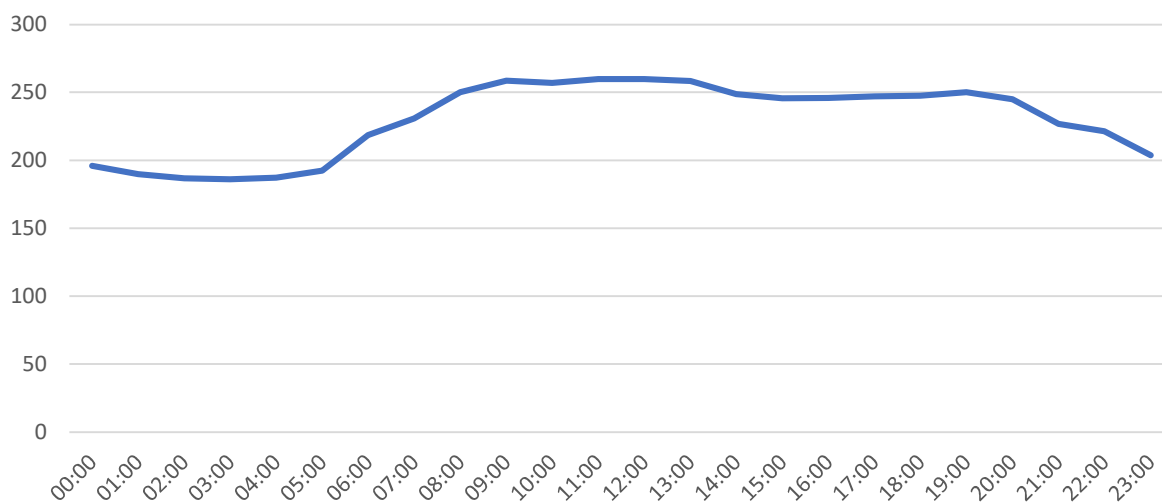
Tabela 22 Średnia kwartalna cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Kwartał	Cena Prezesa URE [zł/MWh]
Q1	241,81
Q2	247,21
Q3	252,65
Q4	241,41

Podobnie, jak w przypadku zakupu energii elektrycznej, podmiot sprzedający energię ma możliwość wyboru spółki obrotu. Mniejsze spółki obrotu mogą rozliczyć zakup energii po cenie rynku bilansującego, który charakteryzuje się wyższą ceną energii elektrycznej w godzinach szczytowych, w których występuje produkcja energii z instalacji fotowoltaicznej. Średnie godzinowe ceny na rynku bilansującym w 2019 roku przedstawiono w tabeli i na wykresie poniżej.

Tabela 23 Średnie roczne ceny energii na rynku bilansującym w ujęciu godzinowym

Godzina	Cena na RB [zł/MWh]
0:00-1:00	195,91
1:00-2:00	189,70
2:00-3:00	186,82
3:00-4:00	186,08
4:00-5:00	187,23
5:00-6:00	192,41
6:00-7:00	218,40
7:00-8:00	230,67
8:00-9:00	250,00
9:00-10:00	258,56
10:00-11:00	256,89
11:00-12:00	259,64
12:00-13:00	259,87
13:00-14:00	258,39
14:00-15:00	248,74
15:00-16:00	245,50
16:00-17:00	245,88
17:00-18:00	247,02
18:00-19:00	247,55
19:00-20:00	249,97
20:00-21:00	244,86
21:00-22:00	226,87
22:00-23:00	221,39
23:00-0:00	203,68



Wykres 23 Średnie roczne ceny energii na rynku bilansującym w ujęciu godzinowym

Zastosowanie modelu rozliczenia energii sprzedawanej po cenach rynkowych może przynieść korzyść z tytułu zwiększonych przychodów z każdej jednostki wprowadzonej energii do sieci. Powyżej przedstawiono średnie ceny roczne. Istotnym jest jednak, że w 2019 roku ceny w miesiącach ciepłych charakteryzowały się występowaniem ceny często na poziomie wyższym niż 300 zł/MWh.

8.3. Zakup energii

Pomimo posiadania źródła wytwórczego o stosunkowo dużej mocy, koniecznym będzie zakup energii od spółki obrotu pochodzącej z rynku energii. Związane jest to z wyżej przedstawioną charakterystyką instalacji fotowoltaicznej. W tym przypadku istnieje możliwość podpisania umowy na zakup energii po stałej cenie zakupu lub z taryfą dynamiczną.

Zakup po stałej cenie jest realizowany przez Gminę w chwili obecnej. Model ten polega na podpisaniu umowy na zakup energii przez podmioty odbiorcze, w której zagwarantowana jest stała cena zakupu w każdej godzinie doby lub w podziale na taryfy. W przypadku budowy instalacji wytwórczej bardziej atrakcyjną możliwością może się okazać rozliczanie energii na podstawie taryfy dynamicznej.

W porównaniu do stałej opłaty za jednostkę kupionej energii, taryfa dynamiczna cechuje się zmiennością w każdej godzinie doby, podążając za rzeczywistymi cenami rynkowymi. W takim przypadku na koszt zakupu energii składają się wszystkie składniki wymienione w podrozdziale 8.1 a rozliczenie może się odbyć (w znacznym uproszczeniu) zgodnie z poniższą formułą:

$$K_i = (C_r + K_{PM} + A + K_P + M) * P_e$$

gdzie:

C_r – cena jednostkowa na rynku energii (Rynek Bilansujący vs Rynek Dnia Następnego)

K_{PM} – koszt umorzenia praw majątkowych

A – podatek akcyzowy

K_P – koszt profilu

M – marża spółki obrotu

P_e – pobrana energia elektryczna

Zastosowanie powyższego sposobu rozliczenia wprowadza większy element ryzyka gdyż podstawą kalkulacji są notowania giełdowe, niezależne od spółki obrotu. Taryfa dynamiczna może mieć odniesienie do stawek rynkowych zgodnych z Rynkiem Dnia Następnego, Rynkiem Bilansującym lub najczęściej z dwoma tymi rynkami równocześnie. Średnia cena na rynku dnia następnego w 2019 roku wyniosła 229,45 zł/MWh a na rynku bilansującym 235,28 zł/MWh. Należy jednak podkreślić, że farma fotowoltaiczna będzie produkować energię w godzinach jej szczytowego zapotrzebowania przez co cena ta może ulec zmniejszeniu nawet o kilkadziesiąt złotych.

9. Analiza ekonomiczna planowanego przedsięwzięcia

Punkty poboru energii w gminie, przyłączone są do sieci średniego i niskiego napięcia a energia pobierana jest w ramach taryfy B2x, C1x, G1x i O1x. Wszystkie punkty przyłączone są do sieci dystrybucyjnej jednego Operatora Sieci Dystrybucyjnej tj. Tauron Dystrybucja S.A. Z uwagi na miejsce lokalizacji instalacji wytwórczej i punktów odbiorczych nie wystąpi możliwość uniknięcia opłaty dystrybucyjnej. Oznacza to, że będzie ona ponoszona od każdej jednostki energii pobranej z sieci, podobnie jak ma to miejsce obecnie.

Obecnie podpisana umowa na zakup energii elektrycznej (składnik obrotowy) w 2021 roku przewiduje następujące wysokości opłat:

- oświetlenie uliczne (Taryfa O) – stawka 258,60 zł/MWh netto,
- budynki (taryfa B, C, G) – stawka 285,30 zł/MWh netto.

Jak wskazano powyżej, obiekty gminne pobierają łącznie 1 167,30 MWh energii elektrycznej rocznie przy czym:

- pobór przez oświetlenie uliczne – 641,81 MWh,
- pobór przez budynki – 524,49 MWh.

Powyższe oznacza, że z tytułu zakupu energii od spółki obrotu Gmina w 2021 roku poniesie koszty w wysokości 315 867,17 zł z czego budynki zużyją energię za kwotę 149 637,28 zł.

Jak wspomniano w poprzednim rozdziale, cena energii elektrycznej składa się z kilku czynników, które w przypadku sprzedaży energii do odbiorcy końcowego spółka obrotu jest zobowiązana naliczyć. Koszty te można oszacować obecnie na kwotę 70 zł. Z tego wynika, że każda 1 MWh energii dostarczonej do punktów poboru w chwili produkcji energii przez instalację pozwoli zaoszczędzić 215,30 zł. Wskazana kwota dotyczy przypadku, w którym cena za energię jest ustalona na wyżej wskazaną kwotę. Gmina, realizując swoją politykę może zmienić tę kwotę oferując dla przykładu 0 zł. Oznacza to, że punkty poboru energii w przypadku pokrycia się profilu produkcji i poboru zapłacą wyłącznie 70 zł/MWh energii pobranej. Równocześnie, za tę energię nie zostanie uiszczona opłata na rzecz spółki będącej właścicielem instalacji.

Nadwyżki produkowanej energii mogą być zużywane we wskazanym modelu w innych punktach poboru energii np. lokalach komunalnych. Alternatywą jest sprzedaż energii na rynku za kwotę oferowaną przez spółkę obrotu.

Analiza przeprowadzona w rozdziale 7 pozwoliła wskazać, że pokrycie zapotrzebowania punktów odbiorczych przez produkcję farmy fotowoltaicznej wyniesie:

- 277,49 MWh w przypadku instalacji o mocy 2 MW,
- 296,23 MWh w przypadku instalacji o mocy 7 MW.

Oznacza to oszczędność z tytułu pobieranej energii elektrycznej z własnej farmy fotowoltaicznej na poziomie 59 743,60 zł w przypadku farmy o mocy 2 MW oraz 63 778,32 zł w przypadku farmy 7 MW.

Równocześnie do wykorzystania w inny sposób pozostanie:

- 1 723,65 MWh w przypadku instalacji o mocy 2 MW,
- 6 817,55 MWh w przypadku instalacji o mocy 7 MW.

Przebilansowanie całej energii na potrzeby własne przyniosłoby korzyści w kwocie dodatkowych 311 101,58 zł w przypadku instalacji o mocy 2 MW oraz 1 467 818,52 zł w przypadku farmy 7 MW.

Inną możliwością jest sprzedaż energii na rynku. Z tytułu sprzedaży nadwyżek energii do sieci z zastosowaniem modelu jej rozliczenia po cenach Rynku Bilansującego Gmina będzie w stanie uzyskać przychód na poziomie 449 804,30 zł. W przypadku zastosowania modelu opartego na średniej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym przychód ten byłby równy 421 960,03 zł. Wariant ten dotyczy instalacji o mocy 2 MW. W przypadku instalacji o mocy 7 MW kwoty te będą wynosić odpowiednio 1 775 237,99 oraz 1 669 258,84 zł.

Koniecznym podkreślenia jest, że powyższe ceny bazują na kwocie oferowanej przez spółkę obrotu na rok 2021 oraz cenach rynkowych 2019. Cena sprzedaży na rynku ulegnie zmianie a powyższy przykład miał na celu zobrazowanie porównania pomiędzy rynkiem RB i RDN. Ceny na wskazanych rynkach nie są znane w kontekście roku 2021 gdyż wyznaczane są w przypadku RDN na dzień przed planowaną datą dostawy natomiast w przypadku RB w dniu, w którym następuje dostarczenie energii do punktu odbioru.

Podkreślenia należy, że ceny energii elektrycznej ulegają ciągłym zmianom. Obecnie prognozuje się powolny wzrost cen energii na rynku hurtowym co powodować będzie wzrost opłacalności modelu opartego na przebilansowaniu energii do punktów odbiorczych.

Obecne koszty farm fotowoltaicznych budowanych na gruncie szacowane są na około 2 400 000 zł za każdy 1 MW instalacji. Kwota ta zależy jest od wielu czynników w tym długości przyłącza, rodzaju gruntu czy elementów składowych instalacji. Należy uwzględnić, że zastosowanie modułów o wyższych mocach jednostkowych może wpłynąć na zwiększenie tego kosztu. Biorąc pod uwagę wskazaną kwotę, instalacja o mocy 2 MW kosztować będzie około 4 800 000 zł natomiast budowa instalacji 7 MW wyniesie 16 800 000 zł (podane ceny dotycząc sytuacji obecnej i mogą się zmienić w zależności od okresu, kiedy inwestycja dojdzie do skutku).

Przyjmując rozwiązanie całkowitego przebilansowania energii na punktu poboru należące do Gminy, prosty okres zwrotu z instalacji o mocy 2 MW i 7 MW wyniesie około 11 lat. Uwzględniając wzrost kosztów energii i spadek cen instalacji fotowoltaicznych, okres ten będzie ulegał znacznemu skróceniu. Każdy wzrost ceny sprzedaży o 10 zł będzie oznaczał skrócenie czasu zwrotu z inwestycji o pół roku.

10. Harmonogram realizacji inwestycji

Realizacja projektu wymaga przeprowadzenia przez Inwestora szeregu działań, od podjęcia decyzji zarządczej, aż do faktycznego uruchomienia instalacji. Poniżej zostały zaproponowane ramy czasowe przedsięwzięcia, w podziale na zadania. Harmonogram realizacji zadania został przedstawiony w postaci wykresu Gantta. Czas realizacji poszczególnych zadań jest czasem maksymalnym i w zależności od przebiegu procedur administracyjnych może ulec znacznemu skróceniu. Realny czas realizacji przedsięwzięcia wynosi 12 miesięcy od dnia podjęcia decyzji o realizacji inwestycji.

Najdłuższym czasem oczekiwania charakteryzuje się proces otrzymania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Warunki przyłączenia są istotnym elementem procesu, gdyż pomimo warunków opisanych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucji Tauron Dystrybucja S.A. określających podstawowe parametry techniczne konieczne do uwzględnienia na etapie projektowania Operator może wskazać wymagania szczegółowe, które należy uwzględnić. Dokumentacja projektowa musi być uzgodniona z Operatorem. Najgorszym przypadkiem jest sytuacja, w której warunkiem przyłączenia będzie konieczność zmodernizowania sieci po stronie Operatora. Wówczas proces inwestycyjny może ulec znacznemu opóźnieniu.

Tabela 24 Harmonogram realizacji inwestycji

Proces	Miesiąc																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Decyzja o realizacji projektu																	
Uzyskanie decyzji środowiskowej																	
Wystąpienie o warunki przyłączenia																	
Uzyskanie warunków przyłączenia																	
Projektowanie instalacji																	
Wniosek o pozwolenie na budowę																	
Zawarcie umowy z Wykonawcą																	
Prace montażowe																	
Uruchomienie instalacji																	
Odbiór inwestycji																	
Uzyskanie koncesji WEE																	

11. Źródła finansowania inwestycji

Inwestor może zrealizować inwestycję przy pomocy różnych form wsparcia, wśród których wymienić można:

- dotację,
- pożyczkę,
- formułę Partnerstwa Publiczno-Prywatnego.

Poniżej przedstawiono możliwość uzyskania powyżej wskazanych form pomocy.

11.1. Dotacja

Niestety duża część środków z perspektywy finansowej 2014 – 2020, w której znaczna część środków poświęcona była na działania OZE oraz likwidację skutków lub ograniczanie niskiej emisji została już wykorzystana. W chwili obecnej brak jest dostępnych programów oferujących wsparcie finansowe budowy instalacji innych niż mikroinstalacje (o mocy nie większej niż 50 kW). Obecny rok kończy perspektywę finansową przeznaczoną na lata 2014-2020. Rok 2020 dobiega końca co oznacza, że środki na inwestycje polegające na budowie dużej farmy fotowoltaicznej nie są obecnie dostępne. Wziąć pod uwagę należy kolejną perspektywę finansową, przeznaczoną na lata 2021-2030. Zgodnie z zapewnieniami rządu, w tym okresie może być dostępnych nawet 200 mld zł do przeznaczenia na energetykę w Polsce. Z uwagi na długi proces inwestycyjny, sugerowane jest śledzenie programów oferujących wsparcie. Możliwym jest, że program wspierający inwestycje jak planowana w Gminie pojawi się przed zakończeniem uzyskiwania wszystkich niezbędnych zgód i pozwoleń. Wówczas Inwestor będzie w stanie skorzystać z takich środków i wybudować instalację przy wsparciu Państwa.

Polska jest beneficjentem środków pochodzących z Norweskiego Funduszu Finansowego (tzw. fundusze norweskie) oraz Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego (tzw. fundusze EOG). W ramach funduszy zaplanowano uruchomienie programu „Środowisko, energia i zmiany klimatu”, którego operatorem jest Ministerstwo Klimatu we współpracy z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Program ten nie przewiduje jednak wsparcia w źródła fotowoltaiczne o mocy analizowanej w niniejszym materiale.

Z uwagi na powyższe uwarunkowania należy uznać, że w zakresie finansowania realizacji inwestycji jednostkom samorządu terytorialnego na chwilę obecną pozostaje finansowanie inwestycji ze środków własnych lub finansowanie komercyjne.

11.2. Pożyczka

Obecnie dostępną formą pożyczki jest kredyt oferowany przez jeden z banków dostępnych na polskim rynku. Brak jest obecnie pożyczek na preferencyjnych warunkach z uwagi na fakt zakończenia perspektywy finansowej przedstawiony w podrozdziale powyżej.

Obecnie występuje duże zainteresowanie podmiotów finansujących inwestycje w odnawialne źródła energii natomiast programy wsparcia oferowane są wyłącznie na niewielkie instalacje – najczęściej o mocy nieprzekraczającej 50 kW. Oznacza to, że warunki finansowe muszą być ustalane bezpośrednio w relacji pożyczkobiorca-pożyczkodawca. W zależności od historii finansowej inwestora bank będzie w stanie różne warunki finansowe.

11.3. Partnerstwo Publiczno-Prywatne

Partnerstwo Publiczno - Prywatne (PPP) jest sposobem realizacji zadań publicznych, oparty na współpracy pomiędzy podmiotem publicznym a partnerem prywatnym. Współpraca odbywa w oparciu o wieloletnią umowę określającą podział zadań i ryzyk pomiędzy tymi podmiotami. Formułę PP można określić jako świadczenie określonej usługi publicznej przez partnera prywatnego w oparciu o infrastrukturę publiczną, za wynagrodzeniem.

26 lipca 2017 roku przyjęta została „Polityka Rządu w zakresie rozwoju partnerstwa publiczno-prywatnego”. Wśród kluczowych elementów współpracy w ramach PPP wymienić można:

- współpraca sektora publicznego z sektorem prywatnym;
- umowny charakter (w ramach stosunku cywilnoprawnego);
- charakter celowy: realizacja przedsięwzięć (budowa infrastruktury, dostarczanie usług) tradycyjnie wykonywanych przez stronę publiczną;
- optymalny podział zadań;
- podział ryzyk;
- obustronną korzyść.

W Polsce, projekty w ramach PPP realizowane są głównie w oparciu o Ustawę o PPP, Ustawę PZP i Ustawę o umowie koncesji na roboty budowlane lub usługi. Na podstawie ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej gmina może:

„...w drodze umowy mogą powierzać wykonywanie zadań z zakresu gospodarki komunalnej osobom fizycznym, osobom prawnym lub jednostkom organizacyjnym nieposiadającym osobowości prawnej z uwzględnieniem przepisów ustawy z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz.U. z 2018 r. poz. 1510, z późn. zm.1)) oraz przepisów ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz.U. z 2017 r. poz. 2077, z późn. zm.2)) na zasadach ogólnych albo w trybie przepisów ustawy z dnia 19 grudnia 2008 r. o partnerstwie publiczno-prywatnym (Dz.U. z 2017 r. poz. 1834 oraz z 2018 r. poz. 1693), ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz.U. z 2018 r. poz. 1986 i 2215 oraz z 2019 r. poz. 53), ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz.U. poz. 2019), ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie (Dz.U. z 2018 r. poz. 450, 650, 723 i 1365 oraz z 2019 r. poz. 37), ustawy z dnia 16 grudnia 2010 r. o publicznym transporcie zbiorowym (Dz.U. z 2018 r. poz. 2016 i 2435), ustawy z dnia 21 października 2016 r. o umowie koncesji na roboty budowlane lub usługi (Dz.U. poz. 1920 oraz z 2018 r. poz. 1669 i 1693).”

Partner prywatny współpracujący z podmiotem publicznym może być wynagradzany na dwa sposoby. Pierwszym z nich jest prawo eksploatawania i pobierania pożytków ze składnika majątkowego lub świadczenie określonej w umowie usługi. Drugim sposobem jest zagwarantowanie partnerowi prywatnemu cyklicznych, określonych z góry płatności ze strony podmiotu publicznego. W zależności od wybranej formy wynagradzania zastosowanie będą mieć różne przepisy.

Zgodnie z Zieloną Księgą dotyczącą partnerstwa publiczno-prywatnego oraz prawa wspólnotowego dotyczącego zamówień publicznych i koncesji wydaną przez Komisję Europejską w 2004 roku wyróżnione zostały dwa podstawowe rodzaje PPP: kontraktowe oraz instytucjonalne.

PPP kontraktowe często określane jest jako model koncesyjny. Jego cechą charakterystyczną jest bezpośrednie połączenie pomiędzy partnerem prywatnym i ostatecznym użytkownikiem - partner prywatny świadczy społeczeństwu usługę, zamiast, ale pod kontrolą, partnera publicznego. W modelu tym odpowiedzialność za przedsięwzięcie ciąży na partnerze prywatnym, w tym zapewnienia finansowania na realizację przedsięwzięcia.

PPP zinstytucjonalizowane zakłada stworzenie spółki celowej zarządzanej łącznie przez podmiot publiczny i partnera prywatnego. Taki sposób zarządzania ma za zadanie zrealizować wspólny cel dostarczania pracy lub usług na korzyść społeczeństwa. Poprzez bezpośrednie uczestnictwo w organie udziałowców i w organach podejmujących decyzję podmiot publiczny posiada relatywnie duży wpływ na rozwój projektów, które może dostosowywać zgodnie z zaistniałymi okolicznościami. Podmiot ten jest również w stanie zdobywać doświadczenie w zakresie prowadzenia danej usługi. W przypadku PPP zinstytucjonalizowanego wszystkie ryzyka i zobowiązania ponosi spółka celowa realizująca przedsięwzięcie.

Wybór partnera

Zgodnie z art. 3a ust. 1 ustawy o PPP podmiot publiczny przed wszczęciem postępowania w sprawie wyboru partnera prywatnego zobowiązany jest sporządzić ocenę efektywności realizacji przedsięwzięcia realizowanego w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego w porównaniu do efektywności jego realizacji w inny sposób, w szczególności przy wykorzystaniu wyłącznie środków publicznych. Ocena powinna uwzględniać podział zadań i ryzyk pomiędzy podmiotem publicznym a partnerem prywatnym, szacowane koszty cyklu życia przedsięwzięcia oraz czas niezbędny do jego realizacji. Ponadto analizie należy poddać wysokość opłat pobieranych od użytkowników (jeśli są planowane) oraz warunki ich zmian. Analiza powinna obejmować:

- analizę interesariuszy;
- analizy techniczne;
- analizy ryzyka;
- analizy prawne;
- analizy podatkowe;
- analizy rynkowe;
- analizę popytu;
- analizy ekonomiczno-finansowe;

- analizę Value for Money.

Celem przeprowadzanej oceny przedsięwzięcia w modelu PPP jest weryfikacja wykonalności projektu oraz efektywności jego realizacji. Modelowy przebieg procedury oceny efektywności przedsięwzięcia został opracowany przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju i dostępny jest w formie dokumentu pod adresem internetowym: www.ppp.gov.pl/przygotowanie-projektow-ppp/.

Następnym krokiem zmierzającym do realizacji przedsięwzięcia w ramach PPP jest wybór partnera prywatnego. Procedura wyboru powinna się odbyć zgodnie z zapisami prawa oraz z uwzględnieniem następujących kroków:

1. Czynności przygotowujące do wyboru partnera wśród których zawierają się:
 - a. Oszacowanie wartości zamówienia
 - b. Ustanowienie Komisji Przetargowej
 - c. Opracowanie Regulaminu Postępowania
 - d. Przygotowanie regulaminu Komisji Przetargowej
 - e. Opracowanie strategii przetargowej
 - f. Opracowanie projektu ogłoszenia
2. Ogłoszenie o zamówieniu/koncesji
 Właściwie przeprowadzone postępowanie wszczynane jest poprzez przekazanie ogłoszenia do Dziennika Urzędowego Unii Europejskiej lub zamieszczenie ogłoszenia w Biuletynie Zamówień Publicznych. Na tym etapie potencjalni partnerzy mogą zadawać pytania lub wnioskować o zmianę warunków zawartych w ogłoszeniu. Jest to również czas na przyjmowanie przez podmiot publiczny wniosków o dopuszczeniu do udziału w Postępowaniu.
3. Ocena wniosków o dopuszczenie do udziału w Postępowaniu
 Ocena wniosków o dopuszczenie do udziału w Postępowaniu dokonywana jest w oparciu o Kryteria Oceny Podmiotowej, które zostały przyjęte w ogłoszeniu. Etap ten może skutkować odrzuceniem wniosków poszczególnych wnioskodawców, wezwaniem do uzupełnień wniosków i przyjęciem wniosków do dalszego procedowania.
4. Negocjacje
 Negocjacje polegają na dopracowaniu zasad współpracy pomiędzy podmiotem publicznym a partnerem prywatnym. Średnio jest to 4-5 rund negocjacyjnych dotyczących technicznych, finansowych i prawnych aspektów projektu PPP.
5. Zaproszenie do składania ofert i ich ocena
 Na podstawie dotychczas przeprowadzonych czynności Podmiot publiczny przy wsparciu Doradcy opracowuje Dokumentację Postępowania, która następnie przekazywana jest partnerom prywatnym wraz z zaproszeniem do składania ofert. Na tym etapie partner prywatny może wystosowywać pytania do podmiotu publicznego z prośbą o wyjaśnienia lub zmianę zapisów SIWZ. Etap ten powinien się zakończyć złożeniem ofert i wyborem najkorzystniejszej lub unieważnieniem postępowania.

6. Zawarcie umowy o PPP

W przypadku niewystosowania odwołania przez podmioty, które nie zostały wybrane następuje zawarcie umowy o PPP pomiędzy podmiotem publicznym a partnerem prywatnym.

Powyższa procedura została szczegółowo przedstawiona w dokumencie „Wytyczne PPP Tom II: Postępowanie przetargowe” opracowanym przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju dostępnym na stronie internetowej www.ppp.gov.pl/postepowanie-przetargowe/.

Procedura Partnerstwa Publiczno-Prywatnego jest skomplikowana natomiast może prowadzić do realizacji projektu w przypadku, w którym podmiot publiczny nie jest w stanie samodzielnie poradzić sobie z przedsięwzięciem inwestycyjnym. W takim przypadku partner prywatny jest w stanie wspomóc podmiot publicznym swoją wiedzą, doświadczeniem oraz dostępnością różnych form finansowania projektu.

12. Podsumowanie

Projekt planowany przez Gminę Łądek-Zdrój polega na budowie farmy fotowoltaicznej o mocy początkowej 2 MW oraz docelowej 8 MW. Inwestycja zaplanowana została na 3 działkach znajdujących się na terenie miasta Łądek-Zdrój o łącznej powierzchni 10,3 ha. Jak wykazano podczas analizy, wskazana powierzchnia pozwala na chwilę obecną zaplanować we wskazanej lokalizacji instalację o mocy 7 MW. W przypadku zwiększenia mocy modułów fotowoltaicznych maksymalna moc może ulec zwiększeniu.

Na podstawie wykonanego modelu wyznaczono, że instalacja o mocy 2 MW będzie w stanie wyprodukować około 2001,14 MWh energii rocznie. Budowa większej instalacji oznacza dostarczenie do sieci energii w wysokości 7 113,77 MWh.

Wyprodukowana energia docelowo ma zostać w jak największym stopniu wykorzystana na potrzeby zasilenia punktów poboru energii należących do Gminy, których łączny pobór (bez uwzględnienia oświetlenia) w skali roku wynosi 524,49 MWh. Analiza porównawcza wykazała, że instalacja o mocy 2 MW będzie w stanie pokryć zapotrzebowanie na energię w wolumenie 277,47 MWh. W przypadku instalacji o mocy 7 MW będzie to 296,23 MWh. Pozostała część energii będzie mogła zostać wykorzystana na potrzeby innych punktów poboru np. ogrzewania elektrycznego lub odsprzedana do sieci.

W celu realizacji założonego modelu wszyscy odbiorcy energii zainteresowani jej poborem z farmy fotowoltaicznej oraz spółka będąca właścicielem instalacji PV powinny posiadać zawartą umowę na zakup/sprzedaż energii z tą samą spółką obrotu. Pozwoli to na rozliczenie energii wyprodukowanej w punktach poboru energii znajdujących się w innych miejscach sieci na warunkach ustalonych pomiędzy podmiotami. Zastosowanie wskazanego modelu oraz zagospodarowanie całości energii pozwoli na osiągnięcie prostej stopy zwrotu na poziomie 11 lat.

Zrealizowanie planowanej inwestycji będzie się wiązało ze znacznymi kosztami początkowymi. W chwili obecnej brak jest dofinansowania w formie dotacji na tego typu inwestycje natomiast pożyczki dostępne są wyłącznie w formie komercyjnej. Rozwiązaniem problemu może się okazać zastosowanie modelu Partnerstwa publiczno-Prywatnego. Zakłada on współpracę podmiotu publicznego z partnerem prywatnym w celu realizacji celu społecznego. Istnieje możliwość opracowania formuły współpracy, w której to podmiot prywatny jest odpowiedzialny za pozyskanie dofinansowania, budowę i docelową obsługę inwestycji. Wówczas podmiot publiczny otrzymuje produkt lub usługę, za którą ponosi koszty według reguł określonych na etapie przeprowadzenia przetargu

Spis tabel

Tabela 1 Porównanie technologii monokrystalicznej i polikrystalicznej.....	10
Tabela 2 Średnie globalne promieniowanie słoneczne w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym	21
Tabela 3 Średnia bezpośredniego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym	22
Tabela 4 Średnia rozproszonego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji w ujęciu godzinowym	23
Tabela 5 Wpływ nachylenia modułu PV na ilość promieniowania docierającego do jego powierzchni	24
Tabela 6 Zależność odległości pomiędzy rzędami od kąta nachylenia modułów	25
Tabela 7 Natężenie globalnego promieniowania słonecznego w zależności od skierowania powierzchni modułu PV	27
Tabela 8 Parametry modułu fotowoltaicznego w warunkach STC	30
Tabela 9 Parametry falownika fotowoltaicznego.....	36
Tabela 10 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 2 MW w ujęciu miesięcznym	38
Tabela 11 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w miesiącach roku	39
Tabela 12 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 7 MW w ujęciu miesięcznym	40
Tabela 13 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w miesiącach roku	41
Tabela 14 Zużycie energii w obiektach gminnych	43
Tabela 15 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w miesiącach roku	44
Tabela 16 Zużycie energii w budynkach gminnych	45
Tabela 17 Średnie godzinowe zużycie energii przez budynki gminne w miesiącach roku.....	46
Tabela 18 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 2 MW w ujęciu miesięcznym	49
Tabela 19 Poziom autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej.....	50
Tabela 20 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 7 MW w ujęciu miesięcznym	51
Tabela 21 Poziom autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej.....	52
Tabela 22 Średnia kwartalna cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	58
Tabela 23 Średnie roczne ceny energii na rynku bilansującym w ujęciu godzinowym.....	58
Tabela 24 Harmonogram realizacji inwestycji	63

Spis wykresów

Wykres 1 Średnie globalne promieniowanie słoneczne w analizowanej lokalizacji	21
Wykres 2 Średnia bezpośredniego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji	22
Wykres 3 Średnia rozproszonego promieniowania słonecznego w analizowanej lokalizacji	23
Wykres 4 Natężenie globalnego promieniowania słonecznego w zależności od skierowania powierzchni modułu PV	27
Wykres 5 Wariant ograniczający moc możliwą do wprowadzenia do sieci.....	29
Wykres 6 Wariant umożliwiający wprowadzenie do sieci całej wyprodukowanej energii	29
Wykres 7 Krzywa sprawności falownika fotowoltaicznego [źródło: Huawei Technologies SUN2000-100KTL-H1 datasheet]	36
Wykres 8 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 2 MW w ujęciu miesięcznym.....	38
Wykres 9 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w miesiącach roku	39
Wykres 10 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 2 MW w roku, w miesiącu zimnym (styczeń) oraz miesiącu ciepłym (czerwiec)	40
Wykres 11 Produkcja energii elektrycznej instalacji o mocy 7 MW w ujęciu miesięcznym.....	41
Wykres 12 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w miesiącach roku	42
Wykres 13 Średnia godzinowa produkcja energii instalacji o mocy 7 MW w roku, w miesiącu zimnym (styczeń) oraz miesiącu ciepłym (czerwiec)	42
Wykres 14 Zużycie energii w obiektach gminnych.....	43
Wykres 15 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w miesiącach roku	44
Wykres 16 Średnie godzinowe zużycie energii obiektów gminnych w roku	45
Wykres 17 Zużycie energii w budynkach gminnych.....	46
Wykres 18 Średnie godzinowe zużycie energii budynków gminnych w miesiącach roku	47
Wykres 19 Średnie godzinowe zużycie energii budynków gminnych w roku.....	47
Wykres 20 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 2 MW w ujęciu miesięcznym	49
Wykres 21 Bilans energetyczny z uwzględnieniem instalacji 7 MW w ujęciu miesięcznym	51
Wykres 22 Graficzne przedstawienie prezentowanego modelu przebilansowania energii	57
Wykres 23 Średnie roczne ceny energii na rynku bilansującym w ujęciu godzinowym	59

Spis rysunków

Rysunek 1 Lokalizacja działek przeznaczonych pod budowę farmy fotowoltaicznej [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]	6
Rysunek 2 Wymiary terenu przeznaczonego pod instalację fotowoltaiczną [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]	7
Rysunek 3 Możliwa trasa przebiegu przyłącza farmy do sieci elektroenergetycznej [źródło: www.mapy.geoportal.gov.pl]	8
Rysunek 4 Krzywa sprawności falownika fotowoltaicznego [źródło: Karta katalogowa Huawei SUN2000-33KTL-A]	13
Rysunek 5 Rozmieszczenie modułów w rzędach - przyjęte założenia	25
Rysunek 6 Zależność odległości pomiędzy rzędami od kąta nachylenia modułów	26
Rysunek 7 Rozmieszczenie modułów na gruncie	31
Rysunek 8 Wizualizacja farmy fotowoltaicznej o mocy 2 MW	32
Rysunek 9 Rozmieszczenie modułów na gruncie	34
Rysunek 10 Wizualizacja farmy fotowoltaicznej o mocy 7 MW	35